

Universidad de Valparaíso
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Civil



**“Evaluación de energías renovables no convencionales
para sistemas de agua potable rural en localidades
aisladas”**

por

Jorge Andrés Vizcarra Gaete

Trabajo de Título para optar al grado de
Licenciado en Ciencias de la Ingeniería y Título de
Ingeniero Civil

Profesor Guía: Martín Villalobos Pino

Octubre 2011

*A mis padres Jaime Vizcarra y Cecilia Gaete,
Hermanos Juan Manuel y Jaime
y a mis Tíos, Jorge Gaete y Margarita Arancibia,
Por todo el apoyo y amor entregado.*

AGRADECIMIENTOS

El presente trabajo va dedicado plenamente a mis padres Jaime y Cecilia, hermanos Juan Manuel y Jaime; y a mis tíos Jorge y Margarita, por todo el esfuerzo y sacrificio que han realizado, y principalmente por el amor entregado, motivos que me dieron las fuerzas necesarias para desarrollar esta memoria.

Agradecer a Daniela, por ser la persona que estuvo a mi lado durante estos largos años de estudio, y en especial en el desarrollo de este trabajo. También agradezco a su familia que nunca dudaron en apoyarme o ayudarme cuando fue necesario.

Quisiera agradecer a mi profesor guía Martín Villalobos Pino, por ser el mentor de esta idea; además de guiarme y aconsejar en los últimos años de mi carrera. También agradezco a su familia y hermano Gabriel Villalobos Pino, por la buena disposición entregada ante cualquier inquietud.

Agradecer a todos los docentes de la carrera Ingeniería Civil de la Universidad de Valparaíso, por haberme entregado las primeras herramientas para desenvolverme en el mundo laboral.

También un especial agradecimiento a mis compañeros y amigos quienes con su apoyo fueron de gran ayuda en los momentos más difíciles de mi carrera.

Y por último, pidiendo disculpas por no nombrarlos, a todos aquellos que, de alguna manera aportaron con su granito de arena para que se lograra este importante objetivo.

ÍNDICE GENERAL

	PAG.
ÍNDICE DE TABLAS	iv
ÍNDICE DE FIGURAS.....	vi
RESUMEN	ix
ABSTRACT	x
CAPITULO I – ANTECEDENTES GENERALES	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 OBJETIVOS.....	5
1.2.1 Objetivo general	5
1.2.2 Objetivos específicos	6
1.3 ALCANCES.....	6
1.4 METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	7
CAPITULO II – ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES (ERNC) 9	
2.1 INTRODUCCIÓN	9
2.2 INTRODUCCIÓN A LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES.....	9
2.3 CLASIFICACIÓN DE ENERGÍAS	11
2.3.1 Energías renovables convencionales.....	12
2.3.2 Energías renovables no convencionales.....	12
2.4 TIPOS DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	13
2.4.1 Energía eólica	13
2.4.2 Energía solar.....	17
2.4.3 Energía hidroeléctrica	18
2.4.4 Energía de los océanos	22
2.5 MATRIZ ENERGÉTICA EN CHILE	25
2.6 ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL SECTOR ENERGÉTICO CHILENO.....	27
2.7 PROYECTO REMOCIÓN DE BARRERAS PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL CON ENERGÍAS RENOVABLES.....	28
CAPITULO III – RECURSOS ENERGÉTICOS EN CHILE.....	29
3.1 RECURSOS ENERGÉTICOS EN CHILE	29
3.1.1 Radiación solar	29
3.1.2 Energía eólica	30

3.1.3	Recursos hídricos	34
3.1.4	Diferencia de mareas	36

CAPITULO IV – METODOLOGÍA PARA SELECCIONAR FUENTE DE ENERGÍA..... 38

4.1	EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS ERNC	38
4.1.1	Evaluación de un sistema fotovoltaico	38
4.1.2	Evaluación micro centrales hidroeléctricas	44
4.1.3	Evaluación de un parque eólico	55
4.2	EVALUACIÓN DE GENERADORES	64
4.2.1	Instalación.....	64
4.2.2	Operación, mantenimiento y sostenibilidad.....	65
4.2.3	Costos de inversión y operación	66
4.3	COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS.....	69
4.4	FACTOR REGIONAL DE COSTOS.....	73
4.5	METODOLOGÍA PROPUESTA	77
4.5.1	Evaluación de la demanda energética	78
4.5.2	Análisis de recursos energéticos.....	78
4.5.3	Alternativas para el suministro eléctrico.....	80
4.5.4	Evaluación de alternativas de suministro eléctrico.....	81
4.5.5	Selección del sistema de suministro eléctrico.....	83
4.5.6	Recomendaciones por región	83

CAPITULO V – APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA. SISTEMA DE APR PUERTO GALA, XI REGIÓN DE AYSÉN 86

5.1	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE LA LOCALIDAD	86
5.1.1	Ubicación	86
5.1.2	Vías de comunicación	87
5.1.3	Clima.....	88
5.2	CATASTRO	92
5.2.1	Descripción general del sistema de agua potable.....	92
5.2.2	Captación.....	94
5.2.3	Tratamiento	95
5.2.4	Regulación	97
5.2.5	Red de distribución	97
5.2.6	Servicio eléctrico	99
5.3	PROYECTO CIVIL.....	100
5.3.1	Consideraciones de diseño	100
5.3.2	Calidad del agua	103
5.3.3	Planteamiento de la solución	104
5.4	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	107
5.4.1	Determinar demanda energética.....	107
5.4.2	Análisis de recursos energéticos del sector	107
5.4.3	Alternativas para el suministro eléctrico.....	109
5.4.4	Evaluación de alternativas de suministro eléctrico.....	109
5.4.5	Selección del sistema de suministro eléctrico.....	112

5.4.6	Comparación con grupo generador.....	116
5.4.7	Presupuesto.....	117
CAPITULO VI – CONCLUSIÓN		120
6.1	RECOMENDACIONES	122
BIBLIOGRAFÍA		123
ANEXO A – ESPECIFICACIONES BATERÍA PS - 121000		
ANEXO B – EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES		
ANEXO C – EVALUACIÓN GENERADORES		

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N°1.1 - Generación eléctrica por fuentes año 2009	1
Tabla N°2.1 - Inversión en generación eólica en Chile	16
Tabla N°2.2 - Clasificación de pequeñas centrales hidráulicas.....	21
Tabla N°3.1 - Radiación solar diaria total horizontal promedio anual para las regiones de Chile	30
Tabla N°3.2 - Amplitud medio anual en las costas chilenas	36
Tabla N°4.1 - Eficiencia de las tecnologías para células fotovoltaicas.....	39
Tabla N°4.2 - Ángulo de inclinación para sistemas fijos	40
Tabla N°4.3 - Estructura de costos de la inversión para un sistema fotovoltaico.....	43
Tabla N°4.4 - Características principales de las turbinas.....	46
Tabla N°4.5 - Estructura de costos micro central hidroeléctrica común.....	53
Tabla N°4.6 - Aerogeneradores se sistemas eólicos a pequeña escala	57
Tabla N°4.7 - Modificación por temperatura de la densidad de aire	58
Tabla N°4.8 - Estructura de costos de un pequeño sistema eólico.....	62
Tabla N°4.9 - Superficie necesaria y costo estimativo para grupo generadores con bodega	65
Tabla N°4.10 - Superficie necesaria y costo estimativo para grupo generadores sin bodega	65
Tabla N°4.11 - Periodos de mantenimiento	66
Tabla N°4.12 - Impactos ambientales más significativos de los sistemas energéticos	71
Tabla N°4.13 - Factor regional de costos.....	74
Tabla N°5.1 - Población a ser abastecida.....	101
Tabla N°5.2 - Proyección de población adoptada	101
Tabla N°5.3 - Parámetros de diseño.....	102
Tabla N°5.4 - Parámetros de diseño.....	102
Tabla N°5.5 - Requerimiento de fuente.....	102
Tabla N°5.6 - Requerimiento de fuente.....	103
Tabla N°5.7 - Resumen de calidad de aguas de la fuente	104
Tabla N°5.8 - Resumen de calidad de aguas de la fuente	104
Tabla N°5.9 - Demanda eléctrica	107
Tabla N°5.10 - Balance hídrico de la localidad de Puerto Gala	108
Tabla N°5.11 - Costos de inversión alternativa 1	113

Tabla N°5.12 - Costos de inversión alternativa 2	113
Tabla N°5.13 - Costos de inversión alternativa 3	114
Tabla N°5.14 - Costos de inversión alternativa 4	114
Tabla N°5.15 - Resumen costos de inversión	114
Tabla N°5.16 - Resumen valor actualizado de costos (VAC).....	115
Tabla N°5.17 - Costos para el proyecto eléctrico de la localidad de Puerto Gala	115
Tabla N°5.18 - Costos de un generador diesel en la localidad de Puerto Gala	117
Tabla N°5.19 - Presupuesto de obras eléctricas de Puerto Gala con sistema eólico	117
Tabla N°5.20 - Presupuesto de obras eléctricas de Puerto Gala con generador diesel	118
Tabla N°5.21 - Presupuesto de obras eléctricas de Puerto Gala con panel solar mono cristal.....	118
Tabla N°5.22 - Presupuesto de obras eléctricas de Puerto Gala con panel solar multi cristal	118
Tabla N°5.23 - Presupuesto de obras eléctricas de Puerto Gala con sistema hidroeléctrico.....	119
Tabla N°5.24 - Resumen de las alternativas económicas evaluadas	119

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N°1.1	- Capacidad instalada en Chile.....	3
Figura N°1.2	- Esquema de la metodología de trabajo propuesta.....	8
Figura N°2.1	- Las ERNC a nivel mundial	10
Figura N°2.2	- Diagrama de energías.....	11
Figura N°2.3	- Evolución de las turbinas eólicas	14
Figura N°2.4	- Principales partes de una turbina eólica	15
Figura N°2.5	- Sistemas Fotovoltaicos	17
Figura N°2.6	- Esquema de una Central Hidroeléctrica.....	19
Figura N°2.7	- Turbinas generación hidroeléctrica	20
Figura N°2.8	- Elaboración de energía mareomotriz	23
Figura N°2.9	- Prototipos de energía undimotriz	24
Figura N°2.10	- Capacidad instalada en Chile 1970 - 2010	26
Figura N°2.11	- Capacidad y generación 2010.....	26
Figura N°3.1	- Mapa eólico de Chile comprendido entre la XV y III Región (zona norte).....	31
Figura N°3.2	- Mapa eólico de Chile comprendido entre la III y IX Región (zona centro).....	32
Figura N°3.3	- Mapa eólico de Chile comprendido entre la IX y XI Región (zona centro sur)	33
Figura N°3.4	- Mapa eólico de Chile comprendido entre la XI y XII Región (zona sur).....	34
Figura N°3.5	- Mediciones de la amplitud media anual	37
Figura N°4.1	- Superficie necesaria para generar energía solar	39
Figura N°4.2	- Esquema básico de un sistema fotovoltaico aislado	42
Figura N°4.3	- Costos en UF de paneles mono cristalinos	43
Figura N°4.4	- Costos en UF de paneles multi cristalinos	44
Figura N°4.5	- Potencial eléctrico nano centrales hidroeléctricas menores a 5 [kW].....	47
Figura N°4.6	- Potencial eléctrico micro centrales hidroeléctricas 5 a 100 [kW].....	47
Figura N°4.7	- Diagrama de selección de turbinas hidráulicas	48
Figura N°4.8	- Esquema básico de una central mini hidroeléctrica	52
Figura N°4.9	- Costos en UF de una nano y micro central hidroeléctrico (0,2 – 10 [kW] de potencia)	54

Figura N°4.10 - Costos en UF de micro centrales hidroeléctricas (10 – 100 [kW] de potencia)	54
Figura N°4.11 - Potencial eléctrico en función del área.....	56
Figura N°4.12 - Potencial eléctrico de un sistema eólico	58
Figura N°4.13 - Esquema básico de un sistema eólico	61
Figura N°4.14 - Costos en UF de un pequeño sistema eólico (0,2 – 10 [kW] de potencia)	63
Figura N°4.15 - Costos en UF de un pequeño sistema eólico (10 – 100 [kW] de potencia)	63
Figura N°4.16 - Inversión en UF de un generador diesel (0,5 – 10 [kW] de potencia)	67
Figura N°4.17 - Inversión en UF de un generador diesel (10 – 100 [kW] de potencia)	67
Figura N°4.18 - VAC en UF de un generador diesel (0,5 – 10 [kW] de potencia)	68
Figura N°4.19 - VAC en UF de un generador diesel (10 – 100 [kW] de potencia)	68
Figura N°4.20 - Costos unitarios de inversión, [UF/kW]	69
Figura N°4.21 - Porcentaje de energía útil respecto del total	70
Figura N°4.22 - Nivel de ruido emitido por las energías evaluadas.....	70
Figura N°4.23 - Estado de maduración de cada una de las alternativas de generación	71
Figura N°4.24 - Parámetros de contaminación ambiental de los sistemas energéticos.....	72
Figura N°4.25 - Continuidad en la generación de energía	73
Figura N°4.26 - Mapa Ruta Naviera Magallanes	75
Figura N°4.27 - Mapa Ruta Naviera Austral	76
Figura N°4.28 - Diagrama de flujo de metodología propuesta resumida.....	77
Figura N°4.29 - Diagrama de flujo análisis de recursos energéticos.....	79
Figura N°4.30 - Diagrama de flujo alternativas para el suministro eléctrico .	81
Figura N°4.31 - Diagrama de flujo evaluación de alternativas de suministro eléctrico.....	83
Figura N°4.32 - Recomendaciones regionales	84
Figura N°5.1 - Mapa de ubicación localidad de Puerto Gala, a nivel regional	87
Figura N°5.2 - Mapa de ubicación del Grupo Gala.....	88
Figura N°5.3 - Vista general Caleta Cisne.....	89

Figura N°5.4 - Vista general Caleta Puyuhuapi.....	89
Figura N°5.5 - Vista general Caleta Lengua.....	90
Figura N°5.6 - Puente que conecta Isla Toto con Isla Ronchi.....	90
Figura N°5.7 - Pasarelas de Puerto Gala.....	91
Figura N°5.8 - Vista general del embarcadero.....	91
Figura N°5.9 - Esquema unilineal del sistema existente.....	93
Figura N°5.10 - Vista general muro de captación.....	94
Figura N°5.11 - Vista frontal de captación.....	95
Figura N°5.12 - Vista general caseta de cloración y filtro existente.....	96
Figura N°5.13 - Vista manifold de cloración en interior de caseta.....	97
Figura N°5.14 - Vista general de recinto de regulación y tratamiento.....	98
Figura N°5.15 - Detalle instalación tubería de acero galvanizado.....	98
Figura N°5.16 - Grupo generador existente en la isla.....	99
Figura N°5.17 - Sistema de generación eléctrica existente en el embarcadero de Puerto Gala.....	100
Figura N°5.18 - Planta general de obras existentes y proyectadas.....	106
Figura N°5.19 - Cuenca aportante captación existente.....	108
Figura N°5.20 - Alternativa N°1 – Panel solar mono cristalino.....	110
Figura N°5.21 - Alternativa N°2 – Panel solar multi cristalino.....	110
Figura N°5.22 - Alternativa N°3 – Nano central hidroeléctrica.....	111
Figura N°5.23 - Alternativa N°4 – Molino eólico.....	112
Figura N°5.24 - Alternativa comparativa – Grupo generador.....	116

RESUMEN

En los últimos años se ha implementado el Programa Nacional de Electrificación Rural (PER), no obstante, aún existen localidades que presentan deficiencias considerables al respecto y que ven limitadas sus posibilidades de desarrollo. Por otra parte, el interés nacional por el uso de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) se ha manifestado a través del desarrollo de estudios y otras iniciativas. Un caso emblemático es el estudio “Remoción de barreras para la electrificación rural con energía renovables”, convenio del Fondo Mundial para el Medio Ambiente (GEF) con la Comisión Nacional de Energía (CNE), 2001, que facilita las condiciones para el empleo de este tipo de energías en zonas aisladas.

Es en este contexto que esta memoria estudia la factibilidad técnico económica de tres fuentes de ERNC - solar, eólica e hidráulica - aplicadas en pequeña escala para suministrar electricidad a los sistemas de agua potable rural de zonas aisladas. El objetivo es determinar su factibilidad a nivel de anteproyecto. Adicionalmente, se entrega una metodología simple, para poder identificar los recursos energéticos disponibles en el sector, con una recomendación por región. Paralelamente se evalúan los generadores diesel, para comparar los costos entre estos y las ERNC evaluadas.

Finalmente utilizando la metodología propuesta, se elabora un proyecto de mejoramiento de agua potable rural, en la localidad de Puerto Gala, que pertenece a la Comuna de Puerto Cisne, Provincia de Puerto Aysén de la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo (XI región).

Las conclusiones en pequeña escala muestran que los costos de instalación, mantención y operación de las ERNC, son inferiores en comparación a los generadores diesel. Dentro de estas energías, aquellas que presenten mayor riesgo de disponibilidad del recurso de generación son más económicas. Ordenadas de mayor a menor costo, estas son: solar, hidráulica y eólica considerando potencias igual e inferiores a 100 [kW].

Palabras claves: *Energías renovables no convencionales, generadores diesel, factibilidad técnico económico y Puerto Gala.*

ABSTRACT

During last years, the National Program of Rural Electrification (PER) have been implemented. However, there still exist locations with both important electrification deficiencies and limitations on their development opportunities.

On the other hand, a national interest in using non-conventional renewable energies (NCRE) has been manifested through studies and other initiatives. An emblematic case is the study “Barrier removal for rural electrification with renewable energies”, agreement GEF-CNE (Global Environment Facility and Chile’s National Committee of Energy), 2001, which facilitate the conditions to employ this kind of energies on isolated zones.

On this context, the present document studies the technical and economic feasibility of three NCRE sources - solar, wind, hydraulic - applied in small scale to supply electricity to rural drinking water systems of isolated zones. The objective is to determine feasibility on a preliminary design level. In addition, a simple methodology is provided to identify available energy resources on the area and a recommendation per region is made. In a parallel way, diesel generators are evaluated in order to compare costs between those and the NCRE.

Finally, by using the proposed methodology, a rural drinking water improvement project is developed on Puerto Gala, belonging to district of Puerto Cisne, Province of Aysén, Region of Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo (XIst region).

The conclusions in a small scale shows that installation, maintenance and operation costs of NCRE are less than the costs of diesel generators. Among those energies, the ones that present a greater availability risk of the generation resource are also the less expensive ones. Arranged in descending order of cost, and limited to power equal or less than 100 [kW], the energies are: Solar, Hydraulic, Wind.

Keywords: *Non conventional renewable energies, diesel generators, economic and technical feasibility and Puerto Gala.*

CAPITULO I – ANTECEDENTES GENERALES

1.1 INTRODUCCIÓN

El cambio estructural observado a escala mundial en la propiedad y manejo de la industria eléctrica, ha tomado especial fuerza a partir de la segunda mitad de la década de 1990. Chile fue un país pionero en introducir libre competencia en el segmento de generación y en la separación de funciones de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. En el año 1982 se promulga el DFL N° 1/1982, Ley que introduce la competencia y privatización del sector eléctrico chileno, motivado principalmente por la administración ineficiente de las empresas estatales, la falta de inversión, la tendencia ideológica imperante de libre mercado y la búsqueda de precios más bajos para los usuarios (Morales, 2009).

La oferta de energía primaria en Chile, para el año 2009, alcanzó los 56.689 [GWh]. Dicha oferta es cubierta por cinco fuentes energéticas fundamentales que son: petróleo crudo, gas natural, carbón, hidroelectricidad, leña y otros recursos. En cuanto a la producción de electricidad para el mismo periodo se puede apreciar en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1

Generación eléctrica por fuentes año 2009

Tipo de Generación	[GWh]	%
Hidráulica Embalse	14,245	25.1%
Hidráulica Pasada	10,402	18.3%
Térmica Gas	3,958	7.0%
Térmica GNL	1,215	2.1%
Térmica Carbón-Petcoke	6,153	10.9%
Térmica Carbón	9,583	16.9%
Desechos	966	1.7%
Térmica Diesel	9,953	17.6%
Térmica Diesel-Fuel	142	0.3%
Eólica	71	0.1%
TOTAL	56,689	100.0%

Fuente: Estadística realizada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), actualizada hasta el año 2009.

Asimismo, la capacidad instalada por tecnología de generación para el año 2009 está compuesta por un 35,5% de centrales hidroeléctricas, un 63,3% de centrales termoeléctricas y un 1,2% de energías renovables no convencionales (biomasa, eólica y pequeñas centrales hidráulica).

El sistema eléctrico chileno se encuentra dividido en cuatro sistemas interconectados, como lo muestra la Figura 1.1, de acuerdo a la publicación realizada por la comisión Nacional de Energía en Junio del 2006 sumado a las estadísticas disponibles en el sitio web de la misma hasta el año 2009, se establece que, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta, genera el 24,7% de la energía demandada en el país, y atiende un consumo fundamentalmente minero (81,5%), donde el consumo residencial es muy pequeño (4.8%). La potencia de generación instalada es de 3.698 [MW], para atender una demanda máxima de 1.816 [MW], y la energía servida durante el año 2009 fue de 14.907 [GWh].

El Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé, es el principal sistema pues genera el 74,4% de la demanda energética de Chile y atiende al 93% de la población nacional, por lo tanto el consumo es mayormente industrial (38%) y residencial (20%). La potencia instalada es de 11.147 [MW], la demanda máxima de 6.139 [MW], y la energía aportada durante el año 2009 fue de 41.738 [GWh].

El Sistema Eléctrico de Aysén, en la práctica corresponde a cinco sistemas medianos ubicados en la zona sur del país; Palena, Hornopirén, Carrera, Cochamó y Aysén. Su capacidad conjunta corresponde a sólo 0,4% de la capacidad instalada nacional.

El Sistema Eléctrico de Magallanes, corresponde a cuatro subsistemas medianos, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, que abastecen a las ciudades del mismo nombre. Se localiza en el extremo más austral del país. Su capacidad instalada conjunta corresponde al 0,7% de la capacidad instalada nacional.

Por más de 20 años, el mercado eléctrico chileno ha sido perfeccionado a través de la creación de reglamentos y normas. Los cambios a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), oficializados en marzo de 2004 mediante la Ley 19.940, modifican un conjunto de aspectos de dicho mercado que afecta a

todos los medios de generación, introduciendo elementos especiales aplicables a las energías renovables no convencionales (ERNC) (Morales, 2009).

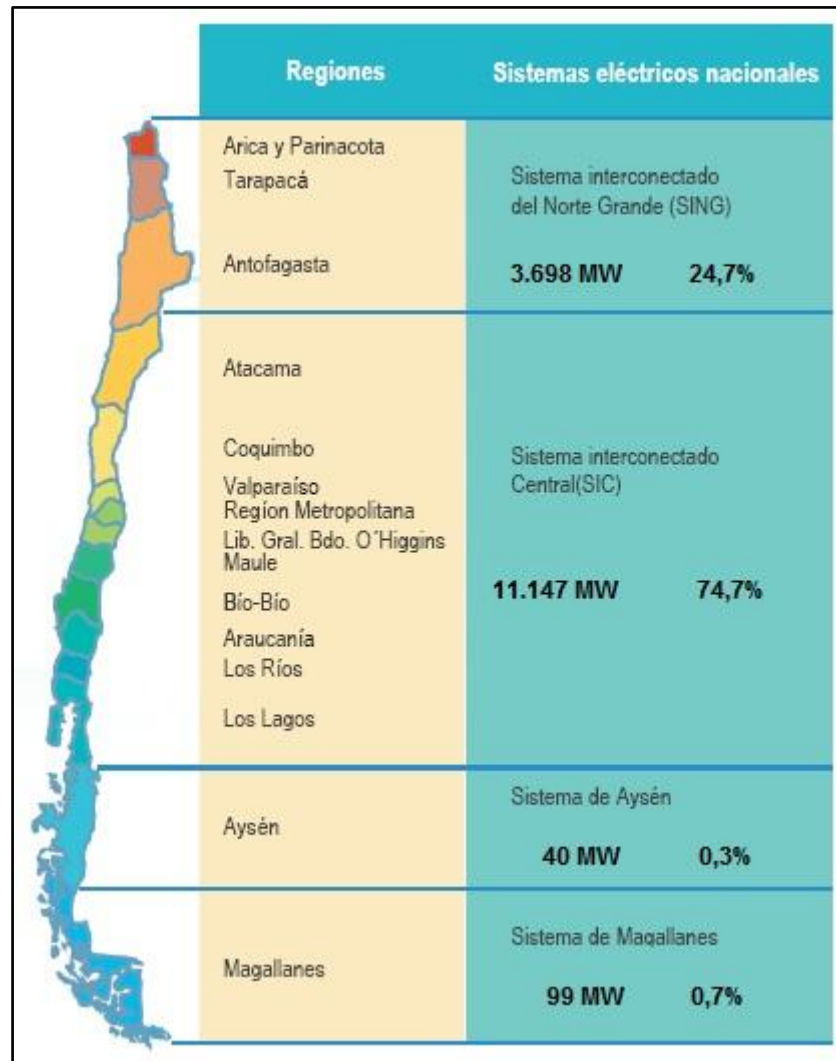


Figura 1.1

Capacidad instalada en Chile

Fuente: Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno. Comisión Nacional de Energía, Cooperación técnica alemana y Cooperación Intergubernamental Chile- Alemania, actualizado hasta el año 2009.

Por lo anterior, el 1 de Abril de 2008 entró en vigencia la Ley 20.257, que establece la obligación para las empresas eléctricas que efectúan ventas de energía a clientes finales para que acrediten que un porcentaje de la energía comercializada provenga de energías renovables no convencionales. La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de esta obligación, deberá pagar un cargo por cada megawatthora [MWh] de déficit respecto de su obligación (Palma, Jiménez y Alarcón, 2009).

La legislación vigente establece tarifas asociadas a la generación, transmisión y distribución de electricidad, de modo de entregar tanto a las empresas como a los consumidores, un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos. Pero una constante dificultad por parte de las autoridades ha sido llegar con energías a los sectores rurales y aislados.

En estas zonas rurales y pequeñas localidades con mayor densidad poblacional, existen varias dificultades que son comunes, como por ejemplo; bajo nivel socio económico de los beneficiarios, viviendas aisladas o pequeños núcleos urbanos, limitaciones en las comunicaciones telefónicas y radiales, transporte y problemas en los servicios básicos, como el agua potable y el alcantarillado. La complejidad del sistema de abastecimiento de agua potable rural está vinculada a factores locales, como las fuentes de abastecimientos disponibles, la oferta de agua, la dispersión de las viviendas, factores climáticos y uno muy importante la carencia de fuentes energéticas. En estos sectores, son el Ministerio de Salud y el Ministerio de Economía quienes tienen la función de regular y supervisar las cooperativas y comités, sin embargo, no existe una entidad pública de control como la Superintendencia de Servicios Sanitarios (SISS) en el sector urbano. Es por eso que desde 1994, la Dirección de Obras Hidráulicas (DOH) del Ministerio de Obras públicas se encarga de ejecutar el Programa nacional de Agua Potable Rural (APR), (Honsi y Asociados LTDA 2007), que tiene como objetivo abastecer de agua potable a localidades rurales, contribuyendo al desarrollo económico y a la integración social del país. Pero en ningún momento fue incluido en la modernización o privatización del sector, como ha ocurrido con las empresas sanitarias en los sectores urbanos. Según la Ley 19.549 de 1998, los concesionarios urbanos deben prestar asistencia técnica y administrativa a los comités y cooperativas de agua potable rural de sus respectivas regiones.

Actualmente muchos proyectos de mejoramiento o instalación de sistemas de agua potable rural (APR) se han visto imposibilitados en su ejecución por problemas energéticos (Veloza, 2007). Si bien el gobierno central ha implementado el Programa Nacional de Electrificación Rural (PER), que busca dar una solución a este problema, todavía encontramos localidades, en especial en zonas aisladas, que han tenido que implementar sus propias fuentes de energía, que en su mayoría corresponden a grupos generadores a base de petróleo. Estos poseen varias desventajas, entre ellas destacan la falta de continuidad operativa, producto de una inadecuada mantención y mala calidad del petróleo; sumado a las altas posibilidades de derrame producto del

mal manejo y transporte del combustible. Este problema ha llevado a que los habitantes tengan que implementar sus propios sistemas de captación de agua, que en algunos casos pueden caer en la ilegalidad y el incumplimiento de las normas sanitarias vigentes, particularmente las relacionadas con la calidad del agua.

En los últimos años se han visto los resultados del Programa Nacional de Electrificación Rural (PER), no obstante, aún existen localidades que presentan deficiencias considerables al respecto y que ven limitadas sus posibilidades de desarrollo. Por otra parte, se ha manifestado un interés nacional por el uso de energías renovables no convencionales (ERNC), desarrollándose entre otras cosas, el estudio de “Remoción de barreras para la electrificación rural con energía renovables”, convenio GEF-CNE, 2001 (Morales, 2009), que facilita las condiciones para el empleo de este tipo de energías en zonas aisladas.

Es en este contexto que surge el interés por estudiar la factibilidad técnico económico de diferentes fuentes de ERNC para suministrar de electricidad a los sistemas de agua potable rural, en zonas aisladas de nuestro país.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo general

Estudiar las tecnologías disponibles para la generación eléctrica en base a energías renovables no convencionales aplicadas a los sistemas de agua potable rural, generando diferentes alternativas de solución a las existentes en este tipo de localidades y realizándose con posterioridad una evaluación técnica económica de las mismas y proponiendo en un marco teórico una metodología simple que permita identificar los recursos energéticos más favorables para la ejecución de este tipo de proyectos.

1.2.2 Objetivos específicos

- Generar una herramienta que permita evaluar la factibilidad técnica y económica, en una etapa de ingeniería básica, de utilizar sistemas de energía alternativos en proyectos de agua potable rural.
- Identificar los recursos energéticos que se pueden utilizar, dada la geografía de nuestro país y los consumos energéticos de este tipo de sistemas.
- Evaluar técnica y económicamente las distintas alternativas energéticas, generando diagramas que permitan conocer los costos de inversión y operación de los diferentes sistemas.
- Desarrollar una metodología simple que permita analizar el entorno del sector, y así identificar las mejores fuentes de energía a considerar como una alternativa para el proyecto en desarrollo.
- Aplicar la metodología desarrollada en un caso real.

1.3 ALCANCES

El estudio considera la comparación económica de las distintas alternativas de energía, para lo cual se realizará el cálculo del valor actualizado de costos (VAC) de cada una de ellas. Se considera la utilización de una tasa de descuento de 7% y un horizonte de análisis de 20 años. Esta solo se desarrollará para cubrir las demandas energéticas de los sistemas de agua potable rural.

De los diferentes tipos de energía, se evaluarán aquellos que se puedan aplicar en nuestro país, y que se justifiquen considerando los bajos consumos energéticos que en general tienen este tipo de sistemas. Además, aquellas tecnologías que se encuentren en etapa de investigación, también quedarán fuera del estudio.

Adicionalmente se evaluarán los sistemas de grupo generador en base a petróleo diesel, para compararlos con los sistemas en base a energías renovables.

Para determinar los costos de operación y mantenimiento de las alternativas seleccionadas, se utilizará un porcentaje de la inversión inicial, tomando como referencia el criterio utilizado en otros proyectos de agua potable

rural realizado por la consultora Invar S.A. El valor del porcentaje ha utilizar será estimado por el “Estudio de tecnología de generación ERNC, Pontificia Universidad Católica de Chile, Ahlers y Arellano, 2011”.

El caso de estudio, corresponde a la localidad de Puerto Gala, que pertenece a la Comuna de Puerto Cisnes, Provincia de Puerto Aysén de la Región del General Carlos Ibáñez del Campo (XI Región). A partir del proyecto realizado por la consultora Invar S.A., “Diagnóstico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén”, determinaremos los consumos eléctricos para poder aplicar la metodología propuesta.

1.4 METODOLOGÍA DE TRABAJO

La metodología propuesta tiene como objetivo explicar brevemente las actividades más trascendentales de la investigación.

En un comienzo se describen los problemas que presentan las zonas aisladas, enfocándose precisamente en los sistemas de agua potable rural. Luego comienza una revisión bibliográfica, que permita recolectar toda la información relevante a la investigación, dando paso a la propuesta de investigación y objetivos.

A continuación se describen los recursos energéticos existentes y medidos en diferentes sectores de nuestro país, como por ejemplo, la radiación solar, velocidades de viento o diferencias de mareas. De forma adicional se describe de manera breve la metodología necesaria para determinar los caudales de diseño de una pequeña central hidroeléctrica.

Con aquellas energías seleccionadas, primero se procederá a realizar una evaluación técnica, generando curvas de potencia en función de las variables asociadas a cada una de las alternativas energéticas. Segundo, se realizará una evaluación económica de ellas, identificando los costos de inversión, operación y mantenimiento de estas. También se evaluarán los generadores en base a petróleo diesel.

Se desarrollará una metodología que permita identificar los recursos energéticos y recomendaciones de donde es factible o no la utilización de los diferentes sistemas.

Por último se utilizará la localidad de Puerto Gala como caso de estudio, donde se aplicará toda la metodología desarrollada, utilizando estas alternativas energéticas y comparándolas con los sistemas grupo generadores en base a petróleo.

Finalmente se entregarán las conclusiones de la memoria, dando respuestas a los objetivos planteados y se otorgarán recomendaciones para posibles investigaciones.

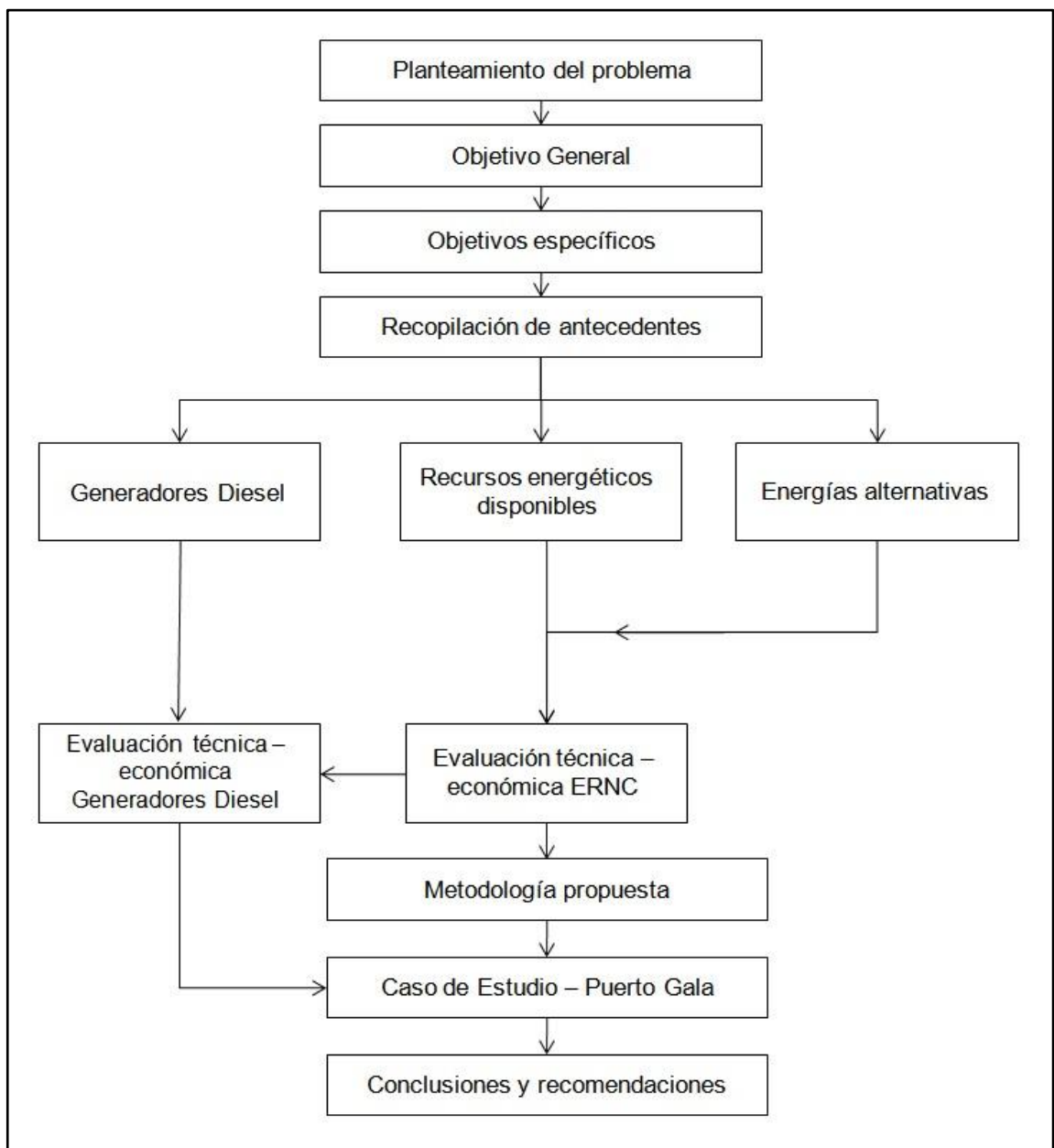


Figura 1.2

Esquema de la metodología de trabajo propuesta

Fuente: Elaboración propia

CAPITULO II – ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES (ERNC)

2.1 INTRODUCCIÓN

El desarrollo de la humanidad ha estado estrechamente ligado a la utilización de la energía. El aprovechamiento del fuego o el viento han marcado hitos importantes en este devenir. Un hecho trascendente fue la revolución industrial (siglos XVIII y XIX), relacionada en sus inicios al uso del carbón. Dentro de este proceso evolutivo, el empleo masivo del petróleo nos ha traído comodidad, que hoy caracteriza a las sociedades más desarrolladas.

Hoy en día se está muy próximo al final de la era del petróleo, así lo avalan los elevados precios que ha tenido este combustible fósil. Sin embargo el abastecimiento de energía será factible con energías no fósiles, donde las energías renovables asoman como una alternativa.

En el siguiente capítulo se entrega una pequeña descripción de las energías renovables no convencionales, describiendo el marco teórico de las energías primarias, secundarias, clasificación de tecnologías no renovables, renovables convencionales y las no convencionales. Una vez descrita las tecnologías energéticas se incluye una síntesis del panorama energético chileno, junto con una breve descripción legislativa para la inserción de estas fuentes de energía a la matriz energética chilena, proyecciones, barreras y potenciales (Tirapegui, 2006).

2.2 INTRODUCCIÓN A LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

El desarrollo de las nuevas tecnologías para aprovechar energías renovables no convencionales se erigen como una opción real y necesaria. Ello, a pesar de que los esfuerzos económicos destinados a su desarrollo llevan poco más de un par de décadas y por cierto son muy menores a los invertidos en otro tipo de energías (Morales, 2009). En la Figura 2.1 se puede observar la gran brecha que existe en el consumo de energía convencional respecto a las ERNC, donde la proporción a nivel mundial es cercana a 3/100.

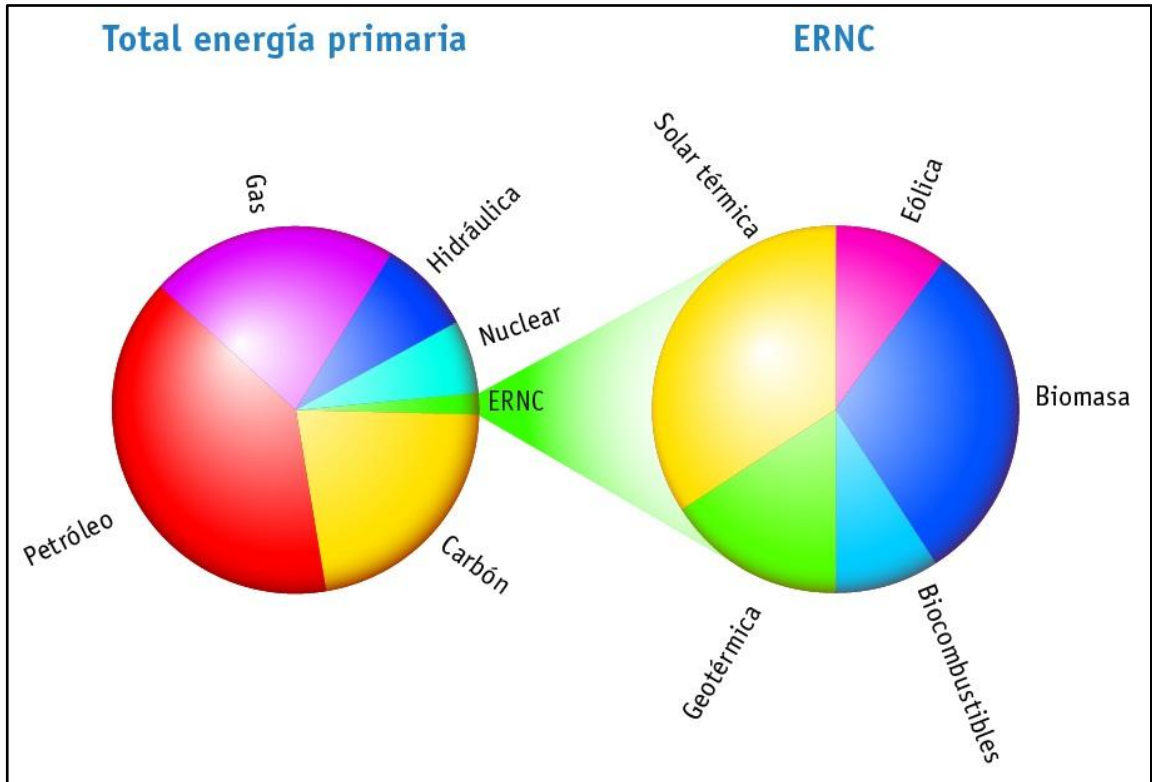


Figura 2.1

Las ERNC a nivel mundial

Fuente: Introducción a las energía renovables no convencionales, EndesaEco, publicado el año 2006.

En Chile, a fines del 2009 la potencia instalada en generación eléctrica era cercana a 15.000 [MW], provenientes principalmente de la energía hidráulica, gas y carbón. Por su parte, la demanda máxima a la misma fecha alcanza casi los 12.000 [MW] y su crecimiento continuaría a tasas elevadas. Las proyecciones actuales del crecimiento económico del país, permiten estimar que para el 2015 la demanda de energía eléctrica se duplicará (CNE, 2011), es decir, faltarán otro 9.000 [MW], a los cuales habría que agregar la energía necesaria para el transporte, vivienda y otras actividades (distintas al consumo eléctrico), que proviene principalmente de petróleo y sus derivados.

Actualmente, Chile importa el 72% de los combustibles que requiere para la producción de energía y las tendencias actuales de la oferta energética nacional no permiten predecir una disminución de este porcentaje. Para ello, las opciones que hoy se proponen se refieren al desarrollo de las actuales fuentes energéticas (hidroeléctrica, carbón gas, entre otras), la energía nuclear y las energías renovables no convencionales.

2.3 CLASIFICACIÓN DE ENERGÍAS

La energía fue definida por mucho tiempo como la capacidad de producir trabajo, es decir, de llevar a cabo procesos para desplazar, modificar o transformar un cuerpo mediante la acción de una fuerza (Ahlers, 2010). Se denomina energía primaria a los recursos naturales disponibles en forma directa, como la energía hidráulica, biomasa, leña, eólica y solar; o indirecta, después de atravesar por un proceso, como por ejemplo la extracción de petróleo crudo, gas natural, carbón mineral, entre otras, para su uso energético sin necesidad de someterlos a un proceso de transformación.

Se denomina energía secundaria a los productos resultante de las transformaciones o elaboración de recursos energéticos naturales (primarias) o en determinados casos a partir de otra fuente energética ya elaborada, como por ejemplo el alquitrán. El único origen posible de toda energía secundaria es un centro de transformación y el único destino posible un centro de consumo (Ministerio de Energía, 2008).

En la siguiente figura se muestra esquemáticamente la clasificación de las energías.

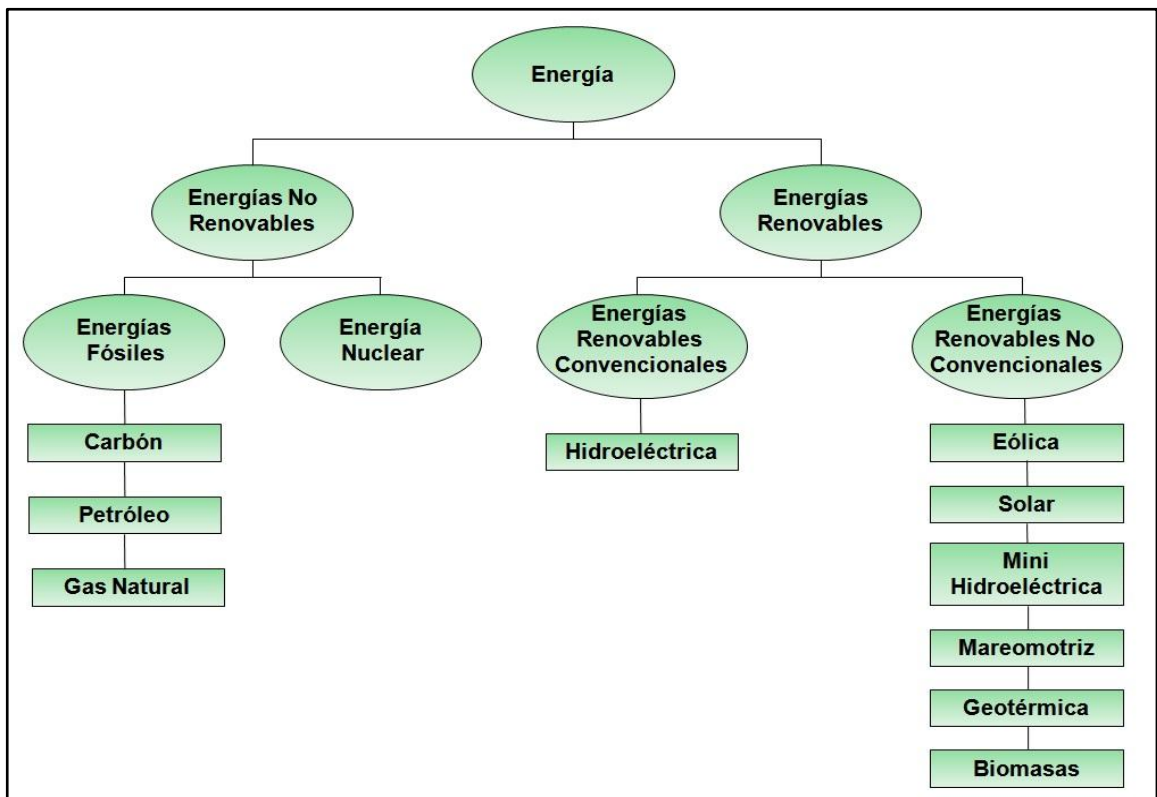


Figura 2.2

Diagrama de energías

Fuente: Elaboración propia

Las energías renovables se caracterizan porque, en sus procesos de transformación y aprovechamiento de energía útil, no se consumen ni se agotan en una escala de tiempo. Además, dependiendo de su forma de explotación, también pueden ser catalogadas como renovables aquellas provenientes de la biomasa y de fuentes geotérmicas (Palma, Jiménez y Alarcón, 2009). Las energías renovables suelen clasificarse en convencional y no convencionales, según sea el grado de desarrollo de las tecnologías para su aprovechamiento y la penetración en los mercados energéticos que presenten.

2.3.1 Energías renovables convencionales

Son las energías renovables que tienen un mayor grado de maduración tecnológico. Dentro de las convencionales, la más difundida es la hidráulica a gran escala (Tirapegui, 2006). La clasificación a nivel mundial es relativo de cada país, por lo general mayores de 5 [MW]. En nuestro país se consideran convencionales en forma gradual a partir de los 20 [MW] hasta los 40 [MW], como lo estipula la ley corta II (N°20.257). Para centrales hidráulicas superiores de 40 MW su clasificación es totalmente convencional (Palma, Jiménez y Alarcón, 2009).

2.3.2 Energías renovables no convencionales

Se utiliza el término no convencional para clasificar a las tecnologías energéticas renovables que no han contribuido significativamente hasta ahora el balance de energías primarias utilizadas. Esto se refiere a aquellas energías que están disponibles sin necesidad de transformación previa a su uso y quiere decir que no son significativas en la producción de grandes bloques energéticos (Morales 2009). Lo anterior conlleva a que la penetración en el mercado es baja para estas tecnologías.

Como energías renovables no convencionales, se consideran la eólica, la solar (térmica y fotovoltaica), la geotérmica, la biomasa y la de los océanos. De igual manera, el aprovechamiento de la energía hidráulica en pequeñas escalas se suele clasificar en esta categoría.

Al ser locales y dependiendo de su forma de aprovechamiento, generar impactos ambientales significativamente inferiores que las fuentes convencionales de energía, las ERNC pueden contribuir a los objetivos de seguridad de suministro y sustentabilidad ambiental de las políticas energéticas (Pereda, 2005). La magnitud de dicha contribución y la viabilidad económica de su implantación, depende de las particularidades en cada país de elementos tales como el potencial explotable de los recursos renovables, su localización geográfica y las características de los mercados energéticos en los cuales competirían (Ahlers y Arellano, 2010).

2.4 TIPOS DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

En la actualidad hay varias energías renovables no convencionales que se encuentran en procesos de estudio y no son aplicables para este tipo de localidades, es por esto que la energía de la biomasa y geotérmica no formarán parte del estudio.

2.4.1 Energía eólica

La energía eólica se entiende como una forma secundaria de energía solar. El viento es el movimiento de masas de aire, desde áreas de mayor a menor presión, producto de las distintas temperaturas sobre la superficie terrestre (gradiente térmica). Además, la rotación terrestre establece la circulación global de vientos.

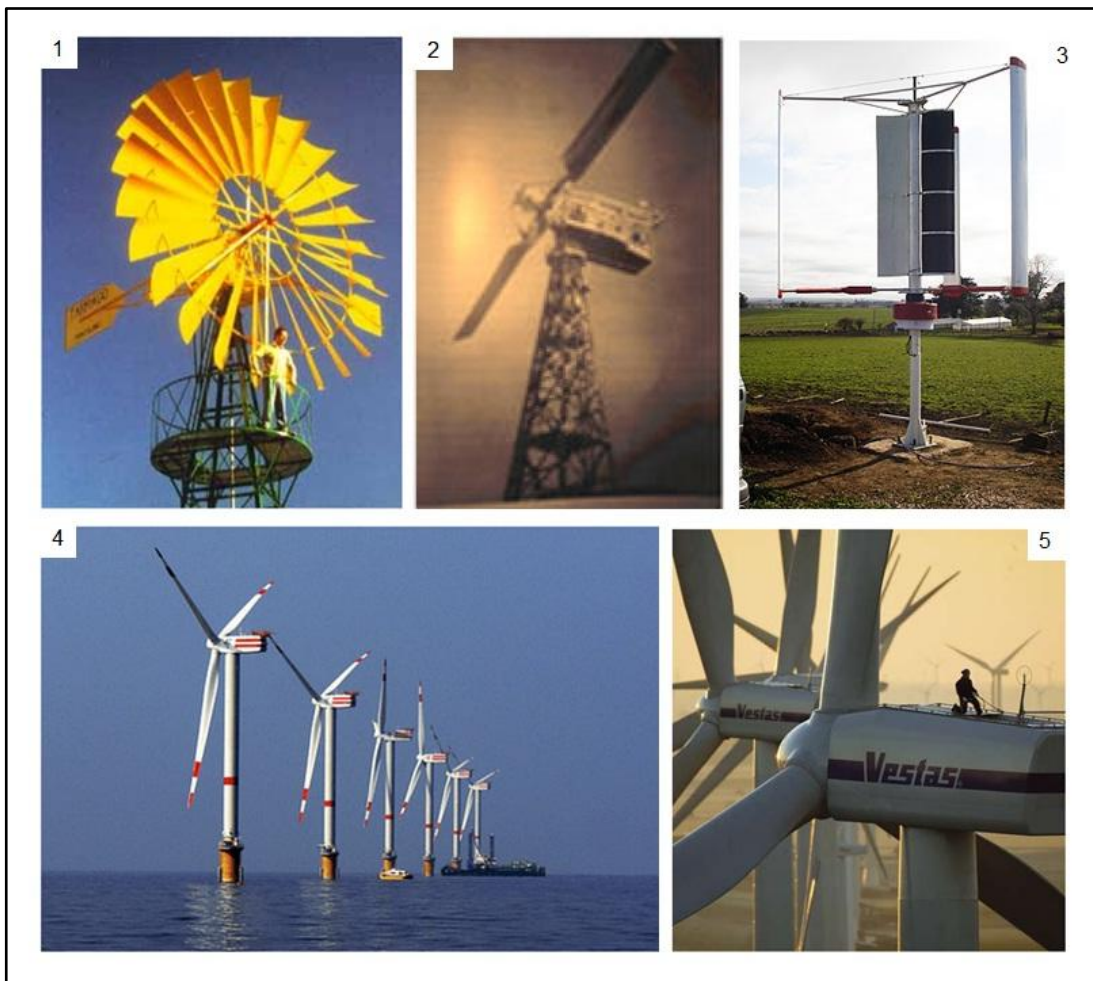
Esta energía ha sido antiguamente utilizada para bombeo de agua y molienda, pero no fue hasta mediados de los 80 que se inició el desarrollo comercial de turbinas eólicas (50 – 100 [kW]). A mediados de los 90, se frecuente producir turbinas de 500 – 600 [kW], y actualmente, se ha llegado a potencias de 2 – 3 [MW], con torres de más de 100 [m] y diámetro de las aspas entre 80 – 100 [m]. La energía eólica es la fuente con mayor crecimiento en capacidad instalada en el mundo, llegando a 160.000 [MW] a fines del 2010 (Ahlers y Arellano, 2010).

Las turbinas eólicas o aerogeneradores son el mecanismo típico de extracción de la energía cinética del viento para su transformación a energía eléctrica. A través del movimiento de las aspas o paletas se acciona el

generador eléctrico que transforma la energía por rotación para posteriormente almacenarse en baterías o transmitirse inmediata y directamente a la red.

Existen turbinas de eje vertical como las del tipo Savonius y Darreus, sin embargo, las más utilizadas para la generación masiva de energía eléctrica son las de eje horizontal, que poseen mayor eficiencia aerodinámica y fuerza de arranque, en contraste con las de eje vertical que poseen multidireccionalidad y mayor fuerza de arrastre (Tirapegui, 2006).

En la Figura 2.3 se puede ver la evolución de las turbinas eólicas y algunos modelos utilizados en la actualidad.



- (1) Molino múltipala
- (2) Turbina Smith – Putman
- (3) Molino de eje vertical Darreus
- (4) Parque eólico en el mar
- (5) Turbina moderna Vestas

Figura 2.3

Evolución de las turbinas eólicas

Fuente: Elaboración propia, motivada por imagen similar en Estudio de generación ERNC, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile, 2010.

En teoría, la cantidad de energía eólica en el planeta podría satisfacer la demanda mundial, Las aspas pueden extraer como máximo un 59% de la energía cinética del viento, sin embargo, en términos prácticos ésta solo llega al 40% (Ahlers y Arellano, 2010).

2.4.1.1 Componentes

En términos generales las turbinas modernas se componen principalmente por 3 palas, de entre 42 a 84 metros de diámetro; un generador, de 600 [kW] a 2 [MW]; la torre, de entre 40 y 100 metros (que optimiza altura, resistencia y resonancia); la veleta, que ayuda con la orientación del generador y el multiplicador, que aumenta hasta 50 veces la velocidad de giro. El rotor y las aspas generalmente están construidas de fibra de vidrio o fibra de carbono (más liviano y flexible).

En la Figura 2.4 se puede ver un esquema simplificado de las principales partes de la turbina.

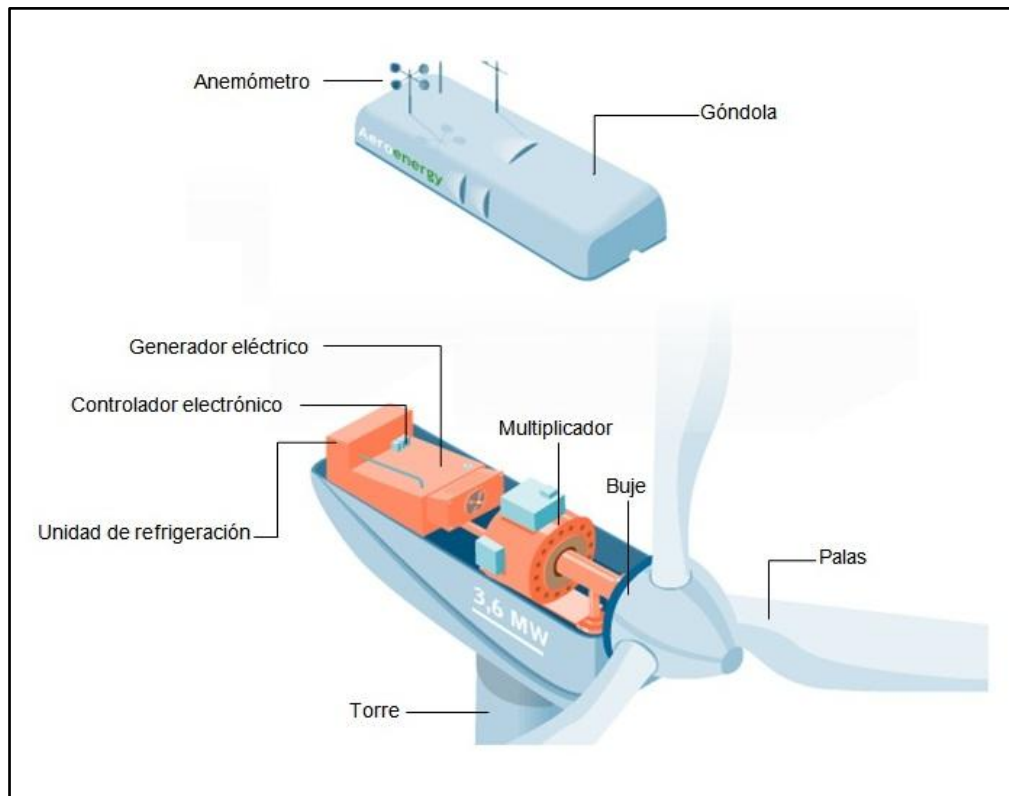


Figura 2.4

Principales partes de una turbina eólica

Fuente: Infografía de la Energía Eólica, publicado el 5 de Agosto del 2004, en el Diario del Consumidor, Eroski Consumer, España. Disponible en <www.consumer.es>

La góndola alberga las máquinas de la turbina, controladores aerodinámicos, controladores electrónicos de potencia. De existir, contiene el motor de giro del ángulo de las aspas y/o los motores de giro de la cabeza que permiten optimizar la extracción de energía y proteger la turbina. Además está presente el eje acoplador, eje de rotación de la turbina, caja acopladora de velocidad, eje de rotación del generador y el freno mecánico (Ahlers y Arellano, 2010).

2.4.1.2 Estado de implementación en Chile

En Chile existen 172 [MW] de potencia instalada construidos de energía eólica. Sin embargo, existe una gran cantidad de proyectos en desarrollo o en tramitación ambiental. Agregando los proyectos con intención de desarrollo se alcanza un total de 1.925 [MW], lo que representa más de un 15% de la capacidad instalada actualmente.

Tabla 2.1
Inversión en generación eólica en Chile

Estado	Tecnología	Propietario	Capacidad [MW]
Construidas	Parque Eólico Canela	Endesa	19
	Parque Eólico CrisToro	Cristalerías el Toro	9
	Parque Eólico Canela II	Endesa	60
	Parque Eólico Totoral	Norvind	46
	Parque Eólico Monte Redondo	Suez	38
Total			172
Permiso ambiental Aprobado	Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay	500
	Granja Eólica Calama	Codelco Chile, División Codelco Norte	250
	Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía de Chile	104
	Parque Eólico Quillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100
	Parque Eólico La Gorgonia	Eólica Partners S.A.	76
	Parque Eólico El Pacífico	Eólica Partners S.A.	72
	Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova	66
	Parque Eólico Minera Gaby	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40
	Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	36
	Otros		85
Total			1329
Permiso ambiental en calificación	Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar Ltda.	108
	Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101
	Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100
	Parque Eólico Valle de los vientos	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	99
	Otros		16
Total			424
Capacidad Total Eólica			1925

Fuente: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), Santiago: Systep Ingeniería y Diseños, 2010.

2.4.2 Energía solar

La energía solar es la energía radiante producida en el Sol como resultado de reacciones nucleares de fusión. Llega a la Tierra a través del espacio en quantum de energía llamados fotones, que interactúan con la atmósfera y la superficie terrestre (Serrano y Vallejo, 2006); esta es convertida en energía útil para la humanidad. Dependiendo de la forma de recolección de la radiación solar, esta puede transformarse en energía térmica o energía eléctrica (fotovoltaica).

2.4.2.1 Componentes

Un sistema fotovoltaico está formado por las células solares que transforman la luz en electricidad, un acumulador, un regulador de carga (que impiden que llegue más energía al acumulador cuando ha alcanzado su máxima carga) y un sistema de adaptación de corriente (que adapta a la demanda las características de la corriente generada) (Ahlers y Arellano, 2010).



Figura 2.5

Sistemas Fotovoltaicos

Fuente: Paneles fotovoltaicos, Disponible en <mariocelis25.Blogspot.com>

Es importante la posición de las células o paneles fotovoltaicos, como lo muestra la Figura 2.5, que deben ser inclinados y orientados de forma determinada, con el fin de aprovechar al máximo la radiación solar a lo largo del año (Collao, 2009).

Estas células suelen ser de silicio (monocristalino, policristalino o amorfo), pero se encuentra en desarrollo el posible uso de otros materiales, como el sulfuro de cadmio, donde se tiene presente el costo de la obtención del material (el silicio consume una gran cantidad de electricidad). La eficiencia que se alcanza con los sistemas fotovoltaicos es todavía baja, varía entre 10% el silicio amorfo y 15% con monocristalino (Tirapegui, 2006, actualizado al 2010).

La electricidad obtenida mediante estos sistemas puede usarse en forma directa o bien ser almacenada en baterías, para utilizarla en otro momento.

2.4.2.2 Estado de implementación en Chile

En Chile, la energía solar ha sido y es utilizada preferentemente en la zona norte del país, donde existe uno de los niveles de radiación más altos del mundo. Es usada principalmente para el calentamiento de agua a bajas temperaturas y para generación de electricidad con paneles fotovoltaicos en viviendas, establecimientos aislados y dispersos en zonas rurales.

En efecto, los colectores solares térmicos son los que se han implementado en mayor cantidad a nivel nacional, estimándose hasta Agosto del 2008 una superficie instalada mayor a los 7.000 [m²] (Ahlers y Arellano, 2010).

2.4.3 Energía hidroeléctrica

La generación de energía a partir de una corriente de agua es la fuente de energía renovable más usada en el mundo para generar electricidad (Martín, 2008). Debido a que nuestro estudio aborda pequeñas localidades, solamente se analizarán las pequeñas centrales hidráulicas.

Esta energía proviene de la energía mecánica (potencial y/o cinética) del agua. Por esta razón, este tipo de centrales se emplazarían mayoritariamente en la zona cordillerana y precordillerana de Chile, ya que en esos lugares es

donde se puede encontrar el mayor diferencial de energía potencial en los cauces de ríos (Romero, 2008).

2.4.3.1 Componentes

Como se aprecia en la Figura 2.6, la potencia hidráulica disponible, pasa por una turbina, la cual la transforma en potencia mecánica y ésta a través de un generador, es transformada en potencia eléctrica. Desde ahí pasa a los transformadores, para luego iniciar su viaje a los centros de consumos (Ahlers y Arellano, 2010).

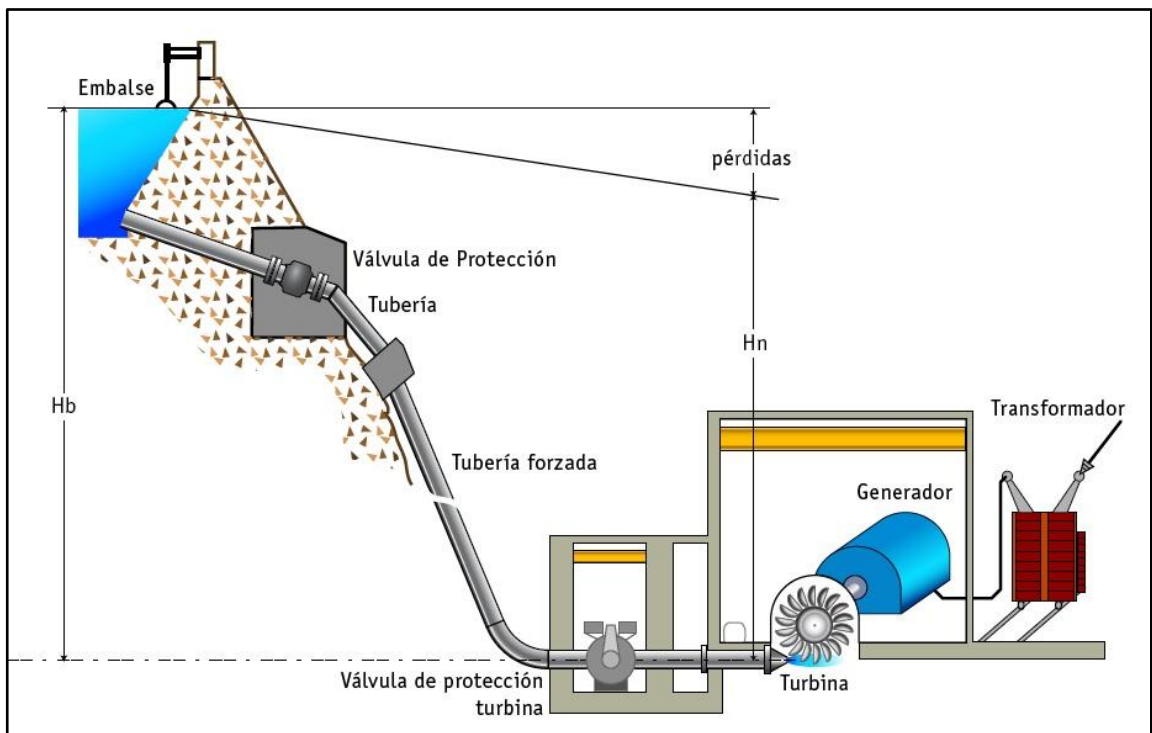


Figura 2.6

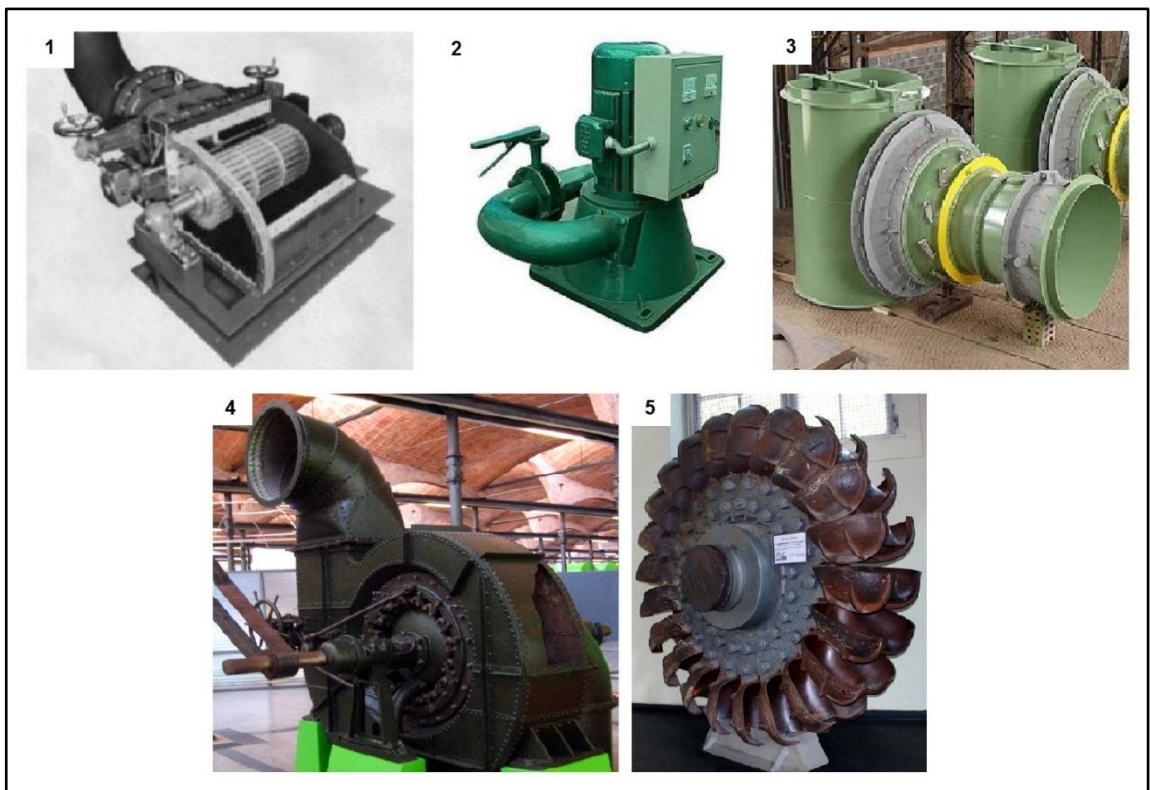
Esquema de una Central Hidroeléctrica

Fuente: Introducción a las energía renovables no convencionales, EndesaEco, publicado el año 2006.

En cada uno de estos procesos de transformación existen pérdidas, con lo que está asociado el concepto de rendimiento de la turbina del generador y del transformador. Hoy la tecnología permite obtener rendimientos altos del conjunto, superiores al 85%, ya bastantes superiores a los rendimientos de las plantas térmicas para igual potencia (Castro, 2006).

En atención a que los saltos disponibles y caudales varían según las condiciones geográficas, existen diferentes tipos de turbinas que se acomodan mejor a unas determinadas combinaciones de altura y caudal, para obtener las mejores eficiencias (Ahlers y Arellano, 2010).

En la Figura 2.7, se muestran los diferentes tipos de turbinas disponibles que se utilizan para generar energía.



- (1) Turbina Michell - Banki
- (2) Turbina Turgo
- (3) Turbina Kaplan
- (4) Turbina Francis
- (5) Turbina Pelton

Figura 2.7

Turbinas generación hidroeléctrica

Fuente: Elaboración propia, motivada por imagen similar en Estudio de generación ERNC, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile, 2010, con imágenes obtenidas desde <Wikipedia.org>.

2.4.3.2 Pequeñas centrales hidroeléctricas

Estas pequeñas centrales, no requieren grandes instalaciones y por ende, su impacto ambiental es mínimo (Tirapegui, 2006). Según la definición de la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial – UNIDO, se pueden clasificar como lo muestra la Tabla 2.2.

Tabla 2.2

Clasificación de pequeñas centrales hidráulicas

Tamaño	Potencia	Usos/Aplicaciones
Nano o pico centrales hidroeléctricas	Menores a 5 [kW]	Para uso familiar y aplicaciones mecánicas
Micro centrales hidroeléctricas	5 a 100 [kW]	Para una red eléctrica comunal (sistema aislado)
Mini centrales hidroeléctricas	100 a 1.000 [kW]	Para varias comunidades dentro de un radio de 10 a 40 km, y/o conexión a la red nacional
Pequeñas centrales hidroeléctricas	1 a 5 [MW]	Para una pequeña ciudad y comunidades aledañas, además de conexión a la red.

Fuente: Manual sobre energía renovable, Hidráulica a pequeñas escala (2002), Fortalecimiento de la capacidad en energía renovable (FOCER) colaboración de PNUD, FMAM o GEF.

Las tendencias hacia la aplicación de las pequeñas centrales pueden considerarse tres tipos de diseños:

- a) **Centrales de pasada**, que deriva una parte del caudal que pasa por el río para ser turbinado en la central y luego la devuelve en otro punto, aguas abajo del río.
- b) **Central de canal de riego o de abastecimiento**, es la que se instala aprovechando los desniveles existentes en las infraestructuras de regadío o de abastecimiento de aguas para otras necesidades.
- c) **Central de pie de presas**, es la que aprovecha el salto que origina el embalse ya existente y que está dedicado a cubrir otras necesidades distintas a la generación eléctrica, como por ejemplo, embalses de riego.

Estas centrales resultan ser una buena alternativa de suministro de electricidad en comunidades aisladas. Además, pueden proporcionar varios otros servicios a las comunidades que favorezcan su desarrollo social y económico. Es el caso de suministro de agua para usos sanitarios o para la agricultura.

2.4.3.3 Estado de implementación en Chile

La capacidad instalada aportada por las pequeñas centrales hidráulicas, plantas con capacidad menor a 20 [MW], en los principales sistemas eléctricos de Chile, es de 112,55 [MW] (CNE, 2011). Estas centrales están repartidas entre el SIC, SING y Aysén.

El potencial estimado en Chile según la Asociación de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas (APEMEC) es de 10.000 [MW] de potencia y hay proyecciones que estimen hasta más de 30.000 [MW] (Ahlers y Arellano, 2010).

La APEMEC cuenta actualmente con un catastro de más de 170 potenciales proyectos mini hidráulicos en Chile, los cuales aportarían más de 3.000 [MW] de potencia (CNE, 2011). Lo que implica que todavía hay 7.000 [MW] que pueden ser utilizados para futuras inversiones.

2.4.4 Energía de los océanos

Son todas aquellas energías que se obtienen a partir de los recursos marítimos, ya sean las mareas (mareomotriz) o las olas (undimotriz) (Mohr, 2007). La energía de los océanos para la generación de electricidad se encuentra en una fase emergente de desarrollo.

2.4.4.1 Movimientos de mareas

La energía mareomotriz se debe a las fuerzas de atracción gravitatoria entre la luna, la tierra y el sol. La energía mareomotriz es la que resulta de aprovechar las mareas, es decir, la diferencia de altura media de los mares

según la posición de la tierra y la luna (Tirapegui, 2006), y que resulta de la atracción gravitatoria de esta última y del sol sobre las masas de agua de los mares.

Esta diferencia de altura puede aprovechar interponiendo partes móviles al movimiento natural de ascenso o descenso de las aguas, junto con mecanismos de canalización y depósito, para obtener movimiento en un eje (Eroski Consumer, 2010). Mediante su acoplamiento natural a un alternador se puede utilizar el sistema para la generación de electricidad, transformando así la energía mareomotriz en energía eléctrica, una forma energética más útil y aprovechable.

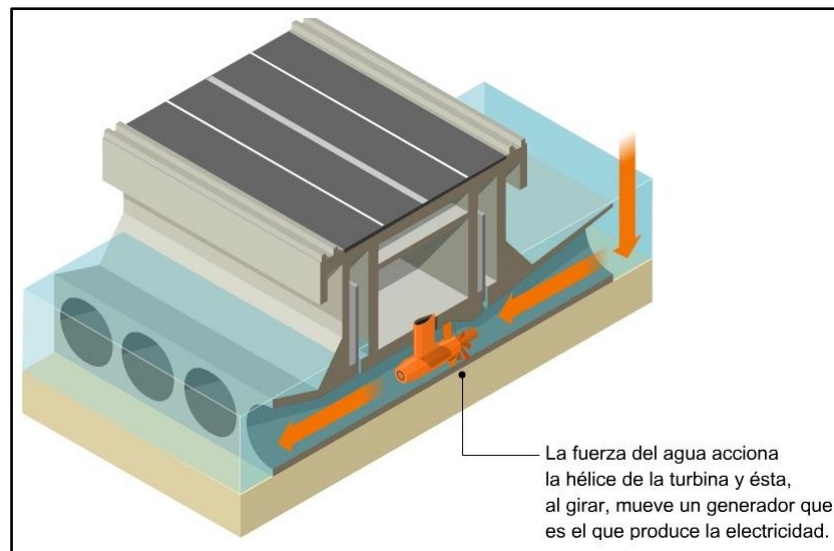


Figura 2.8

Elaboración de energía mareomotriz

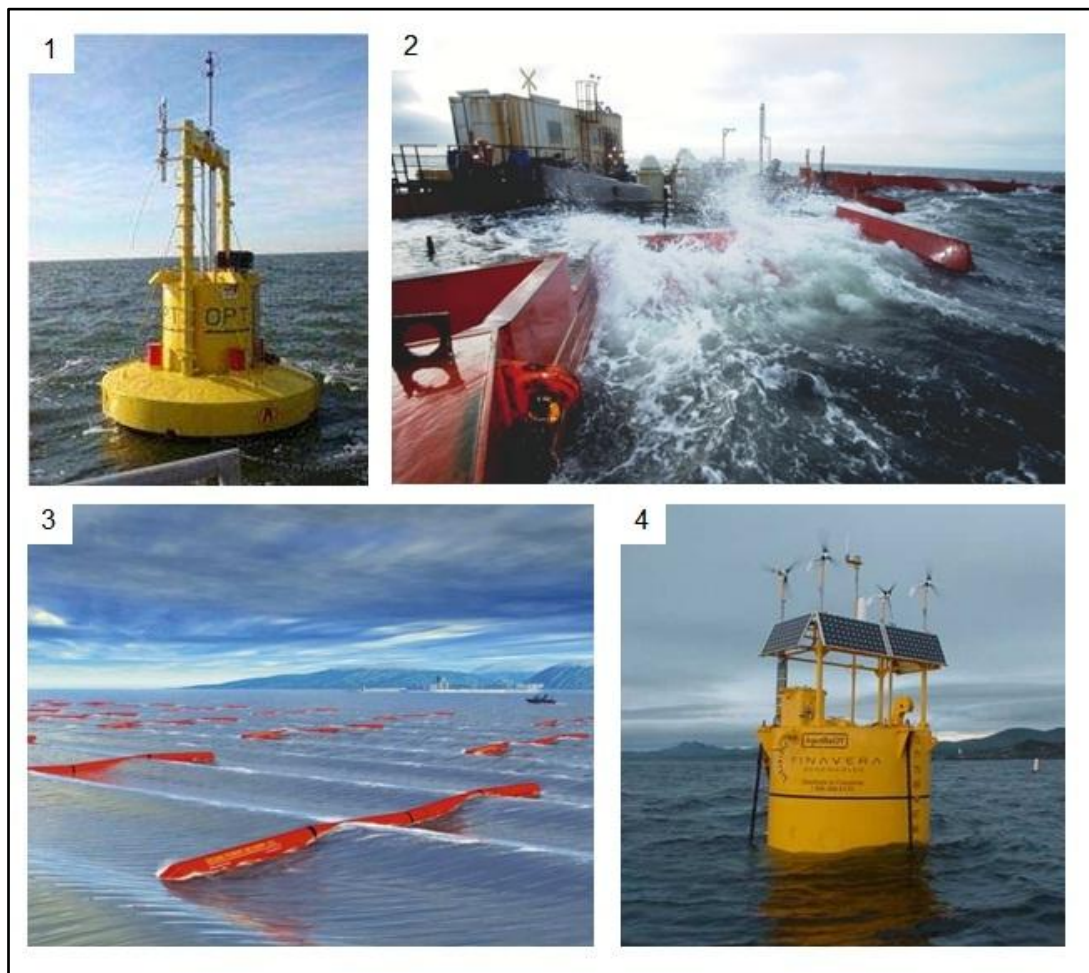
Fuente: Infografía de la Energía del mar, publicado el 23 de Febrero del 2005, en el Diario del Consumidor, Eroski Consumer, España. Disponible en <www.consumer.es>

2.4.4.2 Movimientos de olas

La energía undimotriz, es la energía producida por el movimiento de las olas, generadas por la fricción del viento con la superficie del agua. Cuanto más grande es la altura de las olas, mayor es la cantidad de energía que pueden extraer del viento. Una vez formada, la ola ya no depende del viento, sino de su

propia gravedad, su onda o elevación se propaga sin perder energía (Tirapegui, 2006).

Existen diferentes sistemas que convierten la energía undimotriz en energía eléctrica, se basan en el aprovechamiento de tres fenómenos principales que se producen en las olas; el primero consiste en el empuje de la ola, segundo la variación de la altura en la superficie y tercero la variación de la presión bajo la superficie.



- (1) PowerBuoy
- (2) Wave Dragon
- (3) Pelamis
- (4) Aquabuoy

Figura 2.9

Prototipos de energía undimotriz

Fuente: Elaboración propia, motivada por imágenes en Evaluación Técnica Económica de una boya generadora de energía a partir de las olas, para electrificación aislada costera. Morales, 2009.

2.4.4.3 Estado de implementación en Chile

En Chile la energía de los océanos no se ha utilizado, salvo en algunos pocos proyectos de investigación aislados y estudios particulares orientados a estimar el potencial de energía undimotriz en toda la costa de Chile, y de corrientes en la zona del Canal de Chaco. Aún cuando exista un gran interés por desarrollar este tipo de energía en el país, los costos asociados a la inversión y el riesgo tecnológico dado por la inmadurez del mercado han frenado a la fecha su implementación en el país (Ahlers y Arellano, 2010).

A pesar de la poca práctica en nuestro país, a nivel internacional se han desarrollado diversos prototipos para la generación eléctrica a partir de las olas (energía undimotriz). Al menos unas 20 empresas se encuentran desarrollando prototipos y dispositivos con estos fines (Morales, 2009), en la Figura 2.9, se muestran algunos con mayor desarrollo.

2.5 MATRIZ ENERGÉTICA EN CHILE

La matriz energética en nuestro país como se señaló en el capítulo 1, está conformada por cuatro sistemas interconectados, que en la actualidad tiene una capacidad instalada cercana a los 15.000 [MW]. Esta energía ha experimentado un crecimiento considerable en los últimos 30 años como lo muestra la Figura 2.10.

En la actualidad la generación bruta eléctrica alcanza 58.257 [GWh] (99,3% corresponde al SIC y SING). La mayor generación proviene de fuentes hídricas (35%) seguida por la generación a carbón (30%) y gas natural (20%). El petróleo tiene una participación algo menor (12%), mientras que los recursos renovables no convencionales no contribuyen más que un 3% de la generación (eólica, biomasa e hidráulicas a pequeña escala).

En la Figura 2.11, se muestran dos gráficos, donde se explica lo señalado en el párrafo anterior, indicando el porcentaje de participación de cada uno de los recursos utilizado en Chile, ya sea en su capacidad instalada como en su generación.

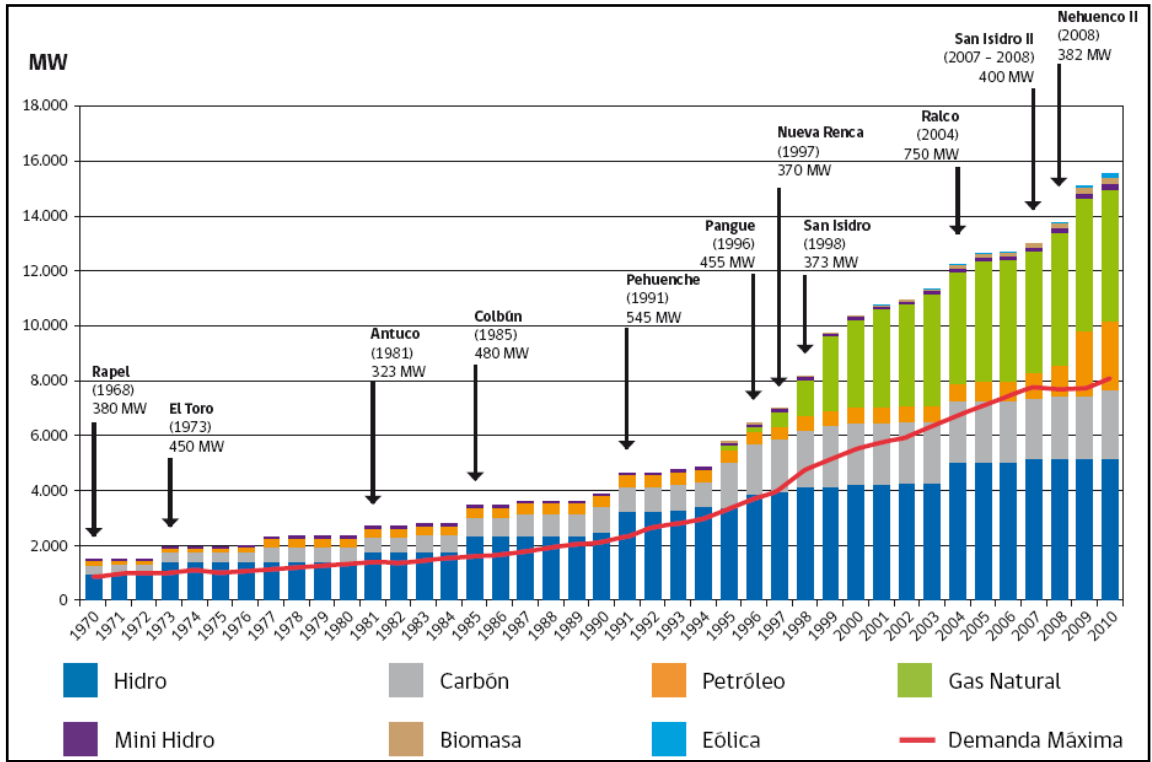


Figura 2.10

Capacidad instalada en Chile 1970 - 2010

Fuente: Antecedentes sobre la matriz energética en Chile y sus desafíos para el futuro, publicado por del Ministerio de energía 2011.

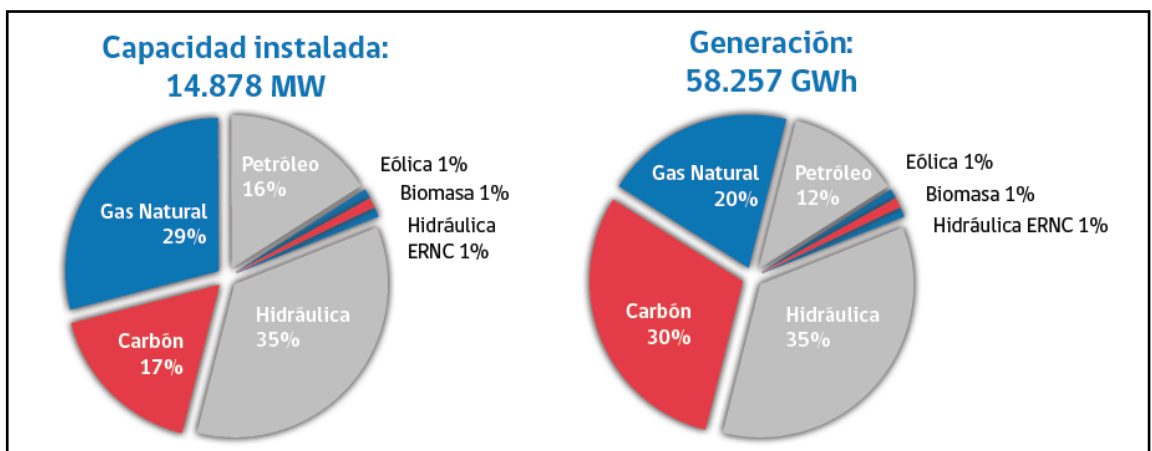


Figura 2.11

Capacidad y generación 2010

Fuente: Antecedentes sobre la matriz energética en Chile y sus desafíos para el futuro, publicado por del Ministerio de energía 2011.

2.6 ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL SECTOR ENERGÉTICO CHILENO

El gobierno de Chile en los últimos años ha logrado incentivar el uso de las ERNC, con el fin de aumentar el porcentaje de participación de este tipo de energías en la matriz eléctrica chilena.

Las primeras iniciativas tomadas por la autoridad para el desarrollo de las ERNC fue la promulgación de las modificaciones legales al DFL1, mediante las leyes 19.940 (21 de Enero 2004) y 20.018 (19 Mayo de 2005), coloquialmente denominadas Ley Corta I y Ley Corta II, que si bien tenían sus mayores efectos en otros ámbitos del sector eléctrico (transmisión y generación) también definían algunos incentivos y creaban mecanismos de accesibilidad al mercado para las ERNC. El siguiente paso dado por la autoridad fue la aprobación del Decreto Supremo N°244, Reglamento para Pequeños Medios de Generación, del Ministerio de Economía, publicado en el Diario Oficial el 17 de Enero 2006 (Galaz y Comunian, 2007). Además el 20 de Marzo de 2008 se promulgó la Ley 20.257, la cual introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la Generación de Energía Eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales, tales que promueven el desarrollo de esta forma de generar energía eléctrica. Sin embargo la CNE está trabajando en una futura ley, la cual incentivará la inserción de estas tecnologías a nivel de clientes regulados, con lo cual además de generar energía eléctrica para la autosuficiencia tiene el atractivo de la venta de los excedentes de energía a las compañías de distribución (Morales, 2009).

Además de estas leyes de incentivo al desarrollo de las ERNC, existen otros mecanismo, como la posibilidad de postular a un financiamiento por medio del Mecanismo de Desarrollo Limpio, además del apoyo en una pre inversión por parte del CORFO – CNE, sumado a que los costos de inversión de este tipo de tecnologías ha ido en disminución en los últimos años.

2.7 PROYECTO REMOCIÓN DE BARRERAS PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL CON ENERGÍAS RENOVABLES

En virtud de los acuerdos internacionales adoptados para estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero que se emiten a la atmósfera, el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF), está cofinanciando el proyecto “Remoción de barreras para la electrificación rural con energías renovables”. En Septiembre de 2001 se firmó el convenio CHI/00/G32 entre el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Ministerio de Relaciones Exteriores. El objetivo del proyecto es el remover las barreras que impiden el uso de tecnologías basadas en energías renovables en la electrificación rural en Chile, a través del desarrollo de un conjunto de actividades que permitirán con ello reducir las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por el abastecimiento energético en el mundo rural (CNE, 2011).

En el ámbito rural ha operado exitosamente el Área de Energización Rural y Social (AERS) de la Comisión Nacional de Energía, donde la introducción de tecnologías basadas en energías renovables permite solucionar un problema social (Morales, 2009), como es la falta de electrificación debido a la inexistencia de redes de distribución, técnicamente llamada generación distribuida.

Los beneficios directos del proyecto son los habitantes de las viviendas rurales, estudiantes, personal de escuelas y usuarios de centros de salud que serán abastecidas de energía eléctrica mediante sistemas que utilicen Energías Renovables.

El Gobierno de Chile ha financiado algunos proyectos pilotos con energías renovables. Estas experiencias han permitido demostrar los beneficios de la incorporación de estos sistemas en zonas aisladas y la necesidad, en algunos casos, de fomentar agrupaciones de usuarios que le den sustentabilidad, en el largo plazo, a los proyectos (Mideplan – PER, 2007).

CAPITULO III – RECURSOS ENERGÉTICOS EN CHILE

3.1 RECURSOS ENERGÉTICOS EN CHILE

Las condiciones geográficas, climáticas e hidrológicas que presenta nuestro país, hacen factible la implementación de energías renovables no convencionales.

A continuación se pretende señalar los lugares que presenten los mejores recursos energéticos. Estos valores fueron recolectados por estudios anteriores. Cabe destacar que será responsabilidad del evaluador el utilizar lo que aquí está señalado, o recurrir a valores más precisos del sector que se está evaluando.

3.1.1 Radiación solar

En el norte de Chile, existe un gran potencial energético de la radiación solar ya que cuenta con uno de los más altos índices a nivel mundial, presentando condiciones extraordinarias favorables para su utilización. Los índices de radiación desde la XVI a la IV Región varían entre 4.100 – 3.600 [kWh/m².día], entre la V y la VII se encuentra cercano a los 3.100 [kWh/m².día]. y en el resto del país bajo los 3.000 [kWh/m².día] (Sarmiento, 2008).

Este estudio se realizó el año 2006, cuando el país estaba compuesto por 13 regiones, al agregarse las dos últimas se toma en consideración el valor de [Kwh/m².día], que poseía la región original de la cual esta formaba parte.

En la Tabla 3.1, se muestra la radiación solar por región elaborado por Pedro Sarmiento el año 2006.

Tabla 3.1

Radiación solar diaria total horizontal promedio anual para las regiones de Chile

N°	Región	Radiación Solar (kWh/m ² .día)
XV	Arica y Parinacota	3916
I	Tarapacá	3916
II	Antofagasta	4151
III	Atacama	3737
IV	Coquimbo	3661
V	Valparaíso	3027
RM	Metropolitana	3070
VI	O'Higgins	3161
VII	Maule	3157
VIII	Biobío	2988
IX	Araucanía	2645
XIV	Los Ríos	2645
X	Los Lagos	2258
XI	Aysén	2238
XII	Magallanes	1812

Fuente: Energía Solar, Aplicaciones e Ingeniería, Ediciones Universitarias de Valparaíso, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, Ing. Pedro Sarmiento, 2008.

3.1.2 Energía eólica

El departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, en el año 1993, elaboró un mapa eólico de Chile, en el cual se muestran los puntos de medición de la energía eólica a lo largo de Chile, distinguiéndose por color según velocidad media anual.

A continuación, se presenta el mapa eólico dividido en cuatro partes, la primera en la zona norte, la segunda en la zona centro, la tercera en la zona centro sur y la cuarta corresponde a la zona sur del país.

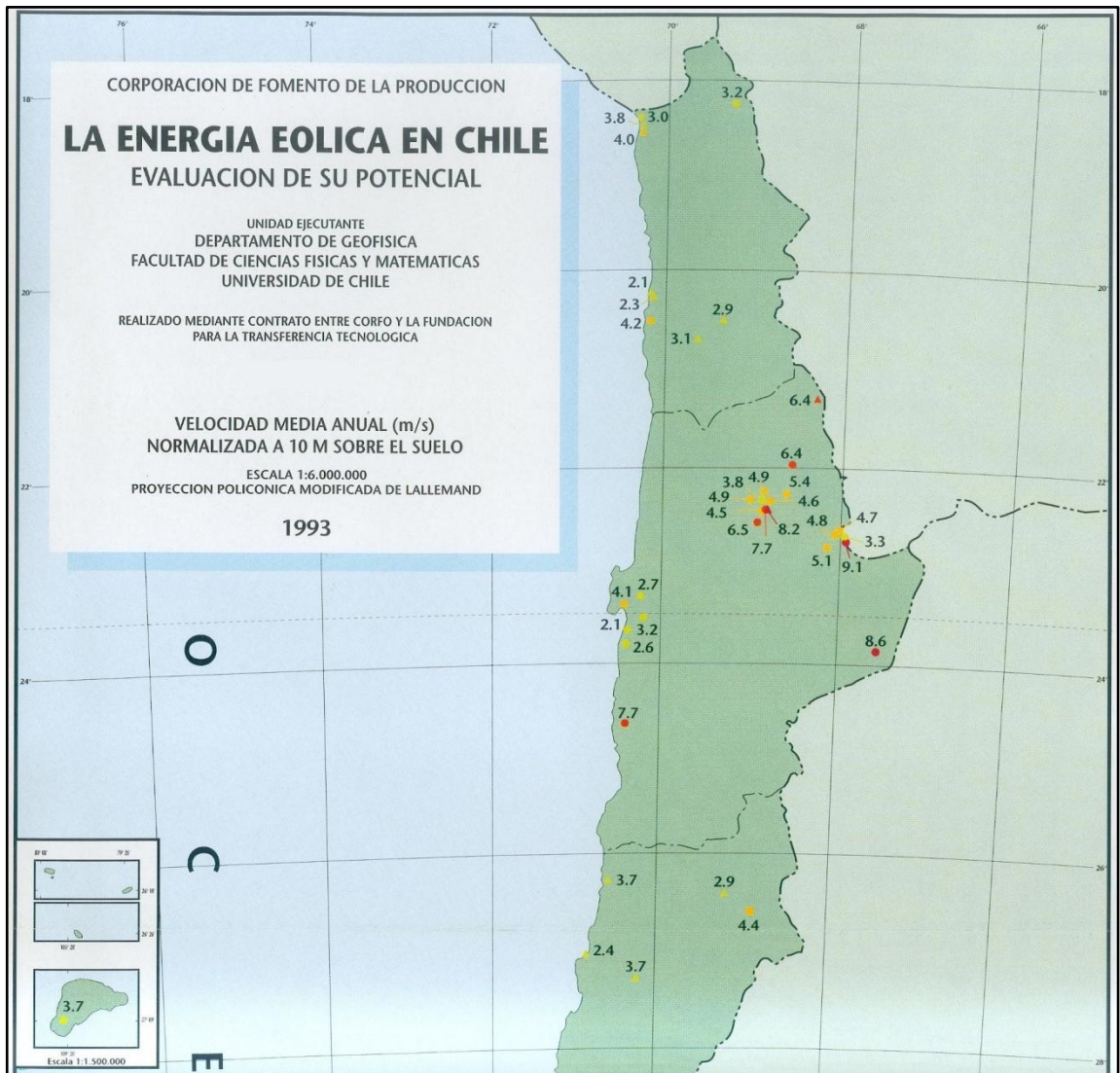


Figura 3.1

Mapa eólico de Chile comprendido entre la XV y III Región (zona norte)

Fuente: Proyecto EOLO, Evaluación del Potencial Eólico Nacional, realizado por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, Santiago 1993.

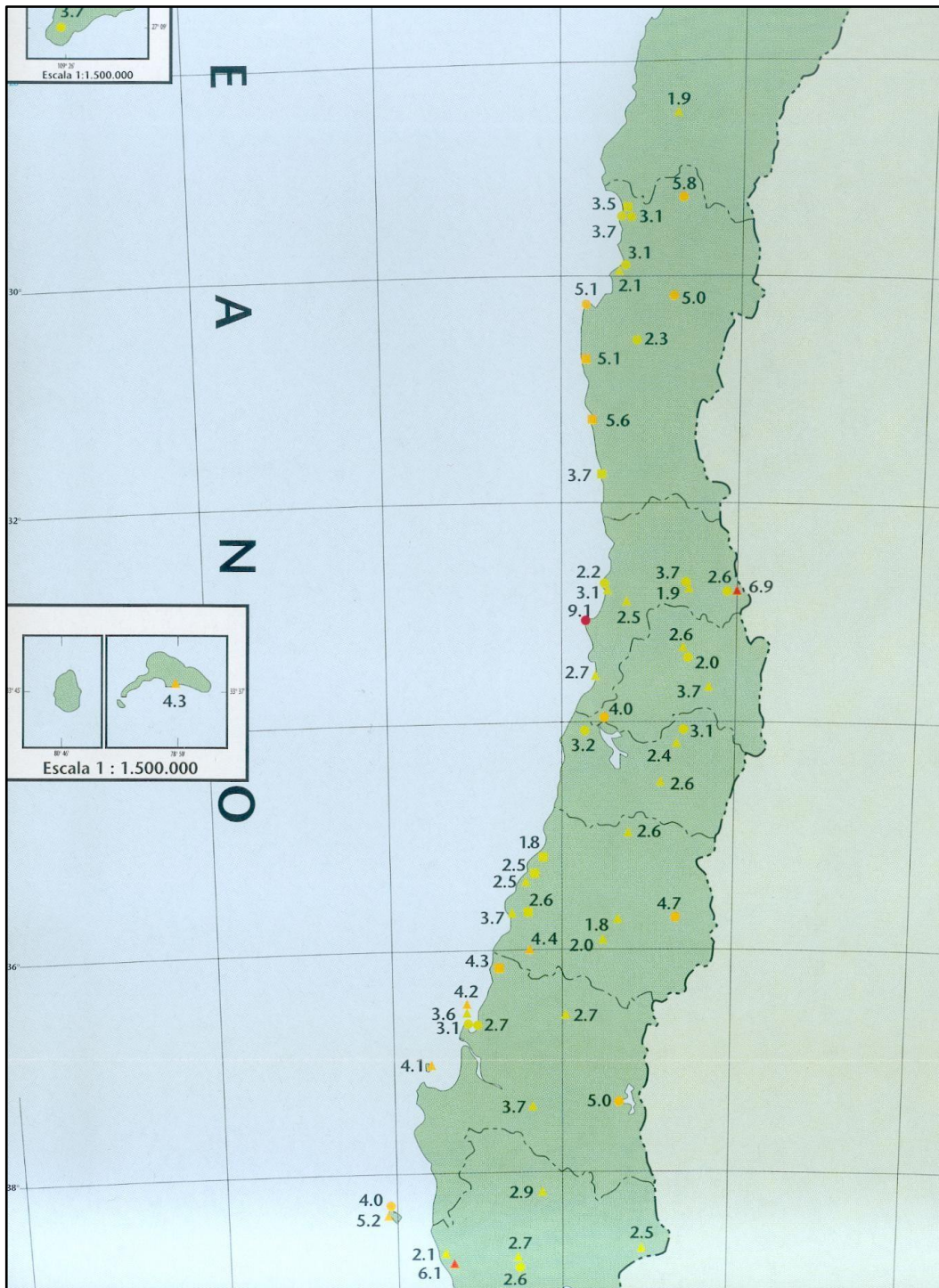


Figura 3.2

Mapa eólico de Chile comprendido entre la III y IX Región (zona centro)

Fuente: Proyecto EOLO, Evaluación del Potencial Eólico Nacional, realizado por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, Santiago 1993.

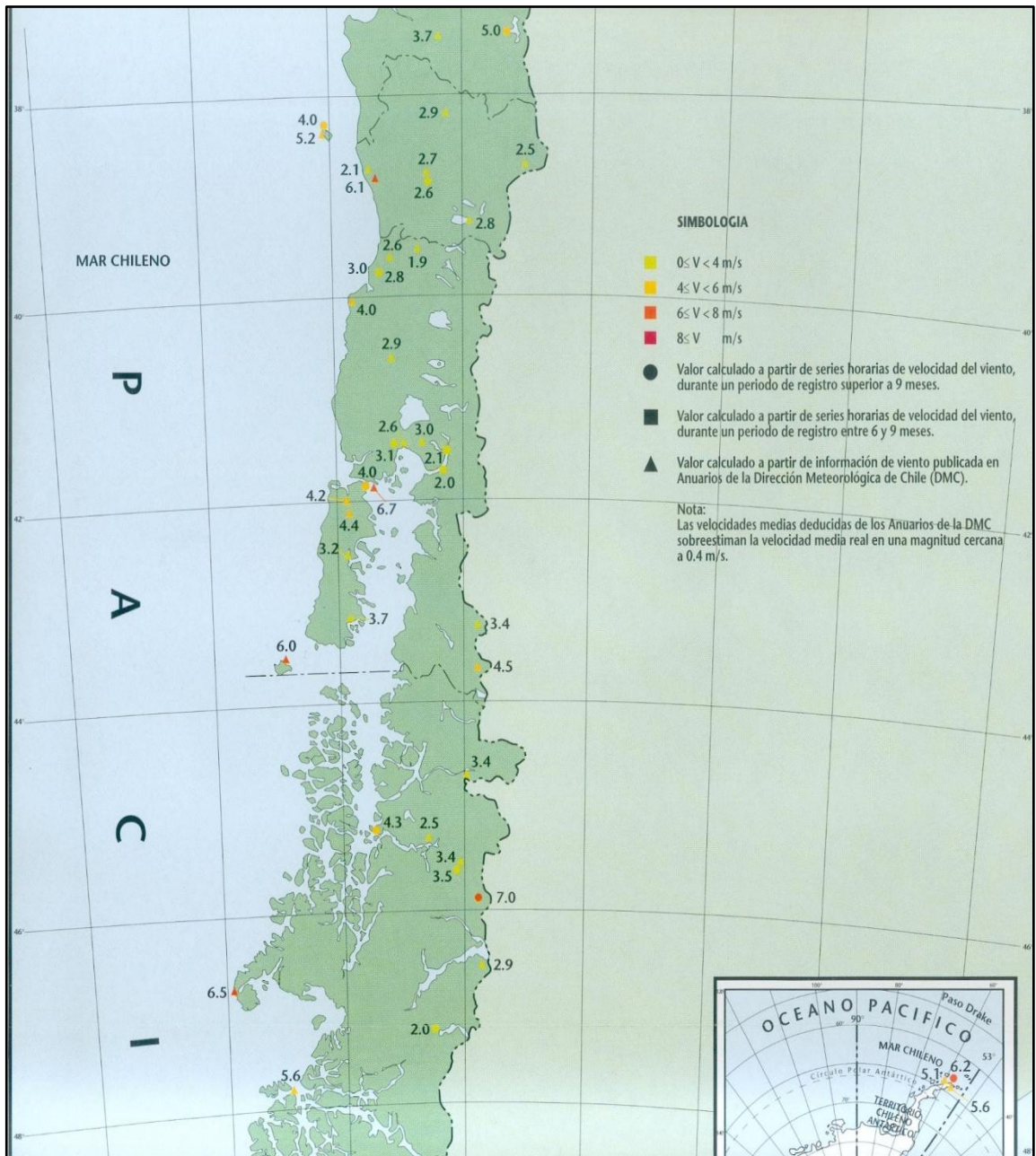


Figura 3.3

Mapa eólico de Chile comprendido entre la IX y XI Región (zona centro sur)

Fuente: Proyecto EOLO, Evaluación del Potencial Eólico Nacional, realizado por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, Santiago 1993.

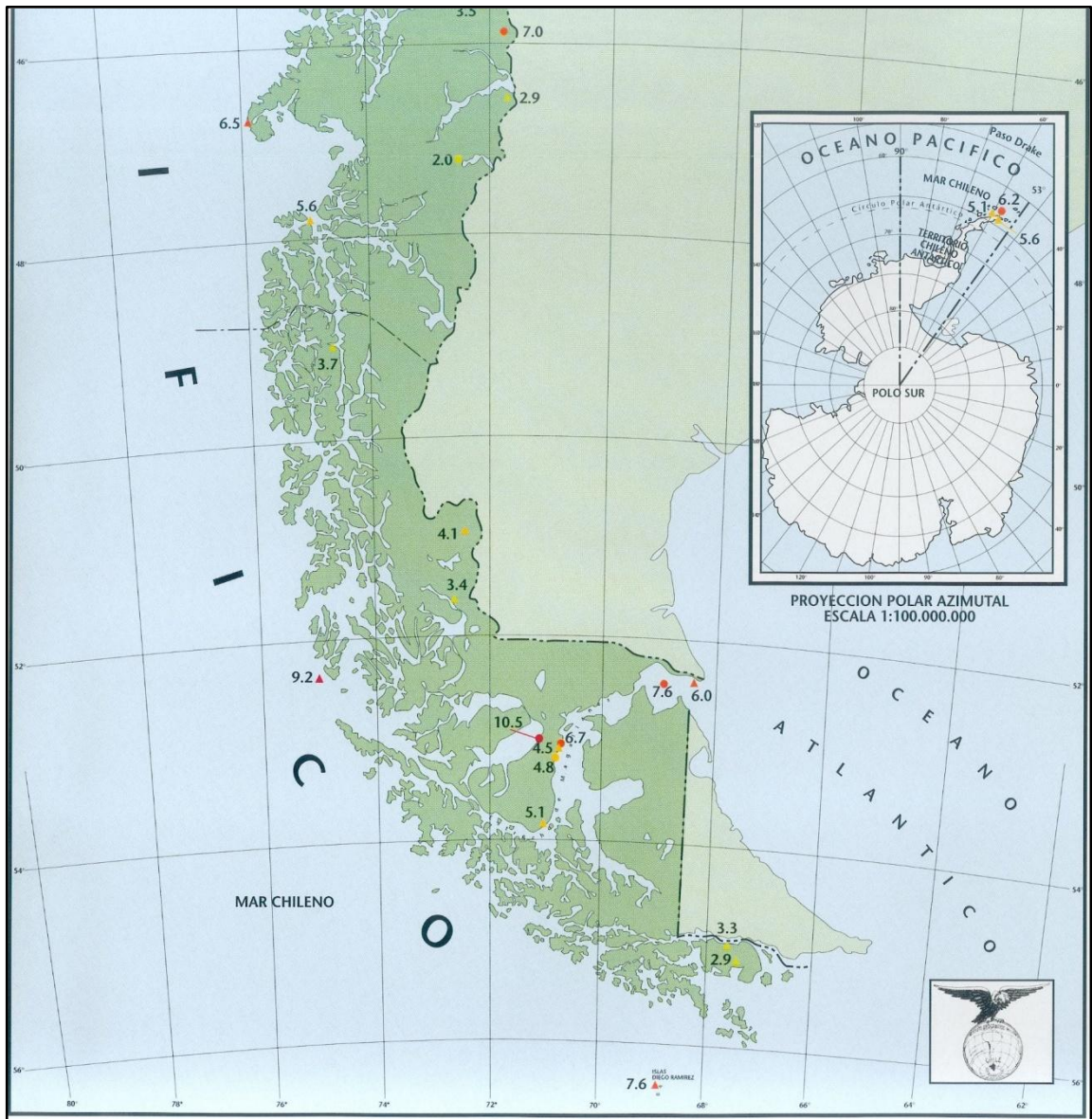


Figura 3.4

Mapa eólico de Chile comprendido entre la XI y XII Región (zona sur)

Fuente: Proyecto EOLO, Evaluación del Potencial Eólico Nacional, realizado por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, Santiago 1993.

3.1.3 Recursos hídricos

Al momento de evaluar los recursos hídricos presentes en un determinado lugar, es necesario recopilar la mayor cantidad de información disponible, desde las posibles estadísticas fluviométricas que pudiera tener la cuenca, hasta las opiniones de los mismos pobladores del sector, lo que permite conocer el recurso disponible de la cuenca.

A continuación se describe la metodología para determinar el caudal de diseño para las pequeñas centrales hidroeléctricas.

3.1.3.1 Metodología para determinar caudal de diseño

Se debe señalar que como cuenca sin control fluviométrico es necesario considerar aquellas subcuencas que además de no tener estación fluviométrica al interior de ella, no forma parte de una cuenca mayor que tenga control fluviométrico. En otras palabras, si la cuenca en análisis forma parte de un sistema con información de caudales, se debe considerar que es controlada y la información necesaria deberá ser analizada bajo esa perspectiva.

a) Cuencas con Control Fluviométrico

La determinación del caudal de diseño en cuencas con control fluviométrico, pasa por el conocimiento de las series de caudales medios mensuales, de tal forma de realizar los análisis de frecuencias respectivas y así determinarlo como el caudal mínimo mensual con una probabilidad de excedencia de 85%. También se puede utilizar el caudal medio anual, dependiendo del evaluador.

b) Cuencas sin Control Fluviométrico

Para estimar el caudal de diseño se debe considerar el análisis de la serie hidrológica de caudales mínimos diarios de a lo menos 20 años de extensión y de esta serie adoptar como valor base (mínimo caudal) el asociado al 85 % de probabilidad de excedencia. Lo anterior con el objetivo de asegurar el caudal mínimo de funcionamiento de la pequeña central.

Sin embargo, como los recursos necesarios son de pequeña envergadura, se puede realizar una estimación de éstos considerando un análisis de escorrentía asociado a caudales medio mensuales de 5%, 10%, 50%, 85%, 90% y 95% de probabilidad de excedencia.

Se recomienda la utilización del método de Turc, que es ampliamente usado para estudios hidrológicos y específicamente recomendado en el Balance Hídrico de Chile, desarrollado por la Dirección General de Aguas (DGA). La información necesaria se puede obtener del estudio recién señalado, por medio de las isolíneas medias anuales, elaboradas para cada una de las regiones.

3.1.4 Diferencia de mareas

Actualmente el Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada (SHOA), posee un registro de las diferencia de mareas, en toda la costa chilena por medio de la tablas de marea, es con esto que se puede identificar la amplitud media anual de los diferentes puntos de medición, que se entregan en la siguiente tabla.

Tabla 3.2

Amplitud medio anual en las costas chilenas

N°	Región	Localidad	Pleamar (m)	Bajamar (m)	Amplitud media anual (m)
XV	Arica y Parinacota	Arica	1.6	0.1	1.5
I	Tarapacá	Iquique	1.6	0.1	1.5
II	Antofagasta	Antofagasta	1.6	0.1	1.5
III	Atacama	Caldera	1.7	0.1	1.6
IV	Coquimbo	Coquimbo	1.8	0.2	1.6
V	Valparaíso	Valparaíso	1.9	0.1	1.8
		San Antonio	1.7	0.1	1.6
		Bahía Cumberland			
		Isla Robinson Crusoe	1.1	0.1	1.0
VI	O'Higgins	Pichilemu	1.9	0.1	1.8
VII	Maule	Constitución	1.9	0.1	1.8
VIII	Biobío	Talcahuano	1.9	0.1	1.8
IX	Araucanía	Queule	1.8	0.1	1.7
XIV	Los Ríos	Valdivia	2.0	0.0	2.0
X	Los Lagos	Puerto Montt	6.9	0.0	6.9
		Canal de Chacao	6.4	0.0	6.4
		Ancud	4.1	0.0	4.1
XI	Aysén	Aysén	2.9	0.0	2.9
		Puerto Chacabuco	3.1	0.0	3.1
XII	Magallanes	Punta Arenas	2.5	-0,1	2.6
		Punta Delgada	10.8	-0,4	11.2
		Bahía Orange	2.7	0.1	2.6

Fuente: Elaboración Propia, utilizando la información entregada por las Tablas de Mareas del Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada (SHOA), Actualizado al año 2011.

Si se conocen datos de las diferencias de mareas en el sector donde se quiere proyectar la generación eléctrica, será deber del proyectista evaluar la amplitud media anual a utilizar. Cabe destacar que con las tablas de mareas del SHOA, uno puede conocer las diferencias de mareas para distintos puertos, a una hora determinada.

A continuación, se puede apreciar en la Figura 3.5, la ubicación de cada una de estas mediciones.

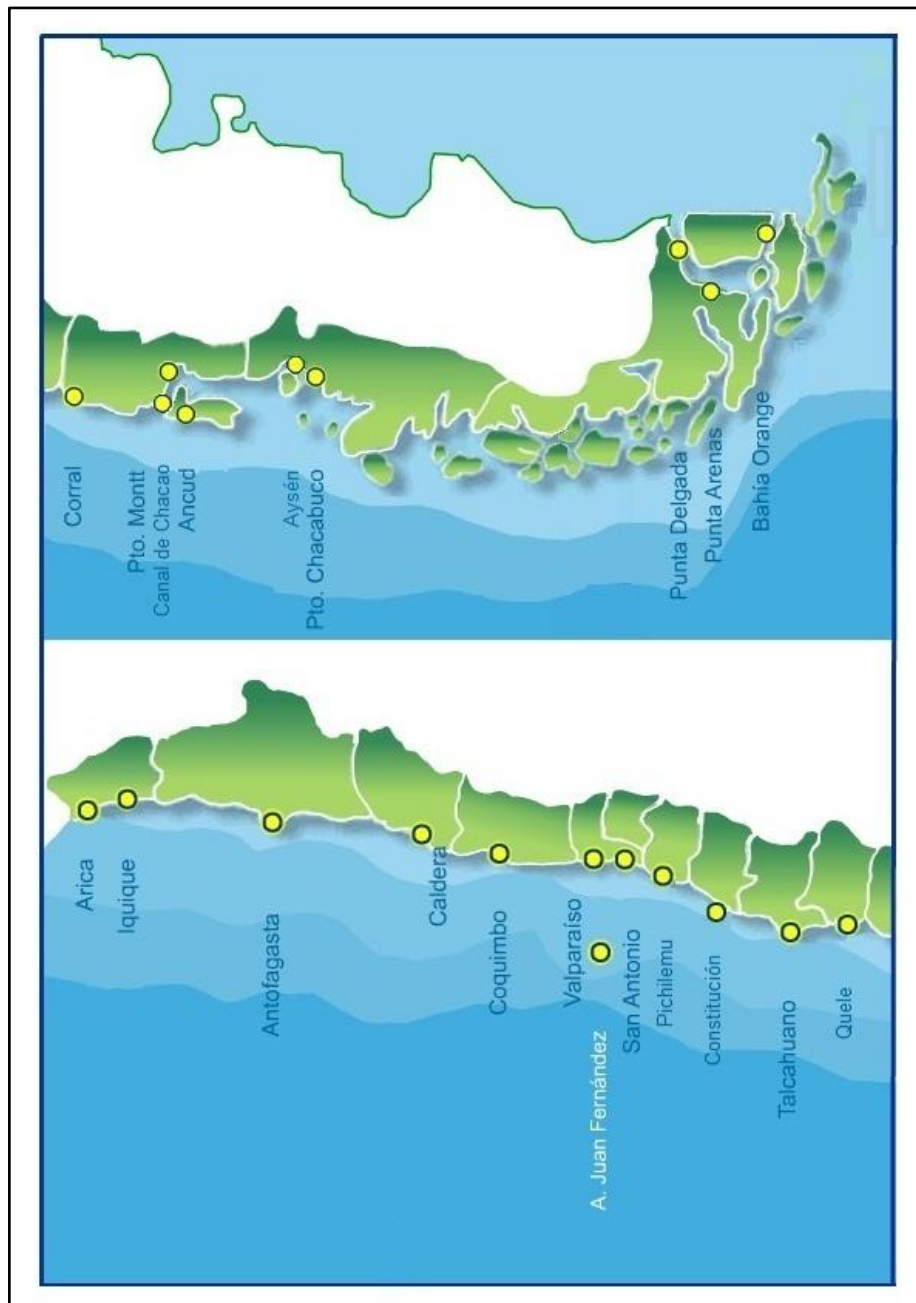


Figura 3.5

Mediciones de la amplitud media anual

Fuente: Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada (SHOA), disponible en <[http://www.shoa.cl/servicios/mareas2\(index.php](http://www.shoa.cl/servicios/mareas2(index.php)>

CAPITULO IV – METODOLOGÍA PARA SELECCIONAR FUENTE DE ENERGÍA

4.1 EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS ERNC

En este punto se entrega la información necesaria para poder evaluar un sistema solar, hidráulico, y eólico, señalando los requisitos para una correcta instalación y recomendaciones para su mantenimiento. Para cada una de las alternativas de generación se señalan, las ventajas y desventajas que estas tienen y se muestran esquemas para ejemplificar las diferentes etapas en la generación eléctrica.

Además para cada unas de las alternativas energéticas se generaron curvas de potencias, elaboradas a partir de la información entregada por empresas nacionales, para que el evaluador pueda estimar la potencia generada con cada uno de los sistemas, en función de los recursos disponibles del sector.

Para poder tener una primera aproximación de los costos de instalación, mantención y operación de cada unas de las alternativas, se elaboraron gráficos de costos en función de la potencia, con una curva de inversión donde se incluyen todos costos necesarios para instalar y poner en marcha el sistema y una segunda curva con los valores actualizados de costos (VAC), analizados para un horizonte de vida de 20 años, incluyendo los gastos de mantención, operación y reposición que el sistema necesita.

Los sistemas de almacenamiento, fueron evaluados con baterías recargables selladas de plomo – ácido, marca Power Sonic, modelo PS – 121000 (12 Volt – 100,0 AH), entregando sus especificaciones en el anexo A. Los inversores evaluados corresponden a los modelos Solarix, Steca y Xantrex,

4.1.1 Evaluación de un sistema fotovoltaico

4.1.1.1 Tecnología Paneles Solares

Actualmente en Chile podemos encontrar dos tipos de paneles de primera generación (Mono cristalinos y Multi cristalino). El rendimiento de estos

está relacionado entre la energía eléctrica entregada y la energía luminosa recibida, su valor se encuentra entre un 17,5 y 13,5 % (Ahlers y Arellano, 2010), como lo muestra la Tabla 4.1. Este bajo rendimiento se explica porque aproximadamente el 57% de la energía luminosa se refleja o se transforma en calor; y del 43% restante, gran parte se cede nuevamente en forma de calor.

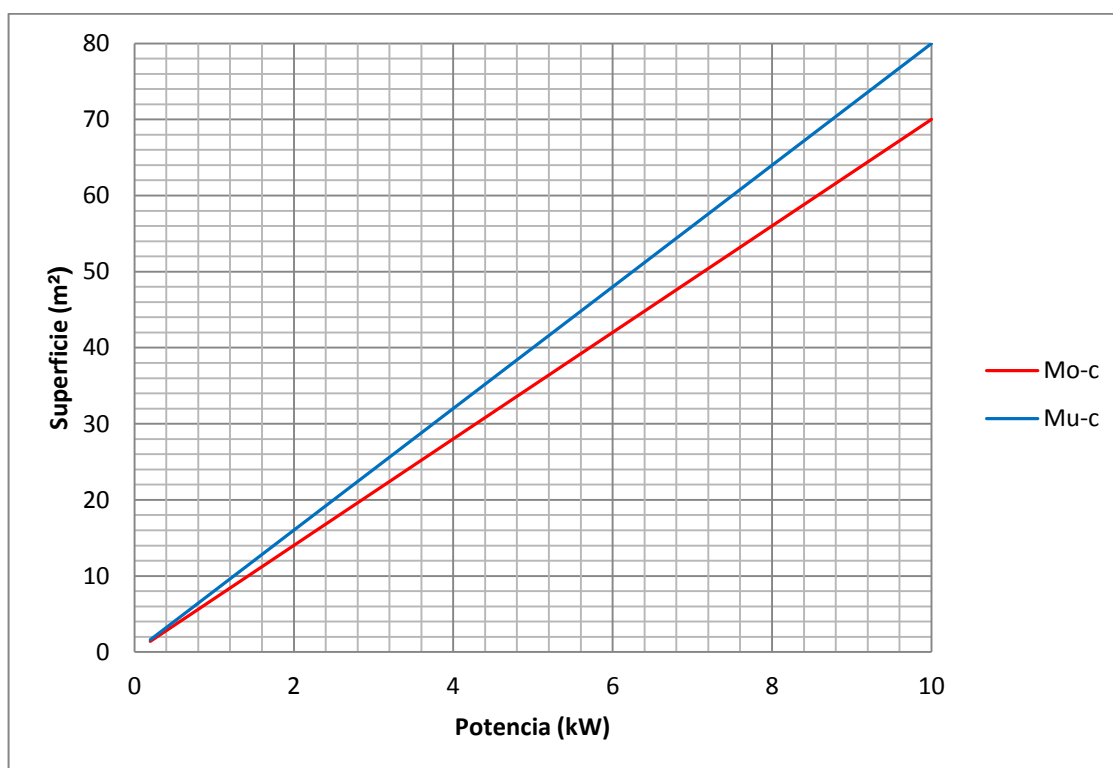
Tabla 4.1

Eficiencia de las tecnologías para células fotovoltaicas

Tecnología	Eficiencia de conversión	Superficie [m ² /kW]
Mono cristalino (Mo-c)	17.50%	7
Multi cristalino (Mu-c)	13.50%	8

Fuente: Celdas fotovoltaicas en generación distribuida, Pontificia Universidad Católica, Pereda, 2005.

En la Figura 4.1, se puede estimar la superficie necesaria para poder instalar un panel fotovoltaico, conociendo la potencia requerida.



Mo-c: Mono Cristalino
Mu-c: Multi Cristalino

Figura 4.1

Superficie necesaria para generar energía solar

Fuente: Elaboración propia, a partir de Celdas fotovoltaicas en generación distribuida, Pontificia Universidad Católica, Pereda, 2005.

4.1.1.2 Instalación

La ubicación del módulo deberá ser en un sitio despejado, que esté libre de objetos o árboles que puedan provocar sombras, lo más cerca al lugar donde desea instalar el sistema (Pereda, 2005). Puede ser sobre un poste metálico o de madera, o sobre el techo de alguna vivienda, si éste lo permite.

Los paneles deberán ser colocados en ángulo con el plano horizontal, orientado lo mejor posible hacia el sol, con el fin de aprovechar al máximo la luz solar directa.

En la Tabla 4.2, se expresan los ángulos de inclinación recomendados, para sistemas fijos. Los distribuidores de nuestro país, recomiendan 15° más latitud como norma para todo el territorio. Ligeras desviaciones de unos 5 grados con respecto del ángulo de inclinación óptimo tienen sólo un efecto menor en la producción de energía.

Tabla 4.2

Ángulo de inclinación para sistemas fijos

Latitud del lugar (en grados)	Angulo de inclinación fijo
0° a 15°	15°
15° a 25°	La misma latitud
25° a 30°	Latitud más 5°
30° a 35°	Latitud más 10°
35° a 40°	Latitud más 15°
40° o más	Latitud más 20°

Fuente: Celdas fotovoltaicas en generación distribuida, Pontificia Universidad Católica, Pereda, 2005.

4.1.1.3 Mantenimiento

Por ser una tecnología exenta de piezas móviles, su mantenimiento es casi nulo, aún cuando los fabricantes recomiendan seguir las siguientes instrucciones.

Es recomendable hacer por lo menos 3 chequeos periódicos en el sistema fotovoltaico por año, así se puede detectar y corregir pequeños problemas, antes que lleven a una falla total en la operación del sistema, para

lo cual se recomienda en síntesis revisar conexiones de las baterías, tomar muestras de cada batería, examinar los cables, cajas de conexiones, inspeccionar las piezas de la estructura de soporte del módulo y revisar la operación de los interruptores y fusibles (Hulshorst, 2009). Además el dimensionamiento del sistema considera un cambio en el subsistema a los 10 años, es decir, cambiar las baterías, producto del llenado y vaciado que estas poseen, suelen desgastarse más rápido.

El costo de mantenimiento de los equipos se determinará como el 1% de la inversión del año en que se realizó el gasto aplicada de manera anual.

4.1.1.4 Limitaciones

La cantidad de energía producida es limitada y alcanza solamente para necesidades básicas de electricidad, es por eso que no se recomienda el uso de estas para demandas energéticas mayores a los 10 [kW].

La disponibilidad de energía es variable y depende de las condiciones atmosféricas y del lugar de su implementación, como por ejemplo, evitar su instalación en lugares con mucha vegetación, al costado de estructuras de gran altura (Pereda, 2005) o en la falda de algún cerro, que producen sombra, y disminuyan su rendimiento.

4.1.1.5 Ventajas

Es una solución amigable con el medio ambiente, de costos de mantenimiento muy bajos. Además su instalación individual es simple, rápida y sólo requiere de herramientas y equipos de medición básicos. Con una vida útil larga, superior a los 20 años.

Los sistemas fotovoltaicos han experimentado una reducción de precios que los hace más accesibles para las poblaciones rurales y se espera que sigan bajando (Tirapegui, 2006). La tecnología de equipos y sistemas fotovoltaicos han alcanzado un grado de madurez que posibilita su utilización para resolver confiablemente los problemas energéticos de nuestro país (Ahlers y Arellano, 2010).

4.1.1.6 Esquema de sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos están divididos en tres etapas, señalados en la Figura 4.2. La primera que consiste en captar la energía solar y convertirla en electricidad, la segunda regula esta energía, almacenándola y transformándola en corriente alterna, para así, en la última etapa utilizar esta energía para satisfacer las demandas requeridas.

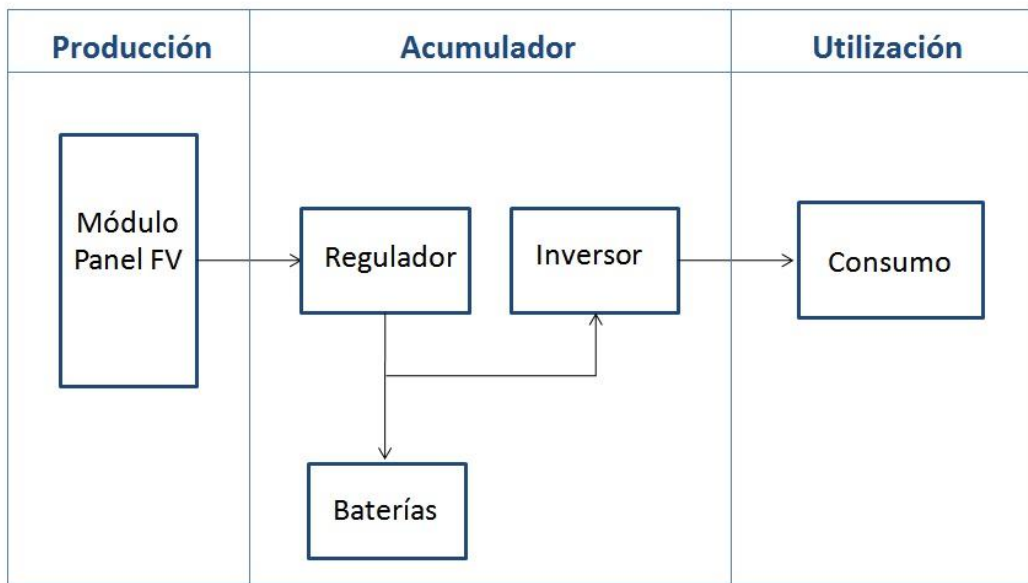


Figura 4.2

Esquema básico de un sistema fotovoltaico aislado

Fuente: Elaboración propia

4.1.1.7 Costos de inversión y operación

Para evaluar los costos de instalación de un sistema fotovoltaico es necesario identificar la estructura de costos de la inversión. Para ello es necesario ver la siguiente tabla.

Tabla 4.3

Estructura de costos de la inversión para un sistema fotovoltaico

Ítem	Porcentaje inversión
Panel	44%
Equipamiento eléctrico	21%
Materiales	10%
Transporte e Instalación	25%

Fuente: Estudio de generación ERNC, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile, 2010.

A continuación se entregan las curvas de costos de los paneles solares, indicando los costos de inversión y el valor actualizado de costos, considerando una tasa de descuento de 7% y un horizonte de análisis de 20 años.

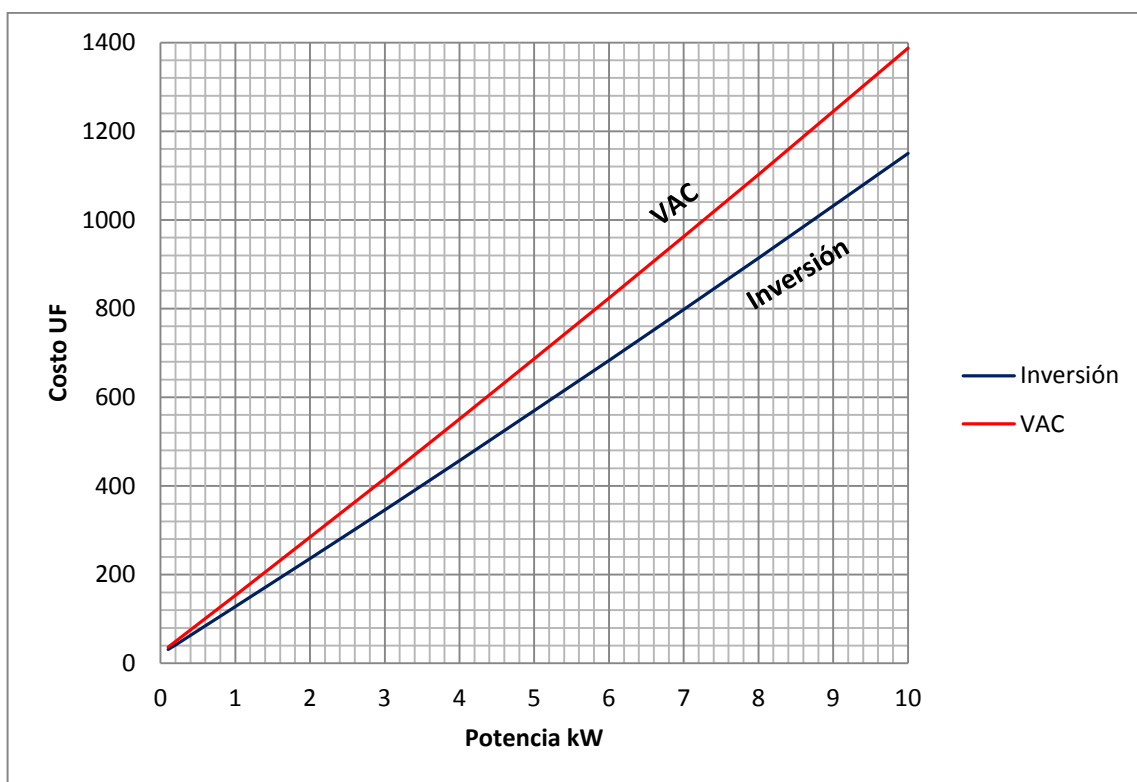


Figura 4.3

Costos en UF de paneles mono cristalinos

Fuente: Elaboración propia, por medio de la información analizada en el Anexo B

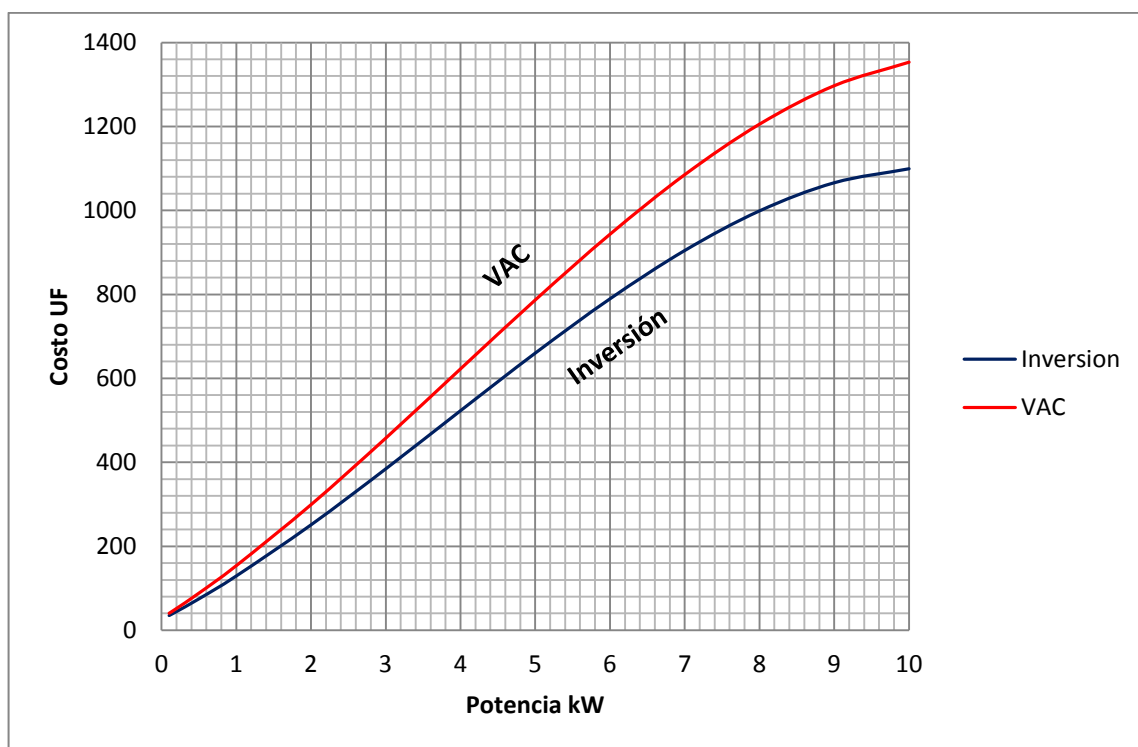


Figura 4.4

Costos en UF de paneles multi cristalinos

Fuente: Elaboración propia, por medio de la información analizada en el Anexo B

Analizando las figuras anteriores se puede estimar que el costo de inversión para un panel mono cristalino y multi cristalino es del orden de los 127,7 [UF/kW] y 129 [UF/kW], respectivamente. Considerando un costo de mantenimiento y operación promedio, sumado a la reposición de las baterías e inversores, se obtienen un valor de 15,4 [UF/kW] anuales.

4.1.2 Evaluación micro centrales hidroeléctricas

Debido a que la energía cinética depende de una caída libre, necesitamos de un desnivel o altura vertical para transformar la energía potencial del agua en energía cinética (Castro, 2006), debido a ello es que las centrales dependen del caudal y la altura de la fuente hídrica para producir más o menos energía eléctrica.

La expresión que nos proporciona la potencia instalada es la siguiente:

$$P = 9,8 * Q * H * e \quad (4.1)$$

Donde:

- P = Potencia, [kW]
- Q = Caudal de diseño, $\left[\frac{m^3}{s}\right]$
- H = Salto neto, [m]
- e = Factor de eficiencia de la central, que es igual al producto de los rendimientos de los diferentes equipos que intervienen en la producción de la energía

$$e = R_t * R_g * R_s \quad (4.2)$$

Donde:

- R_t = Rendimiento de la turbina
- R_g = Rendimiento del generador
- R_s = Rendimiento del transformador de salida

Según el tipo de equipo y fabricante, el rendimiento de la maquinaria varía, pero a efectos de una primera aproximación, se puede tomar como factor de eficiencia para una central a pequeña escala el valor de 0,85 (Castro, 2006).

De acuerdo a las ecuaciones (4.1) y (4.2), anteriormente señalada, se pueden graficar los recursos energéticos de la siguiente manera. Estos están divididos en nano centrales hidroeléctricas y micro centrales hidroeléctricas, según muestra la Figura 4.5 y Figura 4.6, respectivamente.

4.1.2.1 Tecnología de las centrales micro hidroeléctricas

La tecnología en las centrales micro hidráulicas consiste básicamente en la turbina de generación. En esta materia no ha habido grandes cambios en los últimos años, dado a que los fuertes desarrollos de turbinas ya tuvieron lugar gracias a la importancia que tuvieron las grandes centrales hidráulicas en el desarrollo de energía.

Las principales turbinas siguen siendo la Turbina Pelton, la turbina Francis, la turbina Kaplan, la turbina Michell-Banki y la turbina Turgo (Ahlers y Arellano, 2010). A continuación se muestra las características principales de las turbinas hidráulicas incluyendo el rango de saltos de operación. Caudal y eficiencia máxima.

Tabla 4.4

Características principales de las turbinas

	Turbina	Caudal [m³/s]	Salto [m]	Potencia [kW]	Eficiencia %
Acción	Pelton	0,05 - 50	30 - 1800	2 - 300000	91
	Turgo	0,025 - 10	15 - 300	5 - 8000	85
	Michell - Banki	0,025 - 5	1 - 50 (200)	1 - 750	82
Reacción	Francis	1 - 500	2 - 750	2 - 750000	92
	Kaplan y de Hélice	1000	5 - 80	2 - 200000	93

Fuente: Manual de Mini y Micro centrales Hidráulicas, Intermediate Technology Development Group, ITDG, Coz y Ramírez, Perú, 1995.

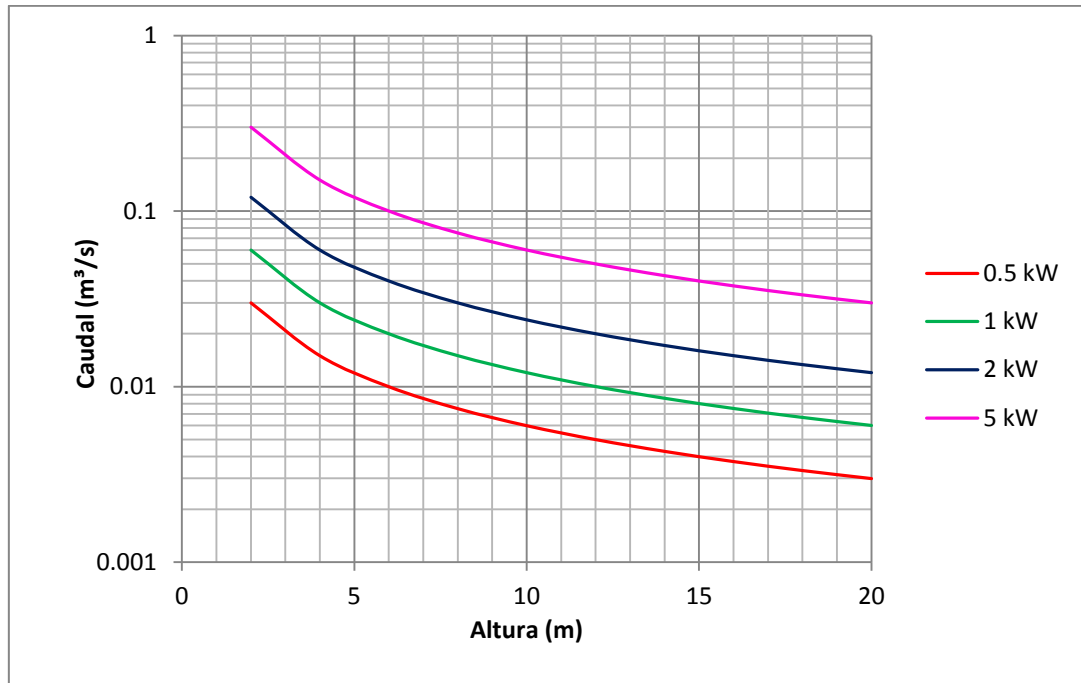


Figura 4.5

Potencial eléctrico nano centrales hidroeléctricas menores a 5 [kW]

Fuente: Elaboración propia, a partir de Manual de Energía Renovable, Mini Centrales Hidroeléctricas, IDEA, Castro, España 2006.

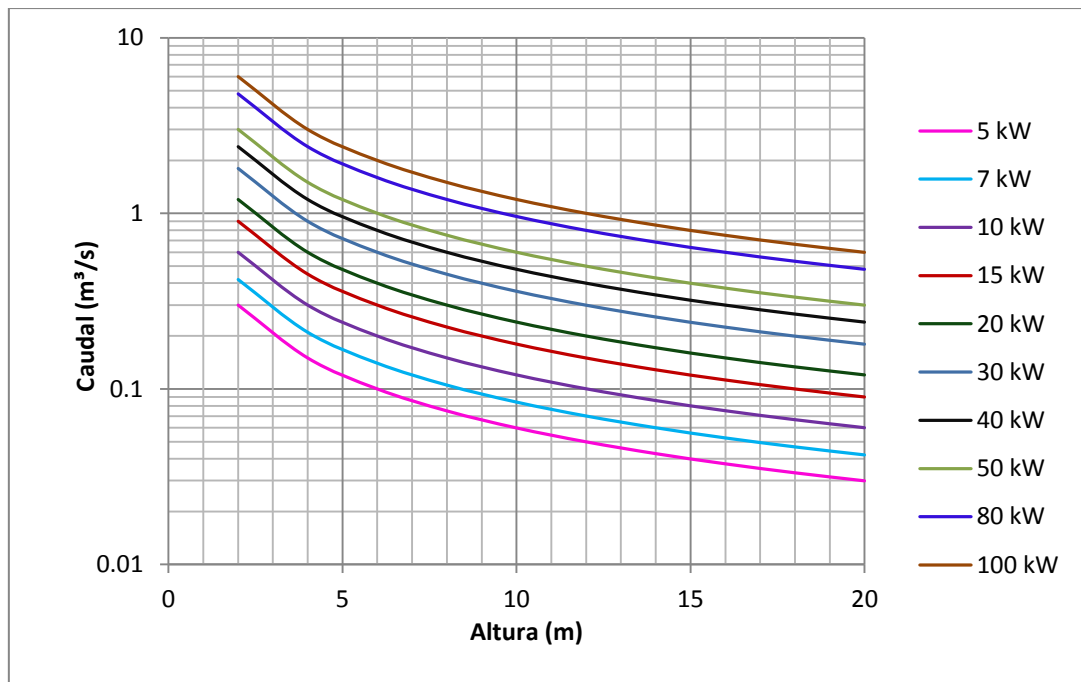


Figura 4.6

Potencial eléctrico micro centrales hidroeléctricas 5 a 100 [kW]

Fuente: Elaboración propia, a partir de Manual de Energía Renovable, Mini Centrales Hidroeléctricas, IDEA, Castro, España 2006.

4.1.2.2 Selección rápida de la turbina

Se puede realizar una selección rápida de la turbina para una micro central hidroeléctrica utilizando el diagrama de la Figura 4.7, en la que aparecen las diversas turbinas que se usan en la actualidad ubicadas por zonas de aplicación referidas al salto neto, caudal, potencia y una eficiencia promedio.

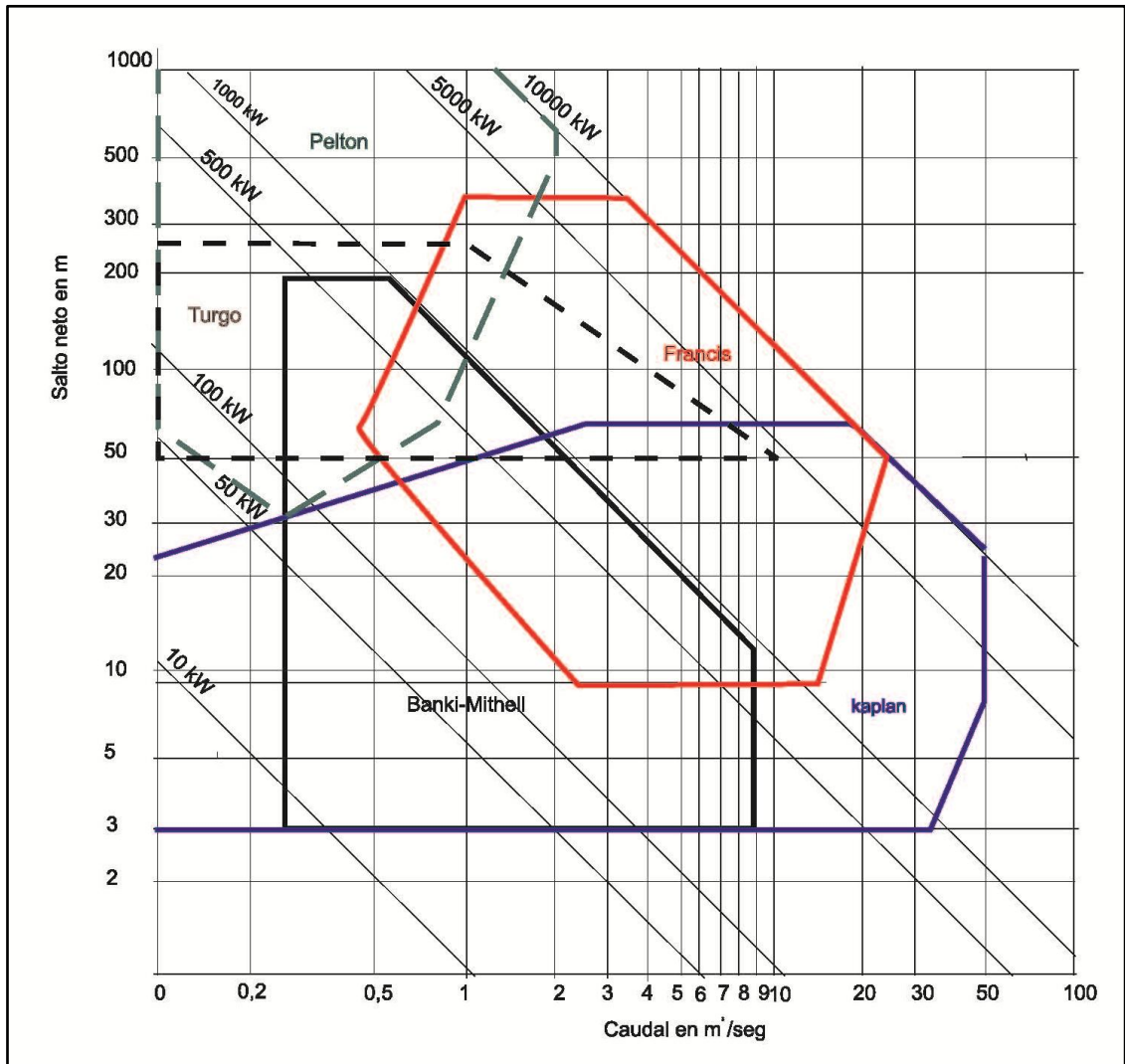


Figura 4.7

Diagrama de selección de turbinas hidráulicas

Fuente: Manual de Pequeñas Hidráulica, Dirección General de Energía (DG XVII), European Small Hydropower Association ESHA, Madrid, 1998.

4.1.2.3 Instalación

Para la correcta instalación de una central de pasada, es necesario un sistema de captación de aguas, que se compone de una bocatoma o compuerta que capta el agua de su fuente, que la mayoría de las veces incluye un sistema de rejillas, un desripador y un desarenador para eliminar arena, ripio y otros elementos extraños que pueden desgastar, dañar e incluso detener las turbinas o partes claves de éstas (Coz, y Ramírez, 1995). La ubicación de esta debe ser determinada en el estudio hidrológico de la cuenca, cumpliendo con los caudales y diferencia de altura necesarios.

Luego un canal de aducción, que lleva el agua desde el sistema de captación por una tubería en presión hasta las turbinas instaladas en la sala de máquinas. En esta se encuentran los mecanismos que generan la energía eléctrica, los elementos de medición y control; y las instalaciones para almacenar la energía.

Finalmente se debe disponer de un canal de devolución de agua a su cauce original o adonde corresponda de acuerdo a lo que señalan los derechos de agua (Castro, 2006).

Hay que señalar, que para este nivel de potencias el tamaño de la obra es tan pequeño, que los denominados canales, pueden ser simplemente tuberías plásticas, que permitan cumplir con normalidad la aducción y devolución del agua en los procesos correspondientes.

4.1.2.4 Mantenimiento

Para conseguir un correcto funcionamiento de la central, es necesario realizar constantes mantenimientos, en los diferentes subsistemas que la componen. En la etapa de captación y distribución del agua, es necesario mantener una limpieza constante y libre de material granular o sedimento que pudiera intervenir en el correcto funcionamiento de la bocatoma, desarenador y cámara de carga.

Las tuberías que transportan el agua a presión, no requieren de mayor mantenimiento, salvo el estado de deterioro que estas pudieran tener, en especial los sistemas de anclaje (Coz, y Ramírez, 1995).

Las turbinas necesitan poco mantenimiento en la medida en que el agua se mantenga limpia (Moreno, 2008). Otro punto de especial cuidado son los rodamientos o apoyos del eje, se debe estar alerta ante la ocurrencia de ruidos extraños o sobrecalentamiento, pues estos son indicadores que están fallando (Leiva, 2007).

Por último, se debe mantener una limpieza constante en el generador, en especial por la presencia de polvo. El grupo de baterías debe ser reemplazado cada 10 años. De pasar más tiempo su eficiencia disminuiría, aumentando las pérdidas de energía.

El costo de mantenimiento de los equipos para este tipo de centrales hidroeléctricas, se determinará como el 3% de la inversión del año en que se realizó el gasto aplicada de manera anual.

4.1.2.5 Limitaciones

La tecnología depende de las condiciones geográficas, climatológicas e hidrológicas por lo que no está disponible en cualquier sitio. Además en muchos casos los sitios aptos están ubicados a una distancia considerable del punto de consumo, generando largas distancias de transmisión.

La potencia máxima, está limitada y definida por el recurso natural presente en el sector. Limita las posibilidades de expansión a largo plazo para atender el crecimiento de la demanda.

Como estas centrales por lo general no disponen de gran capacidad de almacenamiento de agua, la potencia máxima generada está determinada por el caudal, el que puede variar considerablemente de una temporada a otra.

Los proyectos de las pequeñas centrales hidroeléctricas, requieren de estudios técnicos elaborados para conocer el potencial disponible y la factibilidad técnica. Esto implica un costo y un plazo significativo en la puesta en marcha del proyecto (Castro, 2006).

4.1.2.6 Ventajas

Se considera un tipo de energía renovable producto que ofrece un uso no consecutivo del agua, ya que ésta se recoge del río en un punto y se devuelve al cauce en una cota inferior, una vez transformada su energía en electricidad a su paso por la turbina (Tirapegui, 2006).

Poseen un bajo costo de operación, debido que no se requiere de combustible y las necesidades de mantenimiento son relativamente bajas.

Es autóctono, por lo que su desarrollo implica la reducción del grado de dependencia del sector energético exterior y el esfuerzo de la seguridad del suministro. Funciona a temperatura ambiente, es decir, no requiere emplear sistemas de refrigeración ó calderas que consumen energía y en muchos casos contaminan.

Permite disponer de longitudes más extensas, desde los lugares de generación y consumo final, provocando pérdidas al sistema de aproximadamente el 10% de la producción neta de electricidad (Coz, y Ramírez, 1995, actualizado al 2009).

4.1.2.7 Esquema de centrales mini hidroeléctricas

Estas pequeñas centrales están divididas en tres etapas, la primera relacionada a la producción, en donde es captada el agua, para posteriormente ser conducida y llevada a las turbinas, donde, por medio del generador se transforma la energía cinética en energía eléctrica. En una segunda etapa regula esta energía, almacenándola y transformándola en corriente alterna, para así, en la última etapa utilizar esta energía para satisfacer las demandas requeridas.

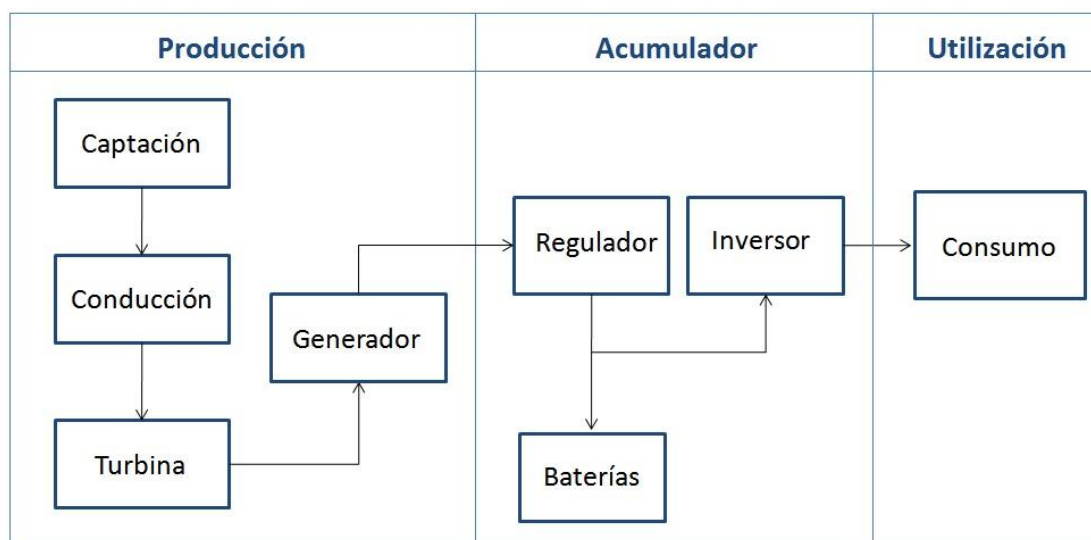


Figura 4.8

Esquema básico de una central mini hidroeléctrica

Fuente: Elaboración propia

4.1.2.8 Costos de inversión y operación

Los costos asociados a este tipo de centrales hidroeléctricas dependen de diversos factores: como la geografía del lugar, los tipos de accesos, el tipo de instalación, el tamaño de la central, la potencia y el punto de conexión (Castro, 2006). Esta particularidad de las nano y micro centrales hidroeléctricas reviste mucha importancia en nuestro país, debido que el recurso se ubica en zonas cercanas a las cordilleras, y por ende, lejos de las principales redes viales y de transmisión troncal. Además hay que tener en cuenta las distintas partes del proceso y los costos que implica cada una: primero está la fase de proyecto, después viene la fase de ejecución y por último, la fase de funcionamiento (Coz, y Ramírez, 1995).

En primer lugar se elabora el proyecto de construcción e instalación de la micro central, donde se define el volumen de obra, el equipamiento y la potencia a instalar.

En segundo lugar se realiza la fase de ejecución del proyecto, en la que se distinguen tres aspectos que influyen decisivamente en el costo; obra civil, grupo turbogenerador, sistema eléctrico y control. La estructura de costos estimada se entrega en la Tabla 4.5. Cabe resaltar que algunos de estos porcentajes pueden variar.

Tabla 4.5

Estructura de costos micro central hidroeléctrica común

Ítem	Porcentaje de inversión
Obras Civiles	37%
Equipamiento eléctrico	30%
Ingeniería y Dirección	8%
Grupo Turbogenerador	25%

Fuente: Estudio de generación ERNC, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile, 2010.

Los costos de obras civiles, equipamiento eléctrico y grupo turbogenerador, consideran su adquisición, transporte, instalación y puesta en marcha.

La última fase, corresponde a la puesta en funcionamiento de este tipo de centrales, que implica los costos de operación y mantenimiento. El cálculo de estos costos se realiza anualmente y depende de múltiple factores como el tipo de equipo instalado, el grado de automatismo y el índice de deterioro (Castro, 2006).

Evaluando para diferentes niveles de potencia se deduce que el costo de inversión para estas pequeñas centrales es aproximadamente de 70,6 [UF/kW], con un promedio anual de mantención del orden de los 4,1 [UF/kW].

A continuación se entregan las curvas de costos de las nano y micro centrales hidroeléctricas, respectivamente, indicando los costos de inversión y el valor actualizado de costos, considerando una tasa de descuento de 7% y un horizonte de análisis de 20 años.

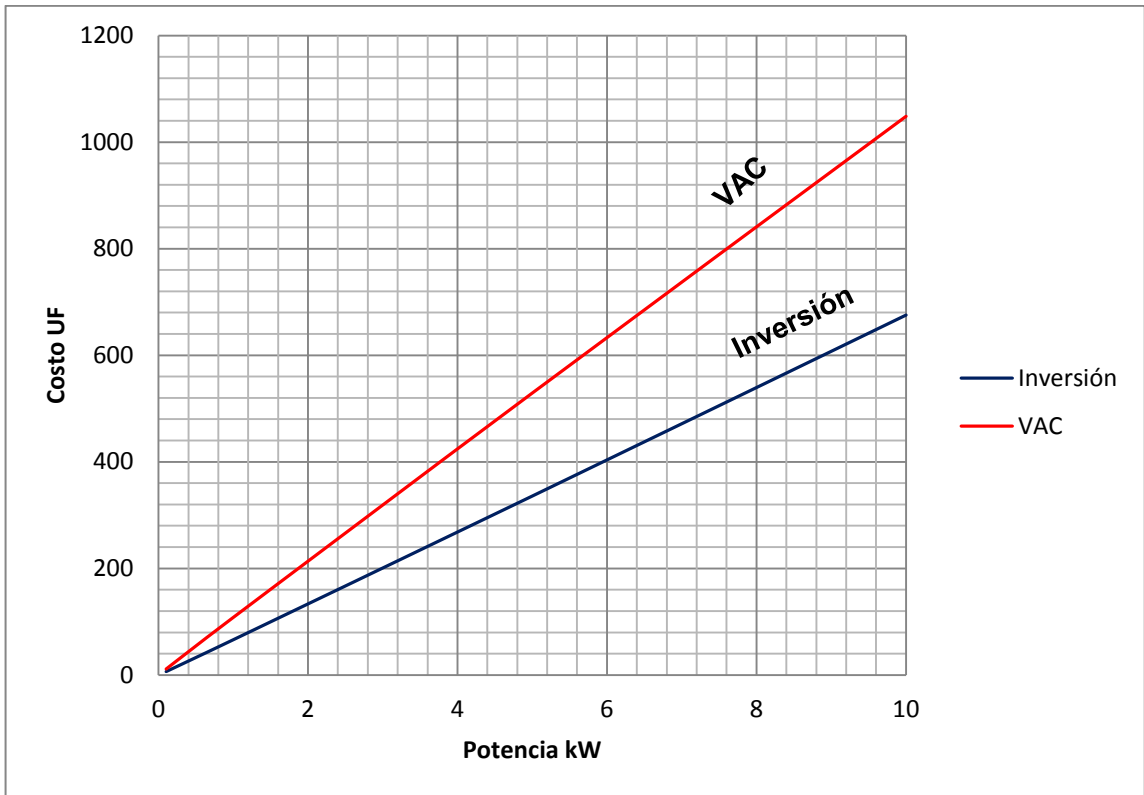


Figura 4.9

Costos en UF de una nano y micro central hidroeléctrico (0,2 – 10 [kW] de potencia)

Fuente: Elaboración propia, por medio de la información analizada en el Anexo B

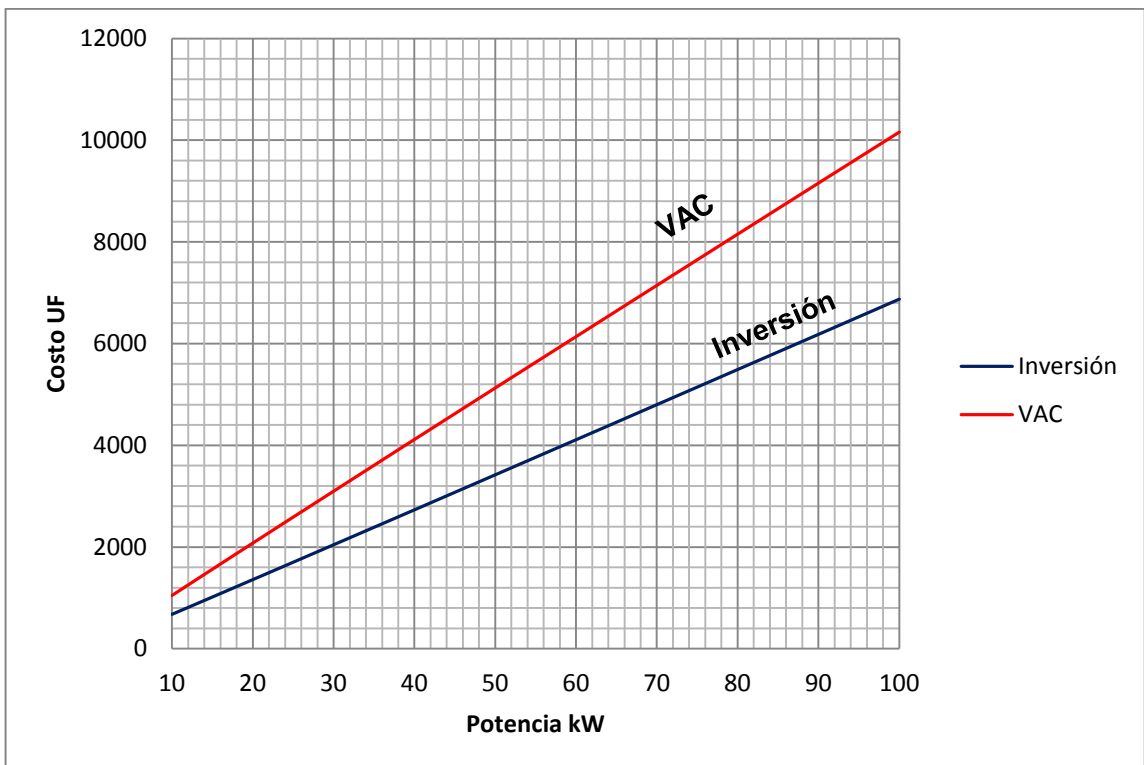


Figura 4.10

Costos en UF de micro centrales hidroeléctricas (10 – 100 [kW] de potencia)

Fuente: Elaboración propia, por medio de la información analizada en el Anexo B

El consumo producido por los equipos se calcula según la siguiente expresión, la cual determina la energía total consumida en un año (E) en una micro central. Los valores respectivos de cada parámetro incluido en el cálculo se determinan para cada año del periodo de previsión.

$$E = 0,0027 * \frac{M * H}{e} \tag{4.3}$$

Donde:

- E = Energía total, [kWh]
- M = Volumen anual, $\left[\frac{m^3}{año}\right]$
- H = Salto, [m]
- e = Eficiencia de los equipos funcionando en un año, se considera un valor promedio de 67%.

De acuerdo a esto último, y considerando la tarifa elegida, es posible determinar los costos eléctricos asociados a este sistema.

4.1.3 Evaluación de un parque eólico

La producción de energía por una turbina eólica o aerogenerador es una función de la velocidad del viento. La relación entre la velocidad del viento y la energía está definida por la curva de potencia, que es única para cada modelo de turbina, y en algunos casos, única para las características de un sitio específico (Cuesta, Pérez y Cabrera, 2008). En general, la mayoría de los aerogeneradores empiezan a producir energía a una velocidad de 4 [m/s], logran la potencia nominal aproximadamente a los 10 [m/s], y detiene la producción de energía a los 25 [m/s] (Hulshorst, 2007). La variabilidad en los recursos eólicos hace que el aerogenerador en funcionamiento esté continuamente cambiando los niveles de potencia.

Como se mencionó anteriormente la potencia depende del área de barrido de los sistemas eólicos., para ello se utiliza la siguiente expresión.

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \tag{4.4}$$

Donde:

P/A = Potencia / Sección del flujo del viento, $\left[\frac{W}{m^2}\right]$

ρ = Densidad del aire, $\left[\frac{T}{m^3}\right]$

v = Velocidad del viento, $\left[\frac{m}{s}\right]$

La potencia generada, está directamente relacionada con el diámetro de las palas del aerogenerador, que a su vez depende del modelo del molino a utilizar, es por esto que en la Figura 4.11, se entrega la curva de potencia en función del área del aerogenerador, considerando una densidad de 1,225 $[T/m^3]$, que corresponde al aire seco a la presión atmosférica estándar al nivel del mar y a 15°C (Álvarez, 2006).

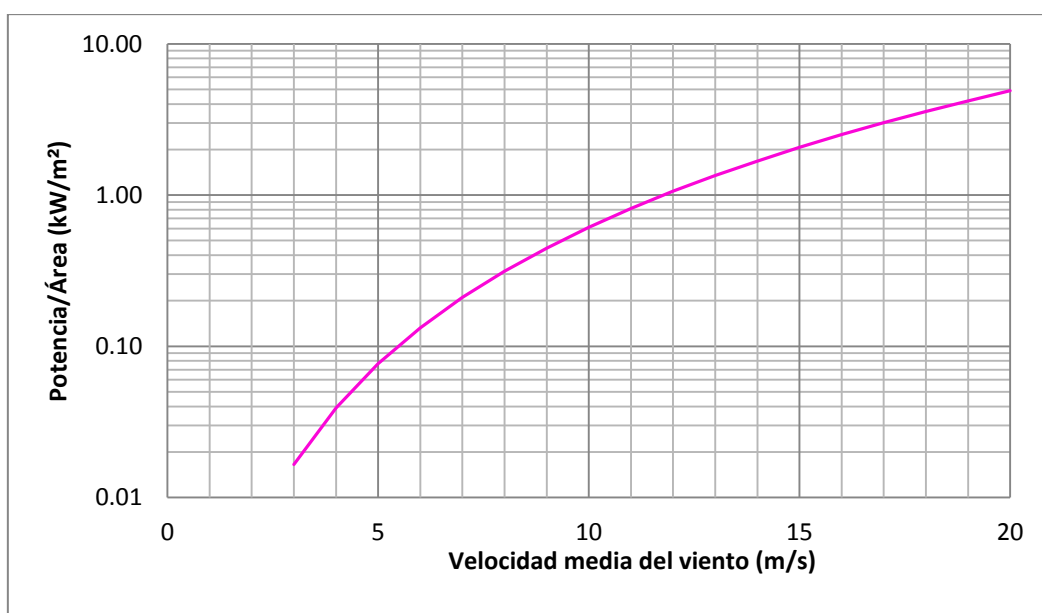


Figura 4.11

Potencial eléctrico en función del área

Fuente: Elaboración propia, a partir de Manual de Energía Renovable, Energía Eólica, IDEA, Álvarez, España 2006.

4.1.3.1 Tecnología de los sistemas eólicos

La tecnología de los sistemas eólicos consiste básicamente en el diámetro y potencia de los aerogeneradores, los que han presentado un fuerte desarrollo en los últimos 20 años. A continuación se entrega una tabla con los aerogeneradores utilizados por los proveedores de nuestro país, para pequeñas potencias.

Tabla 4.6

Aerogeneradores se sistemas eólicos a pequeña escala

Aerogenerador	Cyclon N1KW	Cyclon G10KW	Cyclon E100KW
Potencia kW	< 1.0	1,0 - 10	10 - 100
Diámetro m	2.8	8.0	18.0
(A) Área m ²	6.2	50.3	254.5
Velocidad de arranque m/s	3.5	3.5	3.5
Velocidad para potencia promedio m/s	9.0	10.0	11.0
Altura Torre	8 - 16	8 - 20	8 - 30

Fuente: Elaboración propia, a partir de la Empresa Inter American Eólica.

$$P = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 * n_t * \tau \tag{4.5}$$

Donde:

- P = Potencia teórica, [W]
- A = Sección del flujo del viento, [m²]
- ρ = Densidad del aire, $\left[\frac{T}{m^3}\right]$
- v = Velocidad del viento, $\left[\frac{m}{s}\right]$
- n_t = Rendimiento de conversión de energía, 40%.
- τ = Factor de modificación por temperatura, ver Tabla 4.7.

Con la información entregada en la Tabla 4.6, y utilizando la ecuación (4.5), podemos obtener el potencial eléctrico de los modelos evaluados.

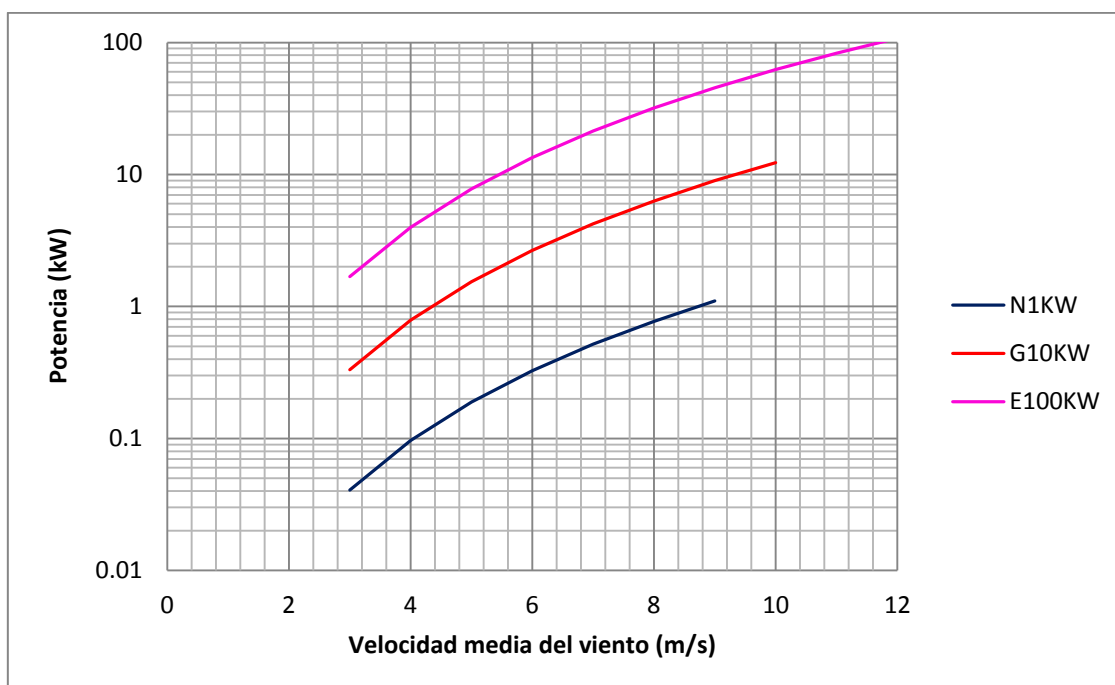


Figura 4.12

Potencial eléctrico de un sistema eólico

Fuente: Elaboración propia, a partir de Manual de Energía Renovable, Energía Eólica, IDEA, Álvarez, España 2006 y Empresa Inter American Eólica.

Si el evaluador así lo considera, se puede ajustar la potencia según las temperaturas que afectan al sector de emplazamiento.

Tabla 4.7

Modificación por temperatura de la densidad de aire

Temperatura °C	Factor de modificación T
-5	1.07
0	1.05
5	1.03
10	1.02
15	1.00
20	0.98
25	0.97
30	0.95
35	0.94
40	0.92

Fuente: Elaboración propia, a partir de The Danish Wind Industry Association

4.1.3.2 Instalación

Para la correcta instalación de un molino de generación eólica, es necesario considerar dos aspectos importantes, el primero consiste en identificar lugares donde la velocidad media del viento sea superior a 4 [m/s], velocidad mínima de funcionamiento de los aerogeneradores.

El segundo aspecto está relacionado con el emplazamiento del molino, la topografía del lugar es fundamental para maximizar la eficiencia de conversión, las pequeñas colinas con pendientes suaves, aceleran la velocidad local del viento. No se recomienda su instalación en acantilados o colinas con pendientes abruptas, estas generan turbulencias friccionando la velocidad del viento. Es necesario que el emplazamiento esté libre de obstáculos, como por ejemplos edificios o árboles. Para aquello se recomienda, en caso de no poder cambiar el emplazamiento, instalar el aerogenerador a una distancia entre 7 y 10 veces el diámetro del obstáculo; caso contrario instalarlo frente al obstáculo (Rodríguez, 2010). La altura de montaje, no debe ser inferior a los 10 metros, ya sean del nivel de terreno, o de algún obstáculo. En el caso que se instale más de un aerogenerador, es preferible agruparlos en una hilera perpendicular a la dirección principal del viento.

4.1.3.3 Mantenimiento

Para conseguir un correcto funcionamiento del molino eólico, es necesario realizar un constante mantenimiento de las partes de este. La mayoría de las turbinas pueden funcionar durante largos periodos de tiempo sin presentar defectos o requerir reparaciones. Estos mantenimientos se deben realizar en momentos de baja producción y con velocidades del viento inferiores a las mínimas de generación.

Anualmente, se requiere de un mantenimiento físico, que consiste en comprobar que las piezas se encuentren bien aceitadas, verificar y ajustar los pernos de la estructura, analizar el estado de los tensores, inspeccionar visualmente el estado de la góndola; considerar el despeje y limpieza de las palas (Hulshorst, 2006). En el caso que estas poseen algún agrietamiento, ya que al estar trabajando con velocidades de viento altas, un simple daño puede provocar el rompimiento de las palas.

Por último, el mantenimiento eléctrico consiste en verificar el estado de los cables y del inversor. En el caso que la góndola emita algún ruido raro es recomendable bajarla y analizar el estado de su composición interna. El grupo de baterías debe ser reemplazado cada 10 años, de pasar más tiempo su eficiencia disminuiría, aumentando las pérdidas de energía.

El costo de mantenimiento para un sistema eólico, se determinará como el 2% de la inversión del año en que se realizó el gasto aplicada de manera anual.

4.1.3.4 Limitaciones

La variabilidad del viento para un sistema aislado, genera un costo adicional producto de la implementación de baterías para almacenar la energía, cuando no haya suficiente viento para suplir los consumos (Saldías y Ulloa, 2008). A pesar de los buenos avances en el diseño de turbinas eólicas para disminuir el impacto de variabilidad del viento, ésta representa un riesgo en la inversión al no poder suplir los compromisos, adicionalmente, no se puede disponer de energía siempre que el sistema lo demande.

La cantidad de viento en la generación eólica, solo es factible y rentable en zonas que posean velocidades de viento superiores a 4 [m/s], por este motivo no podemos instalar aerogeneradores en cualquier lugar.

Estas grandes instalaciones de aerogeneradores producen un gran cambio estético al paisaje. El modo en que se toma este impacto depende, ya que algunas personas lo encuentran muy atractivo, pues simboliza para ellos el avance tecnológico de la humanidad, pero para otros es negativo ya que altera la armonía y naturalidad de los paisajes (Saldías y Ulloa, 2008).

4.1.3.5 Ventajas

Su impacto al medio ambiente es mínimo ya que no emite sustancias tóxicas, por lo que no contamina el agua, suelo o aire, por lo tanto no contribuye al efecto invernadero ni al calentamiento global (Álvarez, 2006).

El viento es una fuente de energía inagotable y abundante. Se estima que teóricamente, existe el potencial eólico para suplir 15 veces la demanda actual de energía en el mundo (Tirapegui, 2006).

La tecnología no usa combustible y el viento es un recurso propio del país, por lo que es una de las fuentes más baratas. Cuando existe potencial comercialmente explotable, puede competir en rentabilidad económica con otras fuentes tradicionales.

Son muy convenientes para alimentar localidades que se encuentran alejadas de los sistemas de transmisión, ya que son sistemas relativamente simples que requieren poca mantención.

4.1.3.6 Esquema de pequeños sistemas eólicos

Estos pequeños sistemas eólicos, generalmente cuenta con un pequeño aerogenerador, que permite transformar la energía entregada por el viento en electricidad. También cuenta con baterías para almacenar la energía generada y un regulador que controla la carga y descarga de las baterías. Por medio de un inversor se transforma en corriente alterna, para así, satisfacer las demandas requeridas.

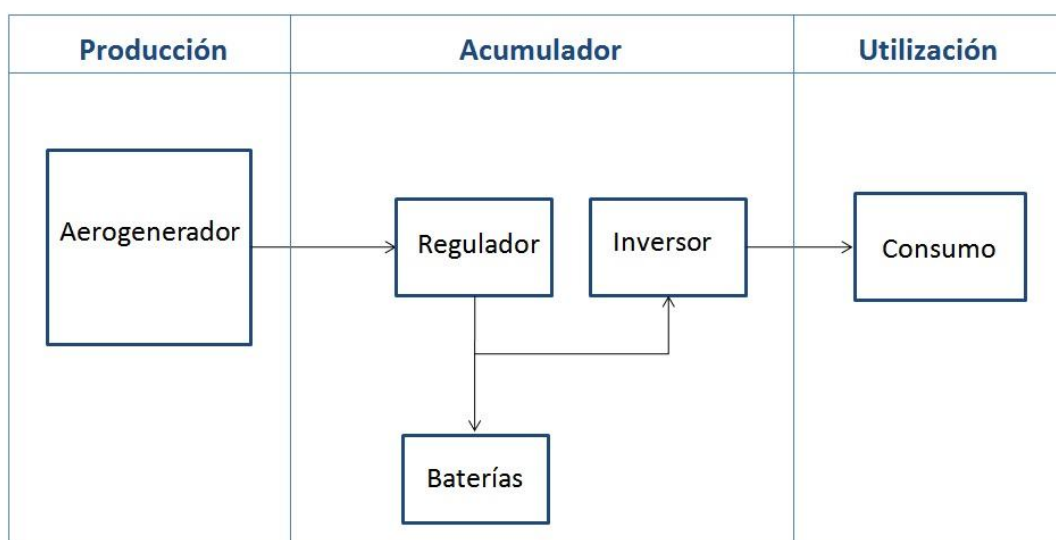


Figura 4.13

Esquema básico de un sistema eólico

Fuente: Elaboración propia

4.1.3.7 Costos de inversión y operación

El costo de un proyecto eólico aislado puede variar considerablemente dependiendo de varios factores, entre los cuales se destacan la capacidad eléctrica a instalar, el uso de un inversor y aspectos relacionados con la instalación, como la distancia del centro de venta y el acceso al proyecto. En la siguiente tabla se muestra la estructura de costos asociada a la inversión de un sistema eólico.

Tabla 4.8

Estructura de costos de un pequeño sistema eólico

Ítem	Porcentaje de inversión
Aerogenerador	50%
Equipamiento eléctrico	38%
Obra civil	9%
Varios	3%

Fuente: Estudio de generación ERNC, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile, 2010.

El costo de una turbina pequeña eólica oscila entre 25 y 35 [UF/kW]. A esto hay que agregarle los costos de los otros componentes, como la torre, las baterías, el inversor, los materiales eléctricos, el transporte e instalación al sitio deseado.

Adicionalmente, hay que considerar el valor de la operación y del mantenimiento, y el reemplazo de algunos componentes que tenga una vida útil más corta. La inversión en operación y mantenimiento es necesaria para conservar el sistema en buenas condiciones; representando de un 2% del costo de inversión a lo largo de toda su vida útil (Álvarez, 2006). Los costos por reposición se refieren al cambio del inversor y las baterías.

A continuación se entregan las curvas de costos de un sistema eólico, indicando los costos de inversión y el valor actualizado de costos, considerando una tasa de descuento de 7% y un horizonte de análisis de 20 años.

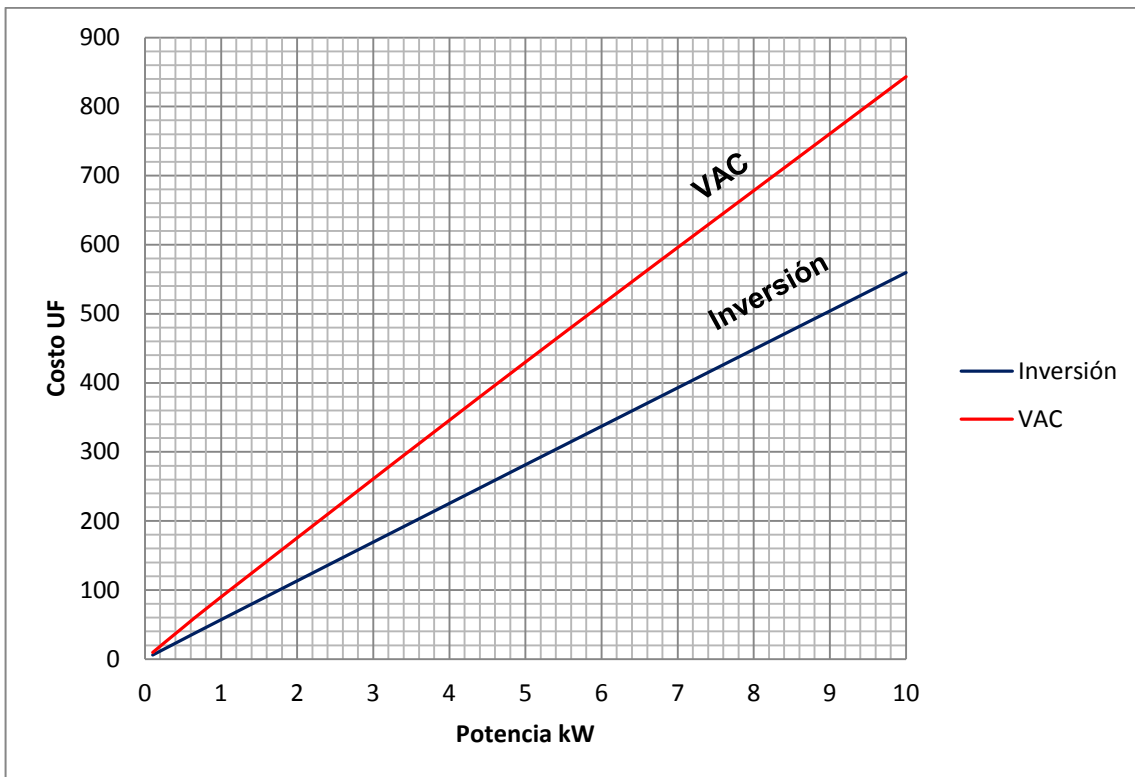


Figura 4.14

Costos en UF de un pequeño sistema eólico (0,2 – 10 [kW] de potencia)

Fuente: Elaboración propia, por medio de la información analizada en el Anexo B

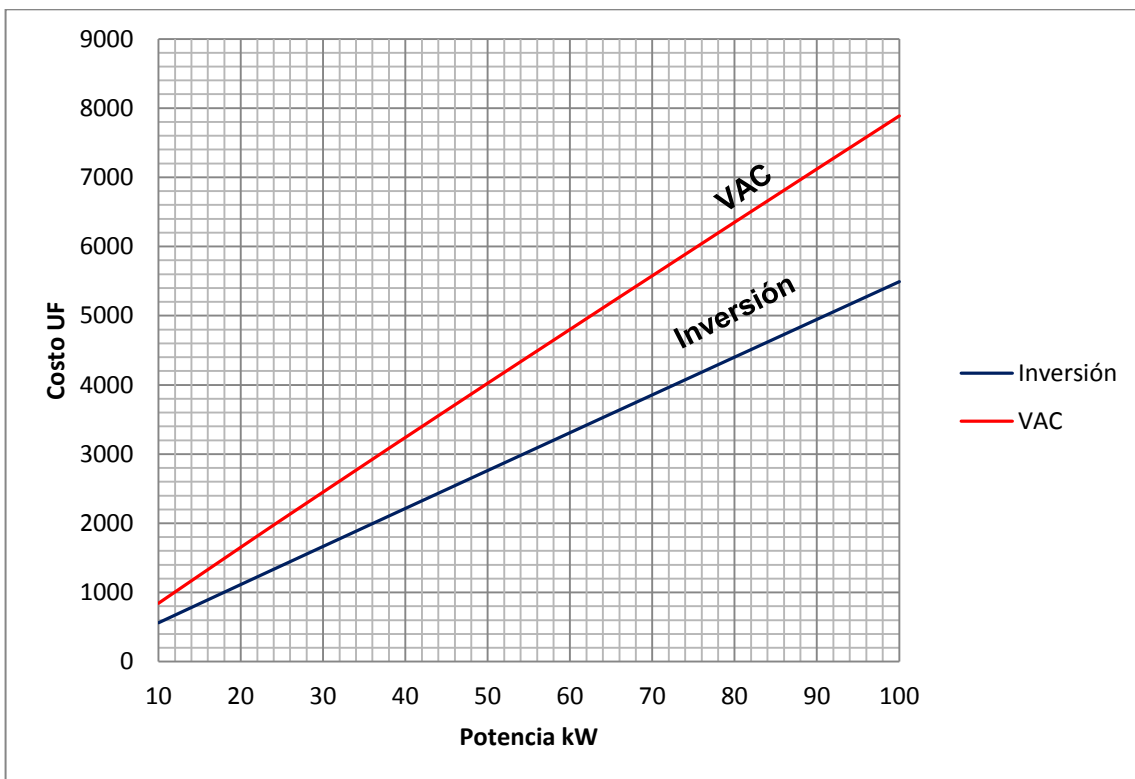


Figura 4.15

Costos en UF de un pequeño sistema eólico (10 – 100 [kW] de potencia)

Fuente: Elaboración propia, por medio de la información analizada en el Anexo B

Evaluando para diferentes niveles de potencia se deduce que el costo de inversión para estos sistemas eólicos es aproximadamente de 57 [UF/kW], con un promedio anual de mantención del orden de los 3,0 [UF/kW].

4.2 EVALUACIÓN DE GENERADORES

Una buena forma para poder comparar estas alternativas, es evaluando los generadores en base a petróleo diesel que hoy son la solución más utilizadas en aquellas localidades que no se encuentran conectadas a una red eléctrica.

Para esto solamente se evaluaron los costos de inversión y operación de los generadores.

4.2.1 Instalación

La instalación de un generador es bastante simple, lo importante es ubicarlo en una caseta de hormigón armado o de albañilería, cubierta interiormente con placas de absorbente acústico de espuma flexible de poliuretano poliéster. Además se debe proyectar una bodega para el almacenamiento del combustible, respetando las normas vigentes de líquidos peligrosos.

Según información entregada por los distribuidores locales los requerimientos mínimos de espaciamiento de un generador son de 50 [cm] de la pared más cercana, para su libre circulación. En las siguientes dos tablas se entrega la superficie mínima y el costo de instalación de una caseta de grupo construida en albañilería con y sin bodega, en función de la potencia solicitada. Este costo se deberá incorporar al proyecto de obras civiles.

En el anexo C, se entregan todos los detalles de las cubicaciones y presupuestos, aquí utilizados.

Tabla 4.9

Superficie necesaria y costo estimativo para grupo generadores con bodega

Potencia	Superficie [m ²]	Precio UF
Menores a 10 kva (8 kW)	6.1	123.5
10 Kva (8 kW) a 20 Kva (16 kW)	9.9	141.3
20 Kva (16 kW) a 50 Kva (40 kW)	12.2	152.1
50 Kva (40 kW) a 70 Kva (56 kW)	14.1	172.0
70 Kva (56 kW) a 110 Kva (88 kW)	14.9	177.4

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entrega por las empresas Simma y SimmaRent.

Tabla 4.10

Superficie necesaria y costo estimativo para grupo generadores sin bodega

Potencia	Superficie [m ²]	Precio UF
Menores a 10 kva (8 kW)	2.7	76.3
10 Kva (8 kW) a 20 Kva (16 kW)	6.5	94.1
20 Kva (16 kW) a 50 Kva (40 kW)	7.8	104.9
50 Kva (40 kW) a 70 Kva (56 kW)	10.7	124.9
70 Kva (56 kW) a 110 Kva (88 kW)	11.5	130.2

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entrega por las empresas Simma y SimmaRent.

4.2.2 Operación, mantenimiento y sostenibilidad

La operación (trabajo del operador) de un sistema diesel consiste de arrancar el generador, en el caso de que esta no tenga un encendido automático, llenar de combustible el motor, vigilar la cantidad de agua del estanque, comprar combustible, aceite y filtros.

De acuerdo a información entregada por proveedores de este tipo de generadores, recomiendan que a las 500 horas de uso se realice un mantenimiento preventivo, que consiste básicamente en cambiar los filtros y aceites. Luego a las 1.000 horas, además del cambio de filtros y aceites, se

recomienda el cambio de la correa del ventilador y la empaquetadura tapa válvulas. Finalmente cada 5.000 horas se deberá realizar un mantenimiento completo, detallado en el anexo C, que consiste básicamente en cambiar líquido refrigerante, ajustes de motor y repuestos. La vida útil de un generador normalmente es alrededor de 30.000 horas, dependiendo del cuidado y la exposición que este tenga a condiciones ambientales adversas.

En la Tabla 4.11 se resume los periodos para los mantenimientos ya señalados.

Tabla 4.11

Periodos de mantenimiento

Mantenimientos	Horas
Preventivo	500
Simple	1000
Completo	5000
Completo	10000
Completo	15000
Completo	20000
Completo	25000
Cambio del Generador	30000

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entrega por la empresa Simma. Ver detalle en Anexo C.

4.2.3 Costos de inversión y operación

Los costos de inversión y operación de un grupo generador en un sector aislado varían dependiendo: de la potencia eléctrica demandada, del tiempo de funcionamiento de generador, el transporte y almacenamiento del combustible, las mantenciones ya señaladas y la renovación del mismo luego de cumplir su vida útil.

Para la evaluación económica se considera que los generadores trabajaran 12 y 18 horas respectivamente, de acuerdo a normativa sanitaria vigente para estimar los tiempos de bombeo.

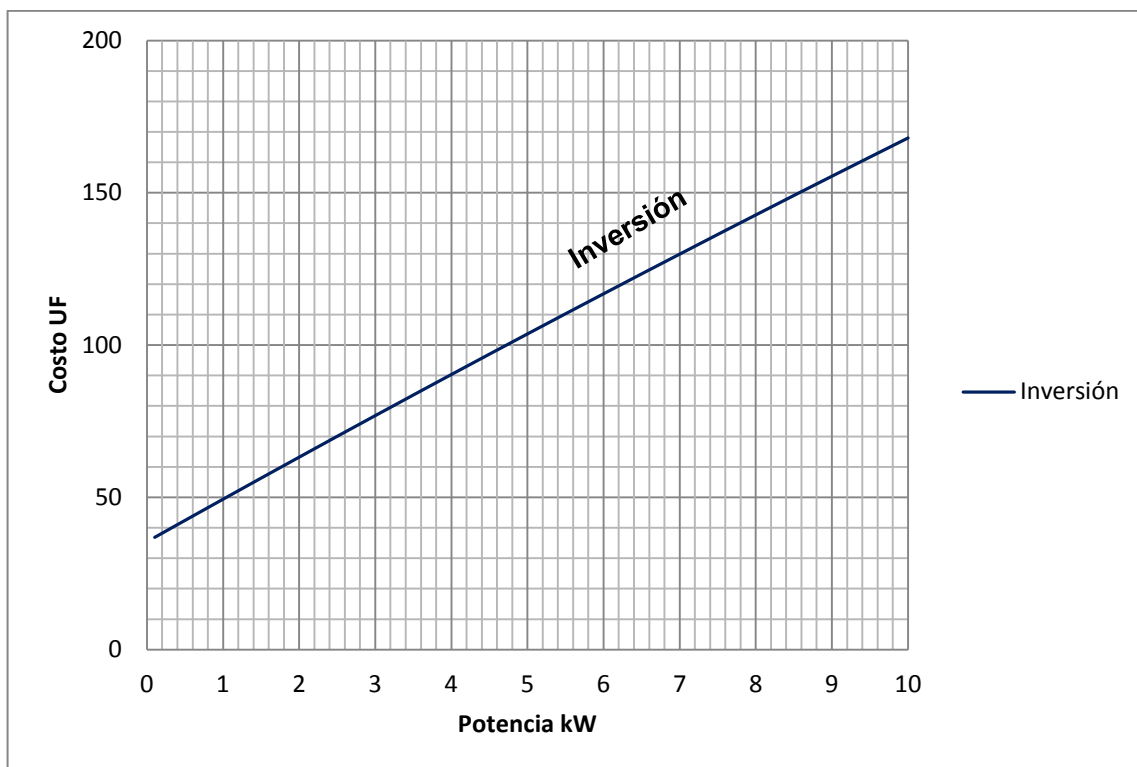


Figura 4.16

Inversión en UF de un generador diesel (0,5 – 10 [kW] de potencia)

Fuente: Elaboración propia, por medio de la información analizada en el Anexo C

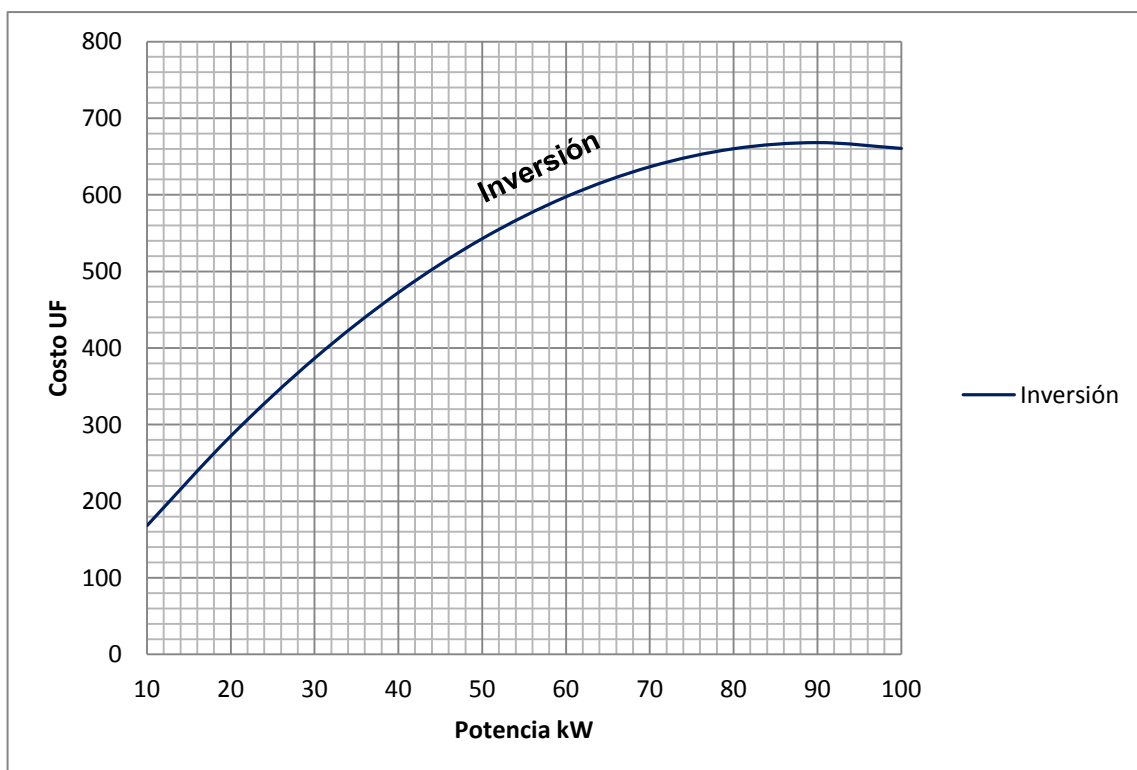


Figura 4.17

Inversión en UF de un generador diesel (10 – 100 [kW] de potencia)

Fuente: Elaboración propia, por medio de la información analizada en el Anexo C

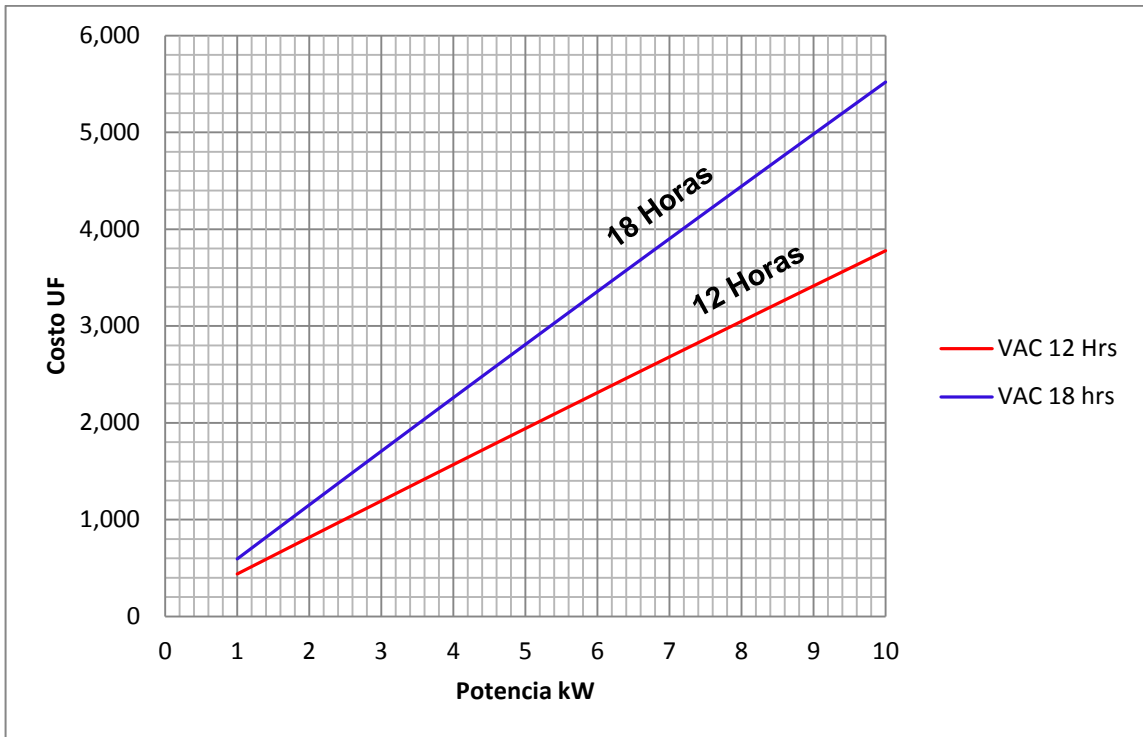


Figura 4.18

VAC en UF de un generador diesel (0,5 – 10 [kW] de potencia)

Fuente: Elaboración propia, por medio de la información analizada en el Anexo C

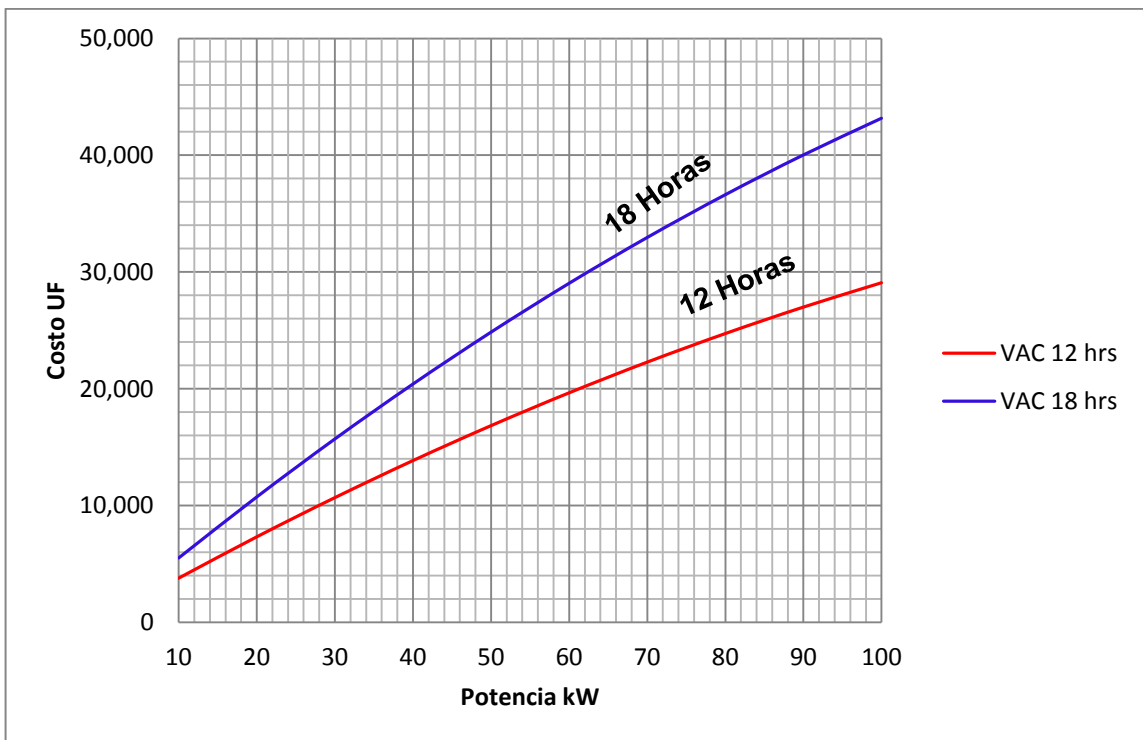


Figura 4.19

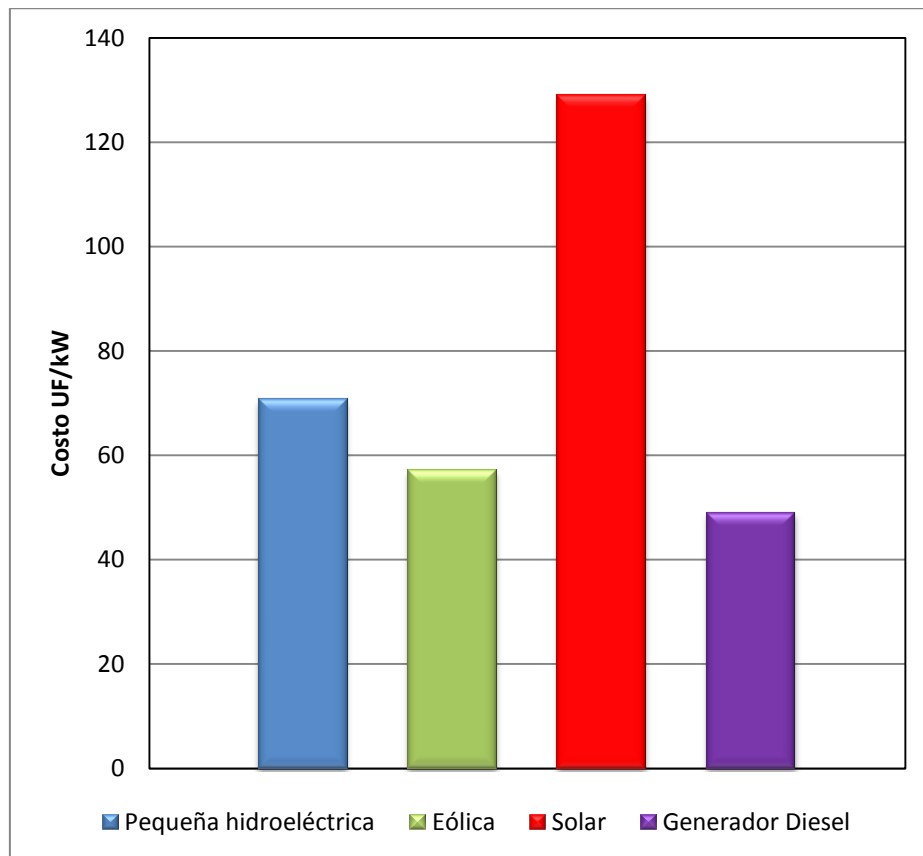
VAC en UF de un generador diesel (10 – 100 [kW] de potencia)

Fuente: Elaboración propia, por medio de la información analizada en el Anexo C

Evaluando las figuras anteriores, para diferentes niveles de potencia se deduce que el costo de inversión para estos generadores es aproximadamente de 49 [UF/kW], con un promedio anual de mantención del orden de los 430 [UF/kW] para 12 horas y 590 [UF/kW] para 18 horas de funcionamiento respectivamente.

4.3 COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS

En este punto se pretende entregar un resumen de las alternativas evaluadas en los puntos anteriores, comparándolas entre sí, de acuerdo a diferentes parámetros: como los costos de inversión, parámetros ambientales, por nombrar algunos.



Solamente se consideran situaciones ideales, donde no se incluyen costos por líneas de transmisión, tipo de tecnología y la construcción de caseta para grupo generador.

Figura 4.20

Costos unitarios de inversión, [UF/kW]

Fuente: Elaboración propia

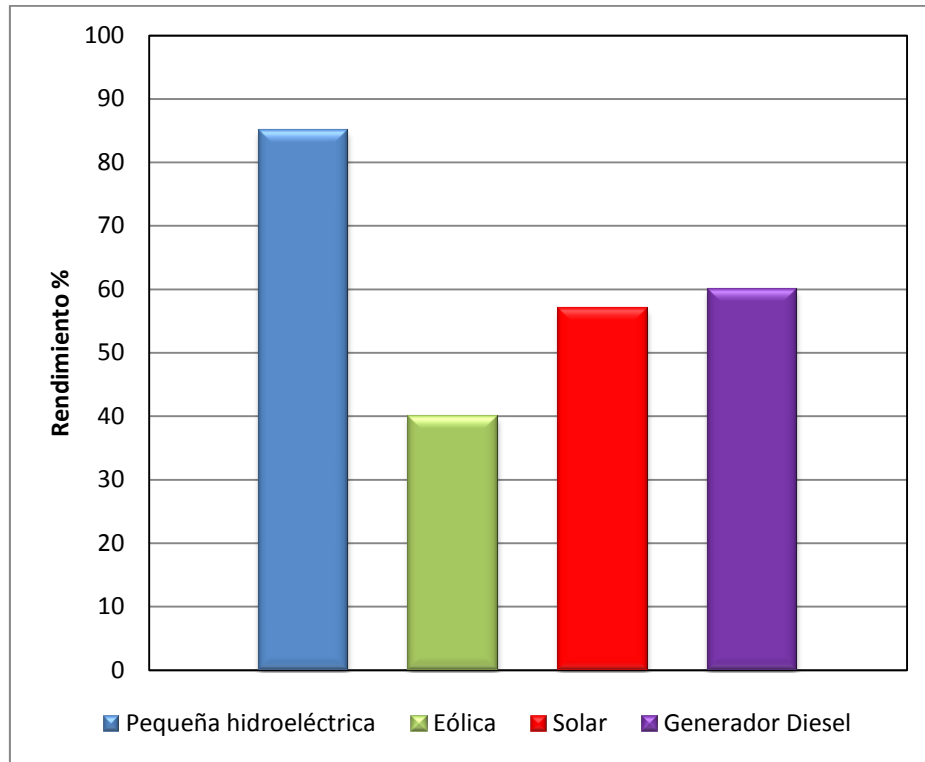


Figura 4.21

Porcentaje de energía útil respecto del total

Fuente: Elaboración propia, a partir de la información entregada en este estudio

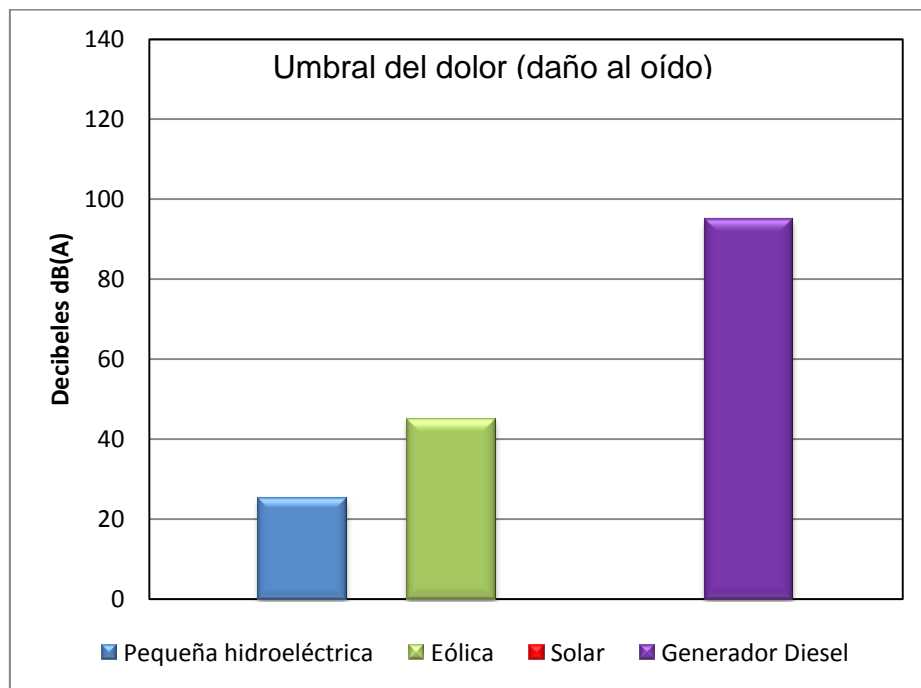


Figura 4.22

Nivel de ruido emitido por las energías evaluadas

Fuente: Elaboración propia, por medio de la información entregada por el estudio Energía eólica, un sistema energético sostenible, Moreno C. y la empresa Simma.

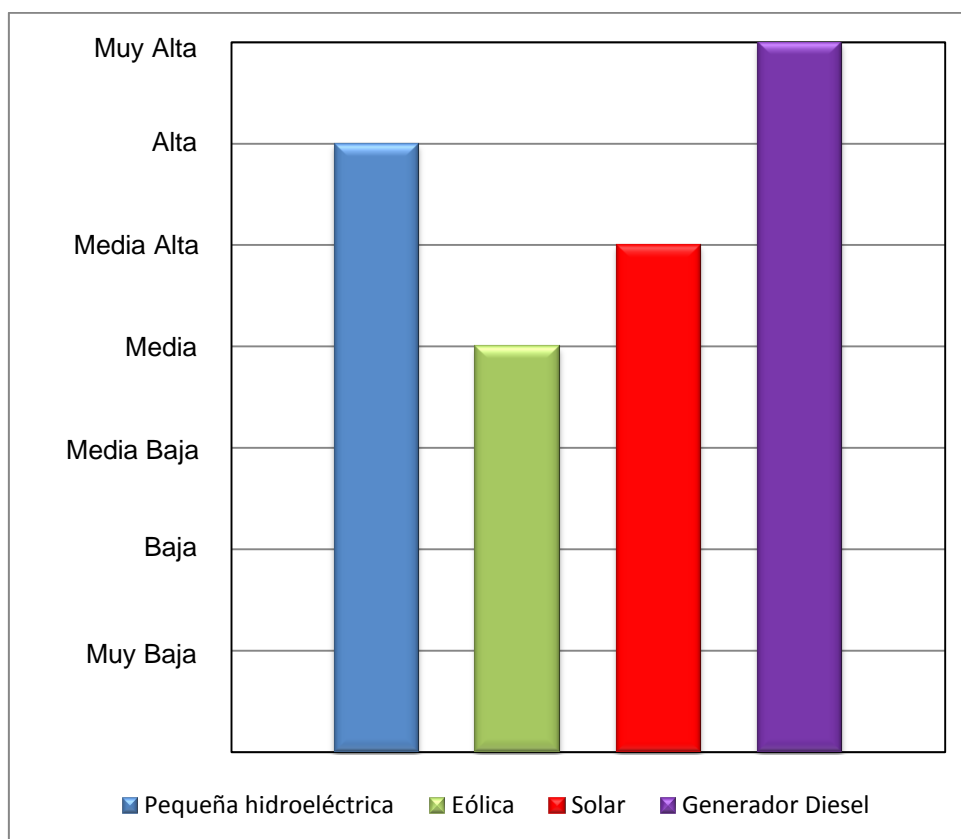


Figura 4.23

Estado de maduración de cada una de las alternativas de generación

Fuente: Elaboración propia, a partir de Estudio de generación ERNC, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile, 2010.

Tabla 4.12

Impactos ambientales más significativos de los sistemas energéticos

Fuente de energía	Materia prima	Emisiones	Otros impactos
Combustión	Petróleo	CO ₂ , NO _x , SO _x , COV	Impacto visual, biodiversidad, ocupación de terreno, calentamiento global, capa de ozono, acidificación, sustancias carcinógenas, agotamiento de recursos energéticos
Pequeñas hidroeléctricas	Caída de agua	Ninguna	Impacto visual, biodiversidad.
Eólica	Viento	Ninguna	Impacto visual, ruido, biodiversidad.
Solar fotovoltaica	Radiación solar	Ninguna	Impacto visual, uso de la tierra, metales pesados y sustancias carcinógenas.

CO₂: Dióxido de carbono, asociado al calentamiento global y efecto invernadero.
NO_x: Óxido de nitrógeno, gases que provocan la acidificación del medio ambiente y disminución de la capa de ozono
SO_x: Óxido de azufre, provocan la acidificación, niebla de invierno y las llovías ácidas.
COV: Compuestos orgánicos volátiles, como los hollines y cenizas volantes.

Fuente: Estudio Energía eólica, un sistema energético sostenible, Moreno C.

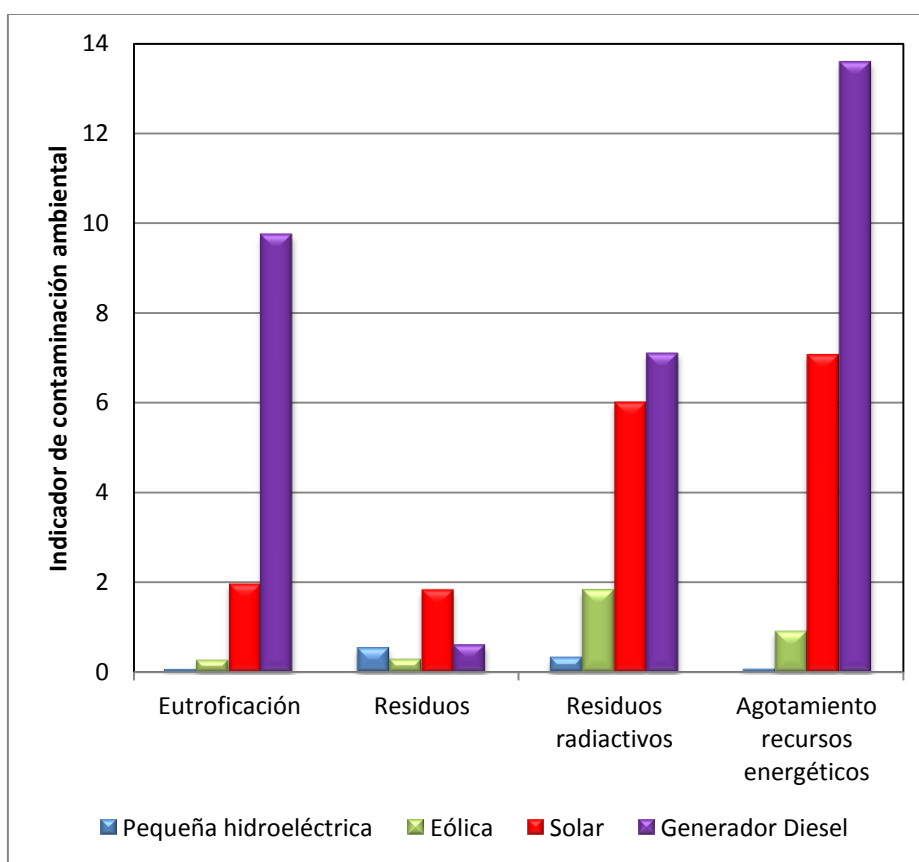
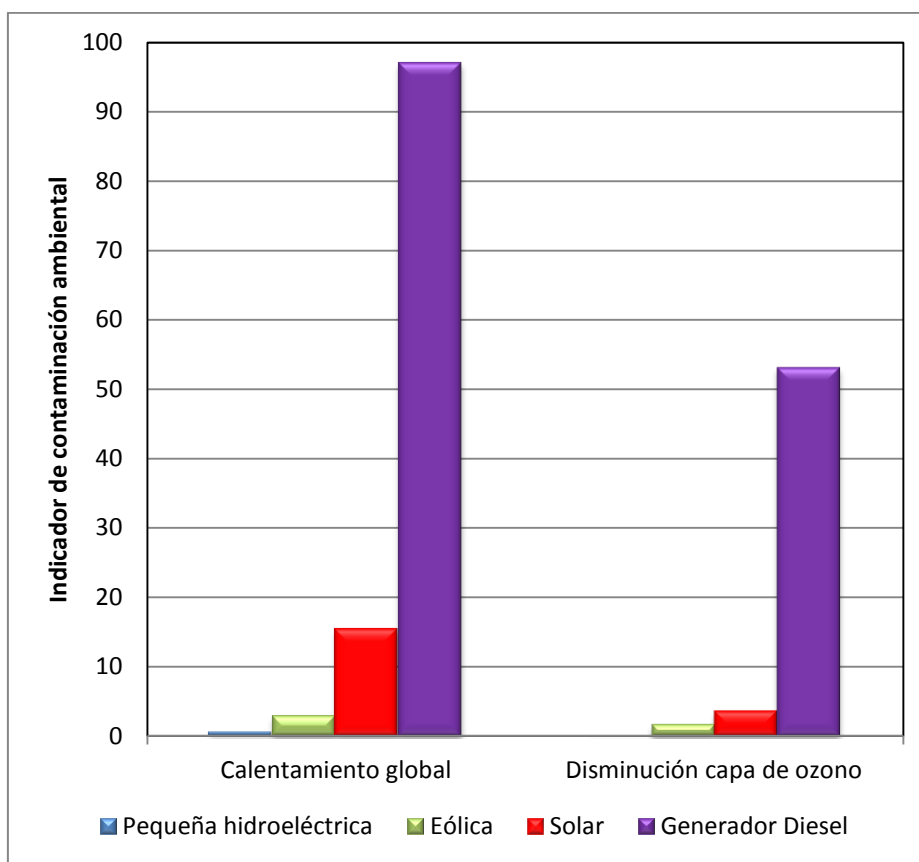


Figura 4.24

Parámetros de contaminación ambiental de los sistemas energéticos

Fuente: Elaboración propia, a partir de Manual de Energía Renovable, Mini Centrales Hidroeléctricas, IDEA, Castro, España 2006.

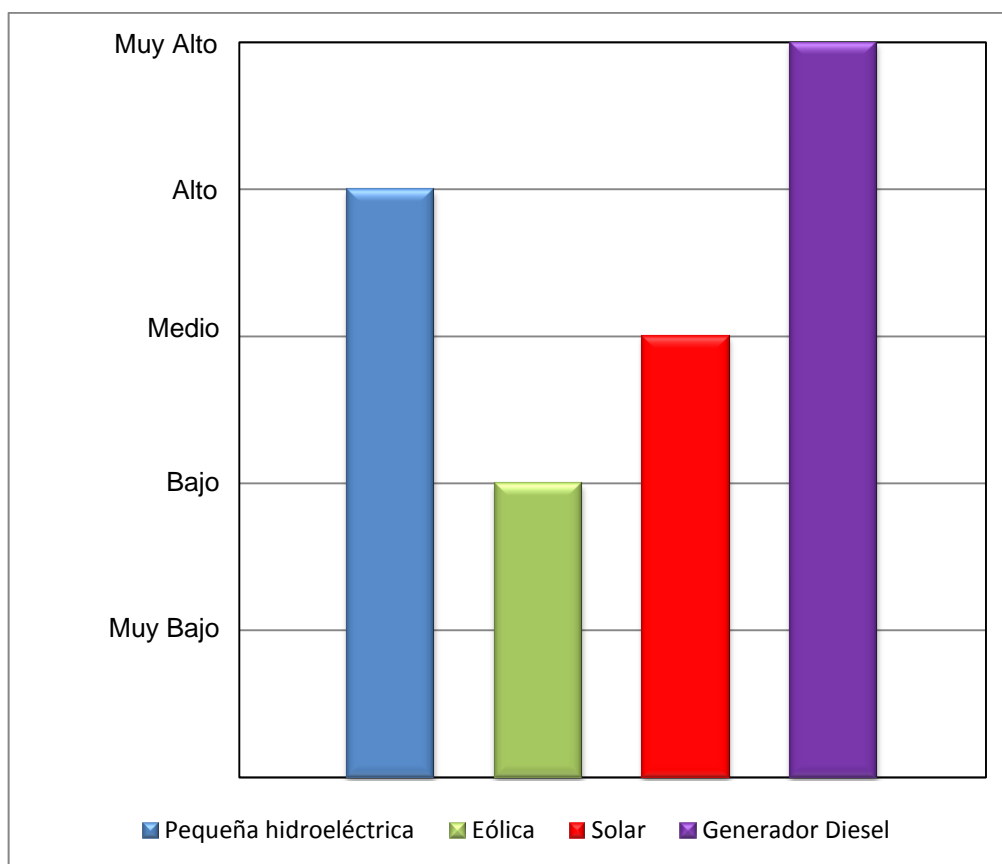


Figura 4.25

Continuidad en la generación de energía

Fuente: Elaboración propia, a partir de la información entregada en este estudio

4.4 FACTOR REGIONAL DE COSTOS

Todos los costos evaluados de las alternativas energéticas descritas en los puntos anteriores, se analizaron con empresas y proveedores ubicados en la Región Metropolitana, es por esto que a medida que se van alejando de la zona centro, los costos comienzan a aumentar, por la distancia que los separa y los medios de transporte disponibles.

La conectividad por medio de la Ruta 5 no presenta mayores problemas, salvo las largas distancias que inciden directamente en los costos, para conectar desde la Región Metropolitana hasta la XV Región y X Región, respectivamente. Pero para conectarse con las dos últimas regiones, es necesario utilizar otro medio de comunicación. Esto puede ser: mar, aire o a través de territorio argentino, descartándose las dos últimas, debido que por aire uno se encuentra limitado en espacio y peso; y los tiempos y costos varían al cruzar por el territorio argentino.

A continuación, en la Tabla 4.13, se entregan los factores que modifican los costos por región.

Tabla 4.13

Factor regional de costos

N°	Región	Factor Regional
XV	Arica y Parinacota	1.25
I	Tarapacá	1.21
II	Antofagasta	1.17
III	Atacama	1.10
IV	Coquimbo	1.06
V	Valparaíso	1.01
RM	Metropolitana	1
VI	O'Higgins	1.01
VII	Maule	1.03
VIII	Biobio	1.06
IX	Araucanía	1.08
XIV	Los Ríos	1.10
X	Los Lagos	1.12
XI	Aysén	1.54
XII	Magallanes	1.93

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entrega por la empresa Transporte Bello e hijos Ltda.

Estos influyen directamente en los costos, cabe señalar que el evaluador podrá realizar sus propias cotizaciones con las empresas pertenecientes a la región donde dispondrá de materiales para el proyecto, sin necesidad de utilizar estos factores.

Para estimar este valor se contactó a varias empresas de carga y transporte, considerando una muestra significativa de un volumen de 4 [m³], con un peso de 4.000 [Kg], además, se solicitaba equipo para cargar y descargar. Adicionalmente se evaluaron los costos de transporte marítimo desde la ciudad de Quellón hasta Coihaique, con la Naviera Austral S.A.; y desde la ciudad de Puerto Montt hasta Puerto Natales, con la Naviera Magallanes S.A.

En la Figura 4.26 se muestra el recorrido que realiza la Naviera Magallanes desde Puerto Montt hacia la XII Región, y en la Figura 4.27 se muestra el recorrido que realiza la Naviera Austral S.A., para conectar desde la Isla grande hacia la XI Región. Estos traslados encarecen significativamente los costos en comparación a los traslados por ruta.

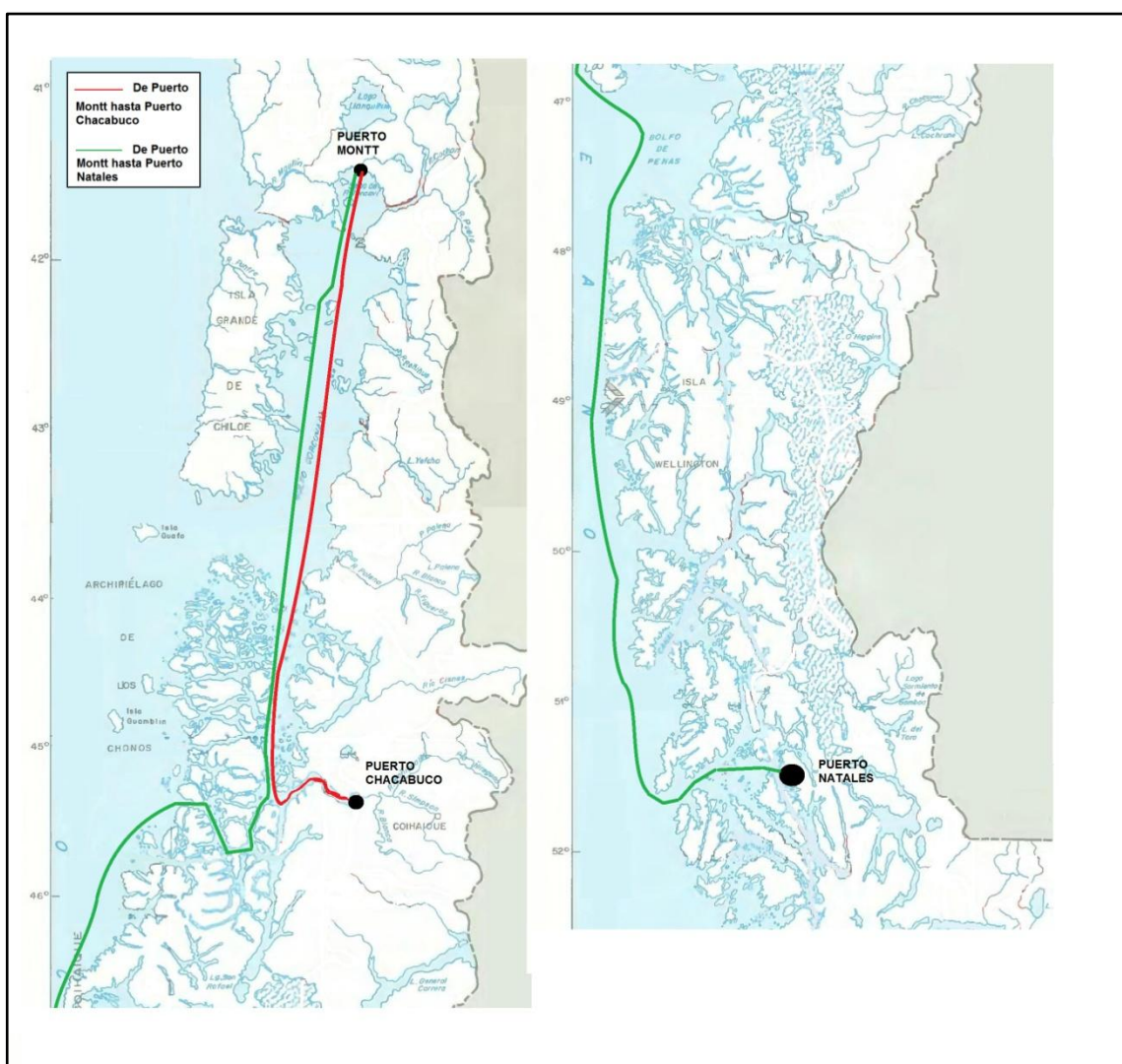


Figura 4.26

Mapa Ruta Naviera Magallanes

Fuente: Elaboración propia, a partir de imagen similar de la empresa Naviera Magallanes S.A.



Figura 4.27

Mapa Ruta Naviera Austral

Fuente: Naviera Austral S.A.

4.5 METODOLOGÍA PROPUESTA

Actualmente en Chile para evaluar un proyecto eléctrico en localidades rurales, se utiliza la metodología desarrollada por el Ministerio de Planificación. Esta es muy genérica para todos los posibles proyectos de electrificación rural y pierde claridad cuando se trata de pequeñas localidades aisladas.

Como nuestro caso es satisfacer una demanda eléctrica para un sistema de agua potable rural, se pretende entregar una metodología simple que permita al evaluador realizar en forma ordenada y secuencial un correcto análisis de los recursos disponibles, las condiciones del terreno, tecnologías adecuadas y la comparación de estas para finalmente poder seleccionar la mejor alternativa para su utilización.

A continuación se entrega un diagrama de flujo de la metodología propuesta de evaluación, para determinar la mejor alternativa energética.

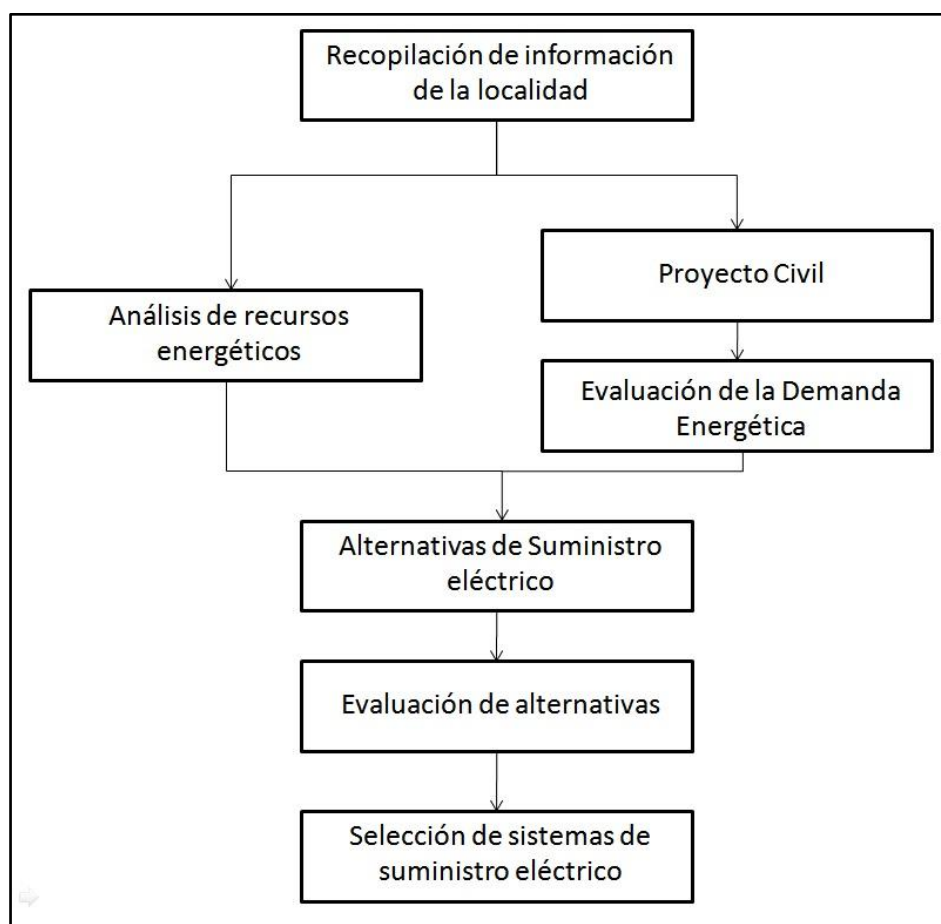


Figura 4.28

Diagrama de flujo de metodología propuesta resumida

Fuente: Elaboración propia, a partir de Proyecto Electrificación Rural, Localidad de Cámar, II Región, Antofagasta Universidad de Chile, Hidalgo, 2006.

4.5.1 Evaluación de la demanda energética

La demanda energética depende directamente de la solución propuesta en el proyecto civil, el que entregará la potencia necesaria para hacer funcionar el sistema propuesto. Si bien los consumos energéticos no son muy elevados, es necesario tener en cuenta 2 factores determinantes al momento de estimar la demanda eléctrica.

- Tipo de sistema, gravitacional o por medio de bombas elevadoras.
- Calidad del agua y tipo de tratamiento a emplear.
- En menor medida la iluminación proyectada dentro del recinto estanque

4.5.2 Análisis de recursos energéticos

El objetivo de este punto es entregar antecedentes para determinar mediante un análisis preliminar, la viabilidad de utilizar las distintas opciones energéticas para el abastecimiento de electricidad. Mediante este análisis, se descartarán rápidamente las fuentes de energías no existentes o no aprovechables en la localidad (por ejemplo recursos hidráulicos en zonas desérticas sin cursos de agua o energía solar en el extremo sur del país).

Por un lado se encuentra el análisis de sistemas existentes, al cual uno podría conectarse.

- Identificar la distancia del centro geográfico de la localidad con las líneas de distribución existentes y subestaciones de electricidad.

Por otro lado hay que analizar los recursos naturales disponibles en el sector donde se quiere emplazar el proyecto.

- Estimar el caudal en época estival o de mínima disponibilidad [m^3/s] y altura de caída de los recursos hidráulicos [m].
- Radiación solar media, en [$kWh/(m^2/día)$], del periodo de menor radiación.
- Estimar la velocidad media del viento, en [m/s].

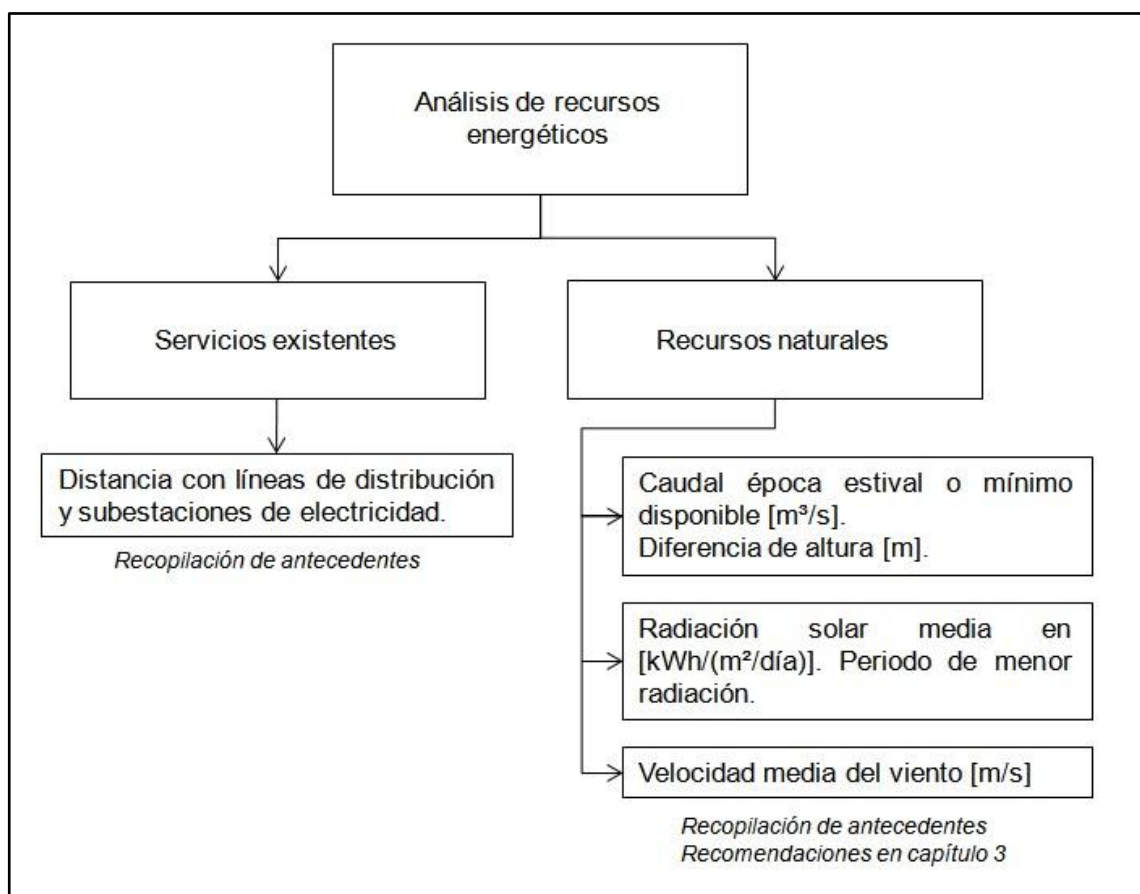


Figura 4.29

Diagrama de flujo análisis de recursos energéticos

Fuente: Elaboración propia,

4.5.2.1 Fuentes de información

Empresas eléctricas que tienen el área de concesión en la zona o la más cercana disponible; Comisión Nacional de Energía (CNE),; Superintendencia de Electricidad y Combustibles; Departamento de Geografía de la Universidad de Chile; Dirección Meteorológica de Chile; Servicio Meteorológico de la Armada; Dirección General de Aguas; Instituto de Investigaciones Agropecuarias; Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Santa María; Universidad de Playa Ancha (Valparaíso); Departamento de Física de la Universidad del Norte; Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad de Chile; Instituto de la Patagonia (Punta Arenas); Universidad de Magallanes; CODELCO_CHILE División Chuquicamata y Universidad de Concepción; consultas a los miembros de la comunidad y a quienes hayan hecho estudio y/o proyectos en la zona (Hidalgo, 2006).

Realizar un estudio acabado de las posibles fuentes renovables de generación posible en la zona a lo largo del año, generando un inventario de recursos.

4.5.3 Alternativas para el suministro eléctrico

Con el estudio hecho de los recursos energéticos presentes en la localidad, se obtiene un subconjunto de recursos energéticos que podrían abastecer el proyecto. En esta sección, se deberá entregar antecedentes relativos al real potencial de dicho subconjunto. Se hace necesario utilizar las graficas de potencia señaladas a continuación:

Para evaluar un sistema fotovoltaico, es necesario conocer la potencia requerida para determinar la superficie necesaria (ver Figura 4.1 pag.39). En el presente estudio se señalan solo dos tipos de paneles, los mono cristalinos y los multi cristalinos, cada uno de ellos posee un porcentaje de conversión de energía solar a energía eléctrica diferentes.

Para evaluar un sistema hidroeléctrico, es necesario conocer los caudales y diferencia de altura disponible en el sector. Con esta información como se procede a evaluar el potencial eléctrico por medio de dos maneras. La primera consiste en utilizar las curvas de altura vs caudal (ver Figuras 4.5 y 4.6 pag.47) y la segunda manera, solo en el caso que nuestras condiciones locales queden fuera de las señaladas en las figuras ya mencionadas, es necesario utilizar la ecuación 4.1 (pag.45).

Para evaluar un sistema eólico, es necesario conocer la velocidad media anual del viento. A diferencia de los sistemas anteriores, aquí la potencia depende de una variable proveniente del recurso natural y la otro depende de la superficie generada por el tamaño de las aspas. Si bien en el punto 4.1.3.1, se evaluaron tres tipos de molinos, no son los únicos. Es por esta razón que el potencial eléctrico se debe evaluar en dos etapas, la primera consiste en determinar la potencia en función de la superficie de las aspas (ver Figura 4.11 pag.56) y la segunda etapa permite utilizar las dimensiones señaladas en los molinos estudiados (ver Figura 4.12 pag.58) o utilizar otro modelo que el evaluador estime.

Se deben considerar las recomendaciones de instalación, mantenimiento, ventajas y desventajas descritas para cada una de las alternativas, identificando las condiciones mínimas que ahí se señalan.

Como resultado del análisis se obtendrá un conjunto de tecnologías adecuadas a la localidad, que dan origen a proyectos específicos potencialmente factibles. Deberán evaluarse proyectos diseñados para entregar un suministro confiable durante las 12 ó 18 horas de operación diaria del sistema.

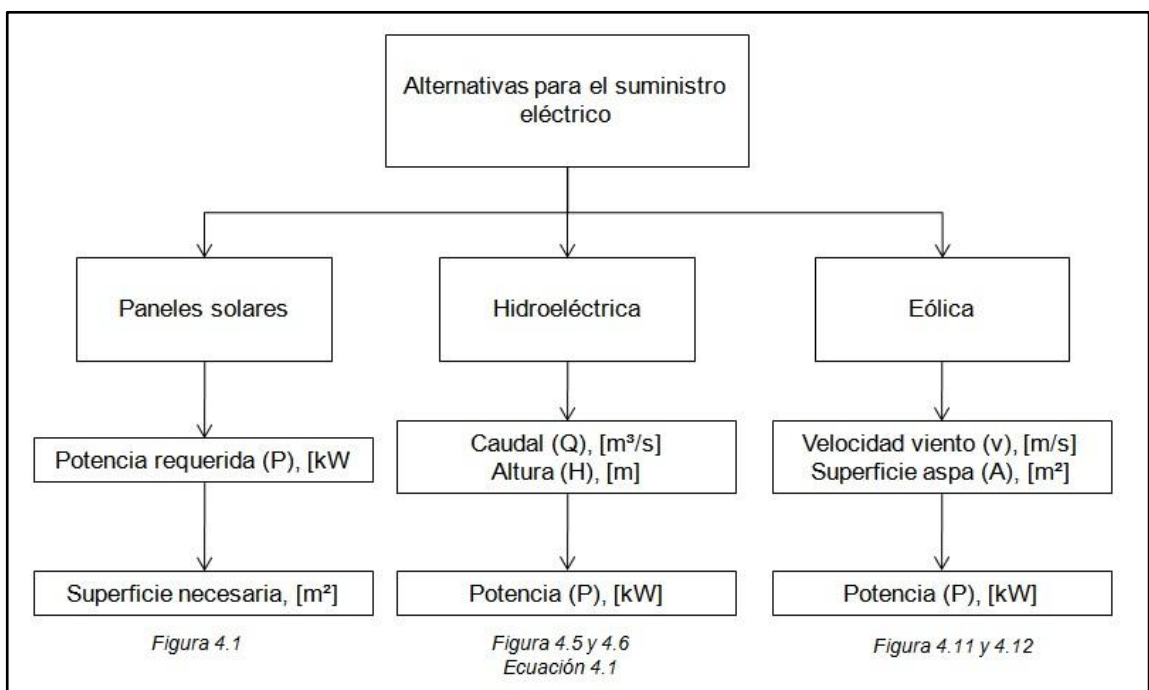


Figura 4.30

Diagrama de flujo alternativas para el suministro eléctrico

Fuente: Elaboración propia,

4.5.4 Evaluación de alternativas de suministro eléctrico

Con la definición de las alternativas tecnológicas para el suministro eléctrico, demanda conocida y disponibilidad energética, se propone realizar un análisis basado principalmente en la comparación de las siguientes variables.

- Inversiones necesarias a través del tiempo.
- Costos de operación y mantenimiento.

- Valores actuales de los costos e inversiones, para un horizonte de 20 años.

Estas variables se encuentran resumidos en las curvas de potencia vs costo, a nivel de anteproyecto e. El evaluador podrá agregar costos adicionales que estime convenientes en la instalación, como en su mantención y operación. Los que se sumarán a los graficados en las curvas de costos.

- Sistema fotovoltaico, panel mono cristalino (Figura 4.3 pag.43).
- Sistema fotovoltaico, panel multi cristalino (Figura 4.4 pag.44).
- Sistema hidroeléctrico (Figuras 4.9 y 4.10 pag.54).
- Sistema eólico (Figuras 4.14 y 4.15 pag.63).

Como las alternativas fueron evaluadas con empresas ubicadas en la región Metropolitana, se recomienda utilizar el factor regional de costos entregado en la Tabla 4.13 (pag.74).

En el punto 4.3 se realizaron comparaciones adicionales a la evaluación económica, utilizando aspectos ambientales, niveles de ruido, porcentaje de conversión de energía, maduración de la tecnología, entre otros, que permiten complementar la evaluación económica descrita y señalada en la Figura 4.31.

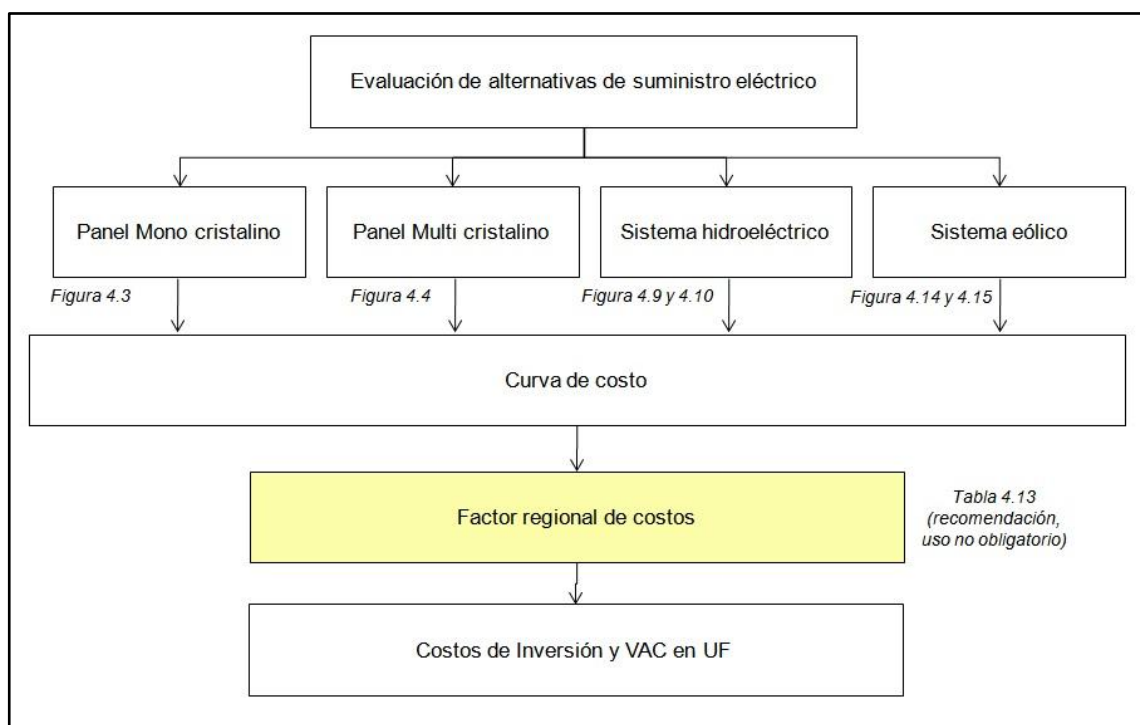


Figura 4.31

Diagrama de flujo evaluación de alternativas de suministro eléctrico

Fuente: Elaboración propia

4.5.5 Selección del sistema de suministro eléctrico

Con las evaluaciones técnicas y económicas de las distintas alternativas de suministro eléctrico frente a los distintos escenarios energéticos, a lo largo del horizonte de evaluación de 20 años, se selecciona el sistema adecuado para la localidad. El criterio general propuesto para definir la mejor alternativa es:

- Sistema que presente menor valor actualizado de costos e inversiones a lo largo de un horizonte de 20 años.
- Sistema que presente un uso eficiente de la tecnología, posibilitando la explotación racional de los recursos naturales renovables.
- Que genere el menor impacto, ya sea ambiental, visual y de ruido.

4.5.6 Recomendaciones por región

En la siguiente figura se pretende entregar recomendaciones por regiones para que el evaluador pueda tener una primera aproximación de los

recursos disponibles en cada una de las regiones y la factibilidad de utilizar un sistema eléctrico en base a energías renovables.

Región	Solar	Eólica	Mini hidroeléctrica
XV - Arica y Parinacota	- Buena radiación, solo se puede aplicar hasta 10kW. - La superficie libre debe cumplir con la figura 4.1 - La topografía o obstáculos locales no deben bloquear más del 50% de las horas de sol teóricas **	Se puede implementar solo si la velocidad media del viento es igual o superior a 4 m/s (hasta 8kW)	Si se dispone de flujos superficiales, y se puede desviar por medio de una captación, y adicionalmente disponemos de una diferencia de altura igual o superior a 5 metros (desde 2kW hasta caudal disponible) *
I - Tarapacá		Se puede implementar solo si la velocidad media del viento es igual o superior a 4 m/s (hasta 40kW)	
II - Antofagasta		Se puede implementar solo si la velocidad media del viento es igual o superior a 4 m/s (hasta 8kW)	
III - Atacama		Se puede implementar solo si la velocidad media del viento es igual o superior a 4 m/s (hasta 7kW)	
IV - Coquimbo			
V - Valparaíso	Por lo general, en estas regiones se tiene total cobertura de electricidad por medio de las líneas de transmisión, pero de ser necesario se debe cumplir con las indicaciones ya señaladas para implementar alguna de las alternativas descritas.		
RM - Metropolitana			
VI - O'Higgins	- Buena radiación, solo se puede aplicar hasta 10kW. - La superficie libre debe cumplir con la figura 4.1 - La topografía o obstáculos locales no deben bloquear más del 50% de las horas de sol teóricas ****	Se puede implementar solo si la velocidad media del viento es igual o superior a 4 m/s ***	Si se dispone de flujos superficiales, y se puede desviar por medio de una captación, y adicionalmente disponemos de una diferencia de altura igual o superior a 5 metros *****
VII - Maule		Se puede implementar solo si la velocidad media del viento es igual o superior a 4 m/s (hasta 7kW)	
VIII Biobío			
IX - Araucanía		Se puede implementar solo si la velocidad media del viento es igual o superior a 4 m/s (hasta 8kW)	
XIV - Los Ríos			
X - Los Lagos		Se puede implementar solo si la velocidad media del viento es igual o superior a 4 m/s (hasta 15kW)	
XI - Aysén		Se puede implementar solo si la velocidad media del viento es igual o superior a 4 m/s (hasta 20kW)	
XII - Magallanes		Se puede implementar solo si la velocidad media del viento es igual o superior a 4 m/s (hasta 60kW)	
*	En estas regiones no se encuentran altos niveles de precipitaciones, es por esto que no se recomienda su utilización, producto que los caudales en época estival son muy bajos		
**	En la zona norte la utilización de paneles fotovoltaicos, es la solución mas recomendada considerando las temperaturas elevadas y radiación solar por m ²		
***	En esta región no se registra la velocidad de viento mínima para hacer funcionar el aerogenerador		
****	En el sur, la densidad de vegetación es mayor que en la zona norte, por lo general en la mayoría de los sectores encontramos elementos que nos generan sombra, es por esto que no se recomienda su utilización.		
*****	Hay sectores en el sur donde las precipitaciones son constantes y los flujos superficiales, son elevados hasta en épocas estivales. Es muy recomendado si las condiciones de hidrología y topografía así lo permiten.		

Figura 4.32

Recomendaciones regionales

Fuente: Elaboración propia, a partir de Metodología de formulación y evaluación de proyectos de electrificación rural, Ministerio de Planificación, Diciembre 2007.

En términos generales, las aplicaciones fotovoltaicas son especialmente apropiadas en entre las regiones XV y IV; y en menor medida hasta VIII región; la mini hidráulica en general, de la VIII a la XI región; por su parte los recursos eólicos están muy determinados por las condiciones locales, por lo que no es posible dar una indicación general. Sin embargo, en todos los casos, la evaluación preliminar del recurso deberá verificarse en la localidad beneficiaria.

CAPITULO V – APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA. SISTEMA DE APR PUERTO GALA, XI REGIÓN DE AYSÉN

5.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE LA LOCALIDAD

La localidad de Puerto Gala, perteneciente a la Comuna de Puerto Cisnes, cuenta con un sistema de agua potable rural que data del año 2001, pero como no se realizó una mantención rigurosa del sistema de tratamiento, se acorto su vida útil efectiva, presentando problemas de funcionamiento. Adicionalmente la falta de válvulas de desagüe en los extremos de la red, producen depósitos de residuos en el interior de las tuberías, las que salen por las llaves de las viviendas cuando los pobladores utilizan la red.

Por lo anterior la Dirección de Obras Hidráulicas ha requerido dar una solución definitiva a los problemas que presenta esta localidad, mediante la contratación de una consultoría cuyo objetivo principal es realizar un diagnóstico físico y operativo, definir las obras de conservación; y un mejoramiento y ampliación de los sistemas de agua potable rural.

5.1.1 Ubicación

La localidad de Puerto Gala, pertenece a la Comuna de Puerto Cisnes Provincia de Puerto Aysén de la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo (XI Región), cuya capital regional es la ciudad de Coihaique. La localidad de Puerto Gala, fundada oficialmente el 21 de Agosto de 1999, se ubica al sur del paralelo 44, en la intersección de los canales Jacaf y Moraleda, al norte de la Isla Magdalena, y depende administrativamente de la comuna de Puerto Cisnes XI Región. Este poblado está constituido por 10 pequeñas caletas (Coronado, Almonacid, Puyuhuapi, Lenga, Chica, Puerto Montt, Núñez, Cisne, Andrea y Valdiviana) ubicadas en diversos sectores protegidos del archipiélago que conforma las Islas Toto, Chita, Antonio Ronchi y la llamada Isla Sin Nombre. Este también es conocido como el Grupo Gala. Puerto Gala dista aproximadamente 84 [kms] de la localidad de Puerto Cisnes, Capital Comunal

5.1.2 Vías de comunicación

A esta localidad sólo se puede acceder vía marítima desde Puerto Chacabuco, Puerto Cisnes y Quellón. Utilizando el servicio regular de las barcas operadas por la Naviera Austral S.A, descrito en el capítulo anterior. Además es posible utilizar en forma particular botes o lanchas a motor para acceder a la localidad.

En la Figura 5.1, se entrega el plano de la Comuna de Puerto Cisnes en el que se muestra la ubicación de la localidad de Puerto Gala respecto de las otras localidades de la comuna. Las coordenadas geográficas aproximadas de la localidad son 643.759 E y 5.098.062 N (SAD 69).



Figura 5.1

Mapa de ubicación localidad de Puerto Gala, a nivel regional

Fuente: Google Earth, Image NASA 2007 Europa Technologies, 2007 Tele Atlas

En la Figura 5.2, se muestra el Grupo Gala, compuesto por las Islas Toto, Chita, Antonio Ronchi y la llamada Isla Sin Nombre.



Figura 5.2

Mapa de ubicación del Grupo Gala

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entregada por Google Earth, Image NASA 2007 Europa Technologies, 2007 Tele Atlas y la Fundación Obra Padre Antonio Ronchi, Disponible en <www.fundaciónronchi.cl>

5.1.3 Clima

En cuanto al clima, la zona en estudio presenta un clima templado frío y lluvioso de costa occidental, caracterizado por una abundante precipitación media anual del orden de 4.000 [mm]. La temperatura media anual varía entre los 6°C. y los 8°C.



Figura 5.3

Vista general Caleta Cisne

Fuente: Proyecto, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.



Figura 5.4

Vista general Caleta Puyuhuapi

Fuente: Proyecto, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.



Figura 5.5

Vista general Caleta Lenga

Fuente: Proyecto, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.



Figura 5.6

Puente que conecta Isla Toto con Isla Ronchi

Fuente: Proyecto, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.



Figura 5.7

Pasarelas de Puerto Gala

Fuente: Fundación Obra Padre Antonio Ronchi, Disponible en www.fundaciónronchi.cl

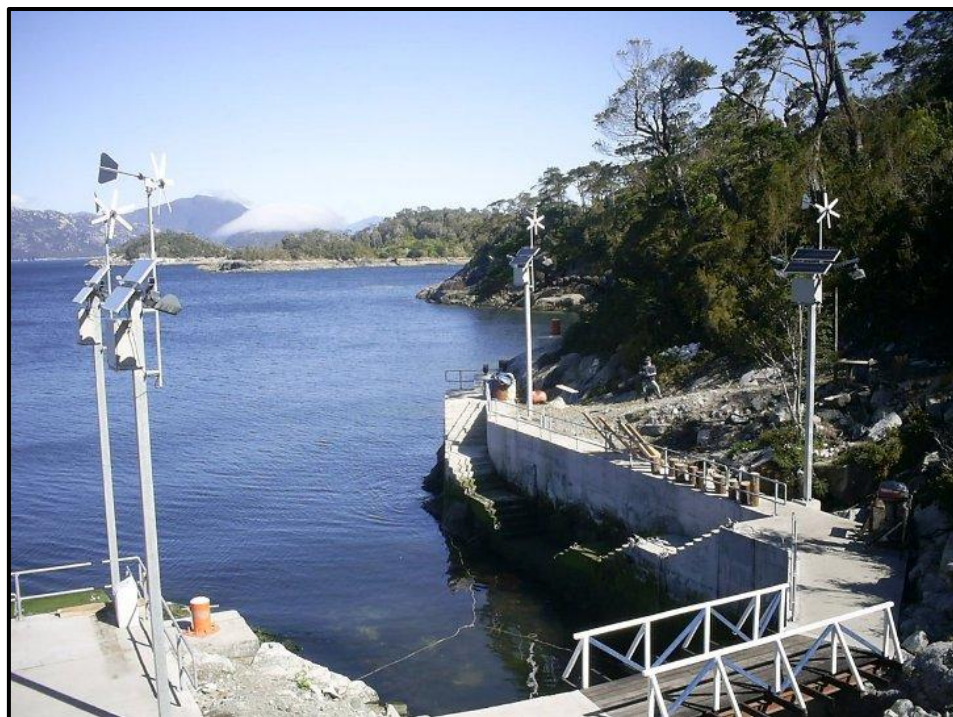


Figura 5.8

Vista general del embarcadero

Fuente: Proyecto, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.

5.2 CATASTRO

En el siguiente punto, se describe el servicio de agua potable existente en la localidad de Puerto Gala y que presta servicio a las caletas Coronado, Almonacid, Puyuhuapi, Lenga, Chica, Puerto Montt, Núñez, Cisne y Andrea. La caleta Valdiviana o Valdivia cuenta con un servicio propio independiente del analizado en este proyecto. Para ello se describen las características más relevantes del servicio y el estado de conservación de cada uno de los elementos que lo componen.

5.2.1 Descripción general del sistema de agua potable

El sistema de agua potable rural de la localidad de Puerto Gala, fue construido el año 2001. Se abastece desde los caudales de una pequeña laguna artificial formada por una serie de pequeños cursos de agua interconectados por dos muros de hormigón que permiten la conformación de la misma.

El agua es conducida hasta la caseta de tratamiento, pasando por un filtro, para luego ser almacenada en tres estanques superficiales con capacidad de 100 m³ cada uno.

Las redes existentes abastecen a las caletas Coronado, Almonacid, Puyuhuapi, Lenga, Chica, Puerto Montt, Núñez, Cisne y Andrea.

Un diagrama unilineal general del sistema de abastecimiento existente se presente en la Figura 5.9.

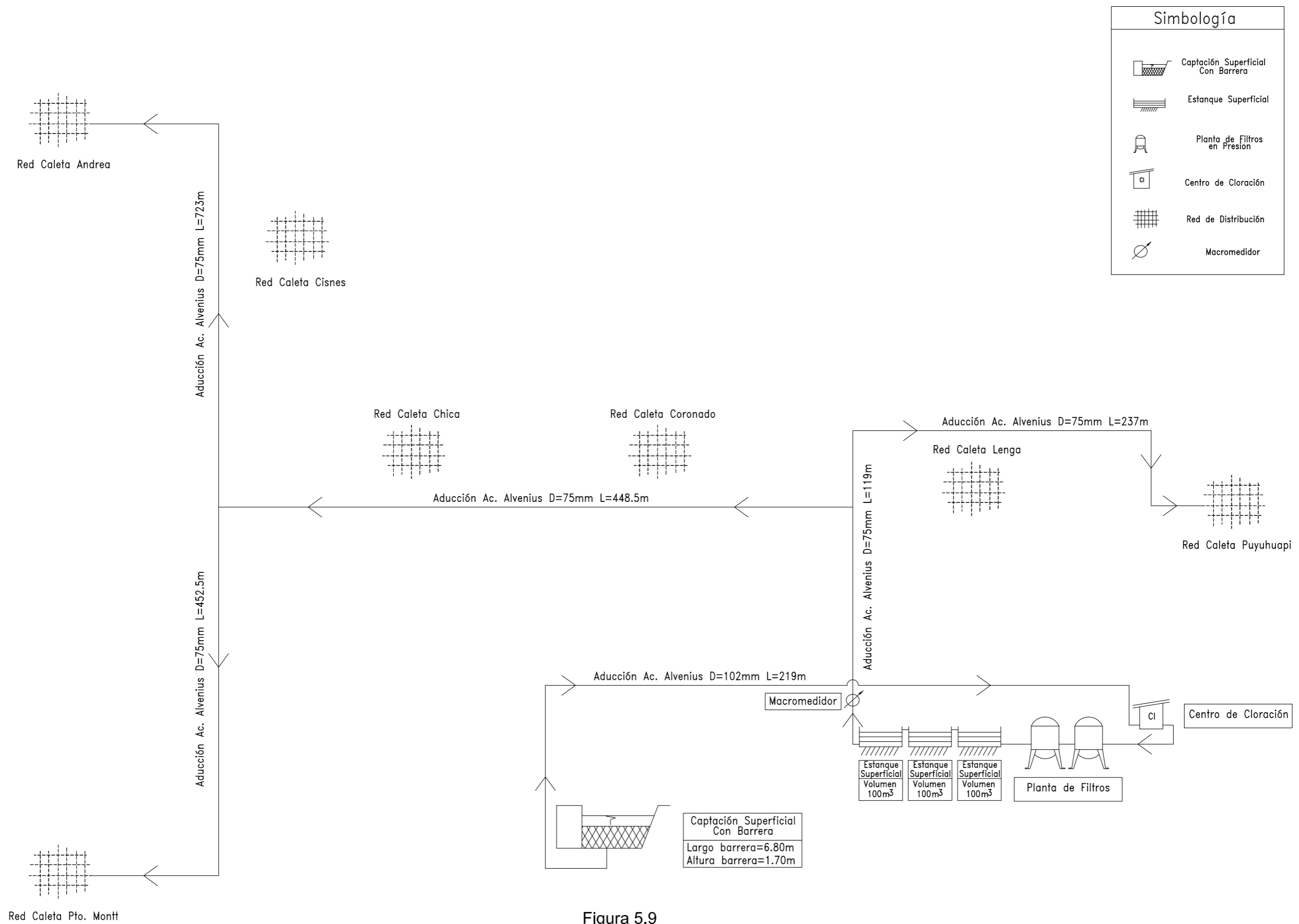


Figura 5.9

Esquema unilineal del sistema existente

Fuente: Proyecto, Diagnóstico Operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, Elaborado por la consultora Invar S.A.

5.2.2 Captación

El sistema de agua potable de Puerto Gala se abastece de los recursos superficiales del estero Ronchi y pequeños afluentes al mismo de régimen pluvial que conforman dos pequeños muros de hormigón armado. El mayor de ellos cuenta con un vertedero que permite la evacuación del exceso de agua en el invierno y una pequeña compuerta de fondo accionada mediante un volante de maniobras ubicado en el coronamiento del muro. De este muro nace la tubería que conduce las aguas hacia el recinto de estanque. El muro de captación no cuenta con cámara húmeda ni cámara seca, existiendo sólo una válvula de corta ubicada a la intemperie.

En la Figura 5.10 y Figura 5.11, se muestran una vista general de la captación existente.



Figura 5.10

Vista general muro de captación

Fuente: Proyecto, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.



Figura 5.11

Vista frontal de captación

Fuente: Proyecto, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.

A nivel de fuente se aprecia que esta es capaz de satisfacer la demanda en todo el periodo de previsión. De acuerdo a lo observado en terreno y a lo señalado por lo pobladores jamás los arroyos se han secado ni ha constituido una limitante para el sistema de abastecimiento de agua potable desde el año en el cual fue instalado el servicio. Este antecedente y la alta pluviometría de la zona, fuente de recarga del embalse, llevan a concluir que los recursos son suficientes para el abastecimiento del sistema.

El recinto de captación se encuentra cerrado con un cerco de alambre de púas y pilares de madera en regular estado de conservación.

5.2.3 Tratamiento

Las aguas captadas son tratadas en el recinto de regulación, donde son filtradas en un filtro a presión para abatimiento de fierro y son sometidas a un proceso de desinfección mediante la aplicación de cloro. Los sistemas de inyección funcionan en base a la presión en línea ya que no hay energía

eléctrica en el recinto. Los equipos de cloración, el producto y el manifold necesario se ubican en el interior de una caseta de madera revestida exteriormente con planchas de zinc alum sin pintar mientras que interiormente se encuentra revestida con planchas de madera barnizada. El estado de conservación de la caseta es bueno.

El sistema actual de tratamiento en base a filtración y cloración se encuentra en muy malas condiciones y prácticamente fuera de funcionamiento, salvo la cloración que se está realizando directamente en los estanques de regulación. Por ello esta parte requerirá de una reingeniería completa orientada fundamentalmente al abatimiento del color que presentan las aguas.

El desnivel existente entre los estanques y el filtro no cumple con la condición de presión mínima, para realizar el retrolavado del filtro, el que debe efectuarse con aguas ya filtradas.

En Figura 5.12 y Figura 5.13, se muestra el sistema de tratamiento existente.



Figura 5.12

Vista general caseta de cloración y filtro existente

Fuente: Proyecto, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.



Figura 5.13

Vista manifold de cloración en interior de caseta

Fuente: Proyecto, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.

5.2.4 Regulación

La regulación del sistema la constituyen tres estanques de fibra de vidrio de 100 [m³]. Estos se ubican sobre un radier de hormigón en el mismo recinto que el tratamiento. La diferencia de altura entre los estanques y el sector poblado es de 35 metros.

En la Figura 5.14 se muestra el sistema de regulación existente en el sector.

5.2.5 Red de distribución

La red de distribución esta principalmente construida en acero galvanizado de 74 [mm] de diámetro además de algunos tramos de HDPE del mismo diámetro para reemplazar cañería deteriorada. Por las características del suelo del sector, constituido fundamentalmente por rocas, la tubería está colocada a la vista sobre el terreno, adaptándose a la forma de este y anclada a la roca mediante abrazaderas metálicas, según se muestra en la Figura 5.15.



Figura 5.14

Vista general de recinto de regulación y tratamiento

Fuente: Proyecto, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.



Figura 5.15

Detalle instalación tubería de acero galvanizado

Fuente: Proyecto, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.

5.2.6 Servicio eléctrico

Puerto Gala cuenta con un servicio de electricidad propio, entregando alumbrado público y domiciliario de baja tensión mediante la operación de un grupo generador cuyo financiamiento es realizado por la propia comunidad y administrado por el Comité de Agua Potable Rural y Electrificación. El servicio entrega energía entre las 18 y 24 horas, salvo en ocasiones especiales en las que el servicio se prolonga algunas horas más. Adicionalmente muchos pobladores poseen generadores propios, con los que suplen sus necesidades el resto del día.

En el sector donde se emplaza la caseta de tratamiento, no cuenta actualmente con suministro eléctrico.



Figura 5.16

Grupo generador existente en la isla

Fuente: Proyecto, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.

El embarcadero cuenta con un sistema propio de generación eléctrica, por medio de un sistema mixto, compuesto por paneles solares y aerogeneradores, como muestra la Figura 5.17. Esto permite suministrar

energía a la estructura destinada para esperar la barcaza, e iluminar el perímetro del embarcadero.



Figura 5.17

Sistema de generación eléctrica existente en el embarcadero de Puerto Gala

Fuente: Proyecto, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.

5.3 PROYECTO CIVIL

5.3.1 Consideraciones de diseño

Para establecer el valor de la población a ser abastecida se tomará en cuenta, en primer lugar, los resultados de la encuesta realizada por el consultora. Se debe considerar, además, la posible construcción de nuevas viviendas en la localidad, considerando que un 50% es población nueva que llega a la localidad y el otro 50% son habitantes que viven en la localidad como allegados principalmente. Además se considerará la población escolar equivalente con un factor de 15% para población escolar externa y un 85% para la población escolar interna.

Por último, se debe considerar la cantidad total de viviendas que posee la localidad, multiplicada por la densidad establecida de 4,0 [Hab/Viv].

Tabla 5.1

Población a ser abastecida

Población	Factor	Total
Población encuestada	(48 viviendas x 4)	192
Población no respondió la encuesta	(39 viviendas x 4)	156
Población nuevos loteos	(0 viviendas x 0,5 x 5)	0
Población escolar equivalente externos	(15% x 11)	2
Población escolar equivalente internos	(85% x 0)	0
Población Total a ser Abastecida		350

Fuente: Proyecto eléctrico, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.

Para efectuar la proyección de la población, los datos obtenidos en terreno se ajustaron a la tasa del 2,0%, recomendada por las Normas de Diseño para Agua Potable Rural. Diseñando un sistema para una población de 530 habitantes, para el año 2028.

Tabla 5.2

Proyección de población adoptada

Año	Población [Hab.]
2007	350
2008	357
2013	394
2018	435
2023	480
2028	530

Fuente: Proyecto eléctrico, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.

En base a lo establecido en las Normas de Diseño para Agua Potable Rural, se presenta en la tabla 5.3 el resumen de los parámetros de diseño a ser empleados en la localidad.

Tabla 5.3

Parámetros de diseño

Localidad	Dotación de Consumo [l/hab/día]	Pérdidas [%]	Factor Máx. Diario	Factor Máx. Horario
Puerto Gala	110	10	1.5	1.5

Fuente: Proyecto eléctrico, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.

Con los parámetros de diseño señalados anteriormente y la proyección de población adoptada, se proyectó la demanda, la que se presenta en la Tabla 5.4, que se incluye a continuación.

Tabla 5.4

Parámetros de diseño

Localidad	2008			2018			2028		
	Población [hab.]	Q Máx. Diario [l/s]	Q Máx. Horario [l/s]	Población [hab.]	Q Máx. Diario [l/s]	Q Máx. Horario [l/s]	Población [hab.]	Q Máx. Diario [l/s]	Q Máx. Horario [l/s]
Puerto Gala	357	0.74	1.11	435	0.92	1.39	530	1.13	1.69

Fuente: Proyecto eléctrico, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.

De acuerdo al estudio de demanda, los requerimientos de fuente para la localidad de Puerto Gala se establecen en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5

Requerimiento de fuente

Año	Q Máx. Diario [l/s]
2007	0.74
2008	0.76
2013	0.84
2018	0.92
2023	1.02
2028	1.13

Fuente: Proyecto eléctrico, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.

De acuerdo a las Normas de Diseño para Agua Potable, el estanque tendrá un volumen comprendido entre el 15% y el 20% del consumo máximo diario al año de previsión.

En la Tabla 5.6 se indican los volúmenes de regulación requeridos para el año de previsión y para diferentes porcentajes del consumo máximo diario.

Tabla 5.6

Requerimiento de fuente

Año	Q Máx. Diario [l/s]	Regulación [m ³]	
		15%	20%
2007	0.74	10	13
2008	0.76	10	14
2013	0.84	11	15
2018	0.92	12	16
2023	1.02	13	18
2028	1.13	15	20

Fuente: Proyecto eléctrico, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.

5.3.2 Calidad del agua

En cuanto a la calidad de la fuente, el principal problema es el exceso de color observado. Se realizaron tomas de muestras tanto de las aguas de la captación (antes del tratamiento) y en la red para su análisis por laboratorios competentes y determinar la calidad de las mismas.

En la Tabla 5.7 se entrega un resumen de los resultados obtenidos para la muestra tomada en la captación mientras que en la Tabla 5.8 los de las muestras tomadas en la red.

De los valores mostrados en la tabla 5.7 se observa que las aguas en general cumplen con la mayor parte de los requisitos de la norma, confirmándose el exceso de color y hierro de los cuales se tenían antecedentes. Desde el punto de vista bacteriológico las aguas deberán ser desinfectadas a fin de eliminar el contenido de coliformes fecales detectados.

Tabla 5.7

Resumen de calidad de aguas de la fuente

Parámetros	Unidad	Valor Medido	Nch 409. Of 2005
pH a 10,1°C		5.62	6.5 < pH < 8.5
Color verdadero	Pt-Co	30	20
Hierro	mg/l Fe	0.44	0.3
Coliformes totales	NMP/100 ml	11	
Coliformes fecales	NMP/100 ml	<2	

Fuente: Proyecto eléctrico, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.

En la Tabla 5.8 se entrega un resumen de los resultados de los análisis bacteriológicos obtenidos para las muestras tomadas en la red.

Tabla 5.8

Resumen de calidad de aguas de la fuente

Parámetros	Unidad	Valor Medido	Nch 409. Of 2005
Coliformes totales	NMP/100 ml	2	5
Coliformes fecales	NMP/100 ml	ausencia	

Fuente: Proyecto eléctrico, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.

5.3.3 Planteamiento de la solución

Debido a que el proyecto se trata del mejoramiento y ampliación de un sistema en operación, hay diversos componentes del mismo que se deben utilizar y en casos necesarios reforzar con el fin de optimizar la infraestructura existente.

La configuración propuesta está orientada a la solución de los principales problemas detectados durante la realización del catastro y diagnóstico del sistema y que involucra las siguientes actividades:

- Reparación general de la captación y limpieza de la zona de acumulación aguas arriba de la barrera.
- Reparación del sistema de macromedición y micromedición.

- Rediseño del sistema de tratamiento: cloración – filtración.
- Instalación de válvulas, desagües y grifos en la red.
- Recambio de los nichos de protección de MAP en mal estado.
- Proposición de nueva estructura tarifaria.
- Fiscalización y aplicación del reglamento (corte de servicio).
- Regularización de terrenos e inscripción de derechos de aguas.

Para la captación se considera continuar utilizando la captación superficial existente en el estero Ronchi, sometiendo la laguna a una limpieza del material acumulado en el fondo. Además se considera la instalación de una nueva compuerta desripadora y la construcción de una cámara de protección para la válvula de corta que actualmente se encuentra a la intemperie. Por último se consulta la reposición del cerco existente.

La conducción desde la captación hasta el recinto de estanque se seguirá utilizando dado que presenta un estado de conservación adecuado y una capacidad de porteo suficiente para todo el periodo de previsión del diseño.

El tratamiento de las aguas estará orientado, a la instalación en el recinto actual de una planta de filtración para toda la localidad, con una capacidad de tratamiento equivalente al caudal total producido. Se considera en este la instalación de un nuevo filtro floculador, más la adición de productos químicos (coagulantes y polielectrolito). Para la desinfección de las aguas se utilizarán bombas dosificadora eléctricas para aplicar cloro antes de su ingreso al estanque.

La limpieza del filtro se efectúa con un sistema de retrolavados periódicos y debe ser realizado con agua filtrada. Como no existe desnivel suficiente entre los estanques y el filtro para cumplir con la condición de presión mínima para el retrolavado, se consulta la instalación en el interior de la caseta de tratamiento de una bomba monoblock monofásica de operación manual mediante la cual se proveerá de la presión necesaria.

Se instalará un sistema eléctrico autónomo para suministrar la energía necesaria para el tratamiento del agua, para ello se consulta la implementación de las energías renovables evaluadas en los capítulos anteriores.

En la Figura 5.18, se muestra una planta general, señalando las obras existentes y proyectadas que tendrá el proyecto.

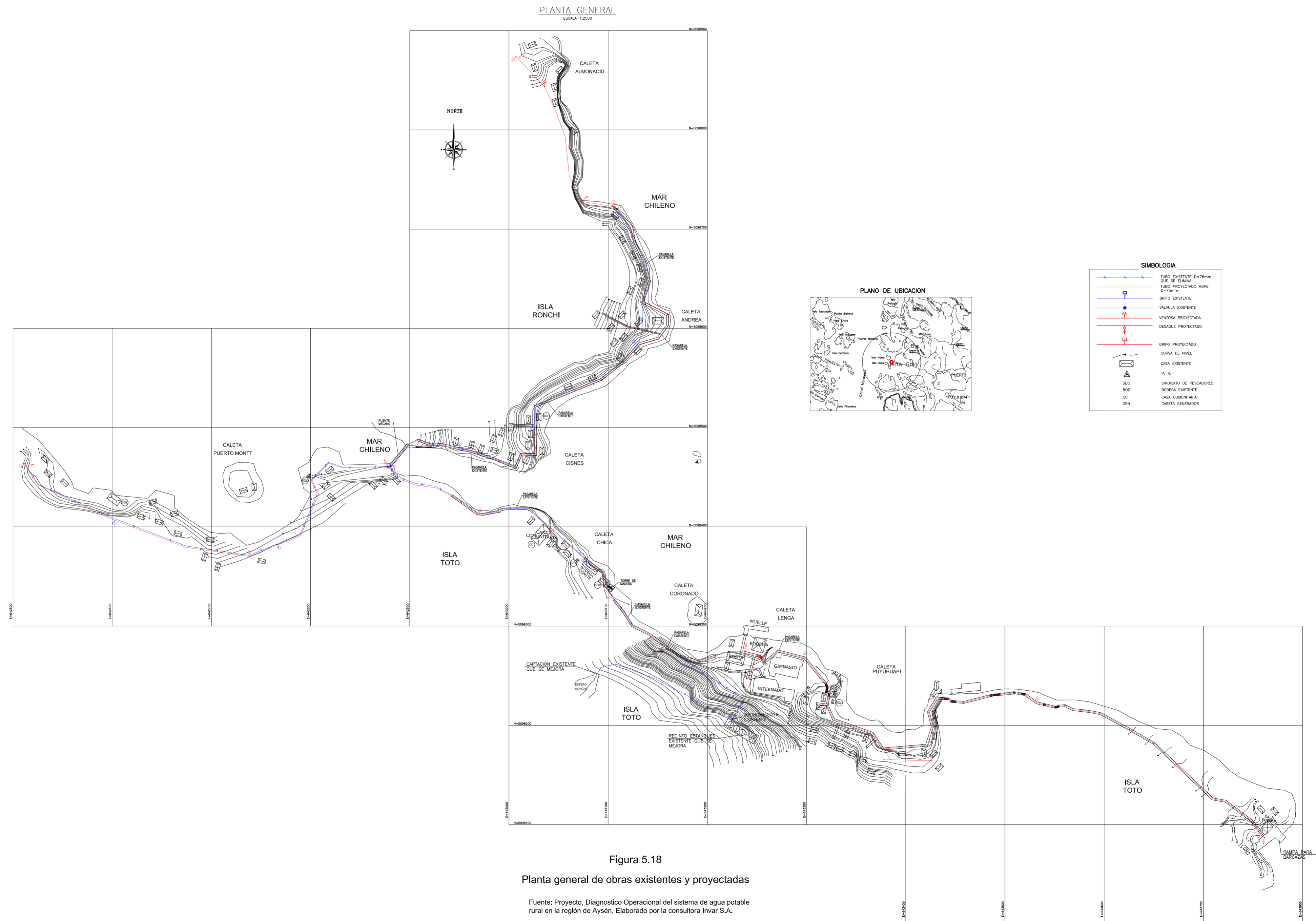


Figura 5.18
Planta general de obras existentes y proyectadas

Fuente: Proyecto, Diagnostico Operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, Elaborado por la consultora Invar S.A.

5.4 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

5.4.1 Determinar demanda energética

De acuerdo al proyecto descrito en los puntos anteriores, se puede estimar la demanda eléctrica, según se muestra en la Tabla 5.9. Se adoptó una demanda de 2,5 [kW], siendo está un poco superior a la estimada por el cuadro de potencias.

Tabla 5.9

Demanda eléctrica

Ítem	Potencia [W]
Iluminación	130
Bomba de inyección de Coagulante	200
Bomba de inyección de Alcalinizante	400
Bomba de inyección de Polielectrólito	200
Bomba de inyección de Hipoclorito	200
Motobomba VOGT H610	1200
Total	2330

Fuente: Elaboración propia, a partir de Proyecto eléctrico, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.

5.4.2 Análisis de recursos energéticos del sector

El emplazamiento del recinto de tratamiento, permite la implementación de recursos solares, hídricos y eólicos.

Se utiliza la radiación solar entregada en la Tabla 3.1, resultando ser 2.238 [kWh/m²/día], para la XI Región.

Para estimar el caudal de diseño, se evalúa el balance hídrico utilizado para del diseño de la captación existente. Como la distancia entre la nueva captación y la existente es muy pequeña, se desprecia la diferencia de área de la cuenca.



Figura 5.19

Cuenca aportante captación existente

Fuente: Proyecto, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.

Cabe señalar, que el terreno es rocoso y con pendientes muy pronunciadas. Gracias a la vegetación superficial es posible, canalizar los afluentes de lluvia que escurren por la cuenca.

Tabla 5.10

Balance hídrico de la localidad de Puerto Gala

Mes	Caudal m ³ /s	Mes	Caudal m ³ /s
Enero	0.055	Julio	0.037
Febrero	0.035	Agosto	0.063
Marzo	0.031	Septiembre	0.075
Abril	0.025	Octubre	0.082
Mayo	0.023	Noviembre	0.082
Junio	0.028	Diciembre	0.071

Fuente: Proyecto, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.

De acuerdo a los datos entregados en la tabla anterior, el caudal de diseño adoptado corresponde al menor caudal medio mensual, es por esto, que para evaluar el potencial hidráulico del sector, consideraremos los siguientes valores.

Caudal de diseño (mes de Mayo) : $0,023 \left[\frac{m^3}{s} \right]$.

Diferencia de altura : 30 [m].

Para determinar la velocidad del viento en este sector, se interpolaron mediciones cercanas según mapa eólico entregado en el punto 3.2.2, generando isolíneas con la velocidad media del viento, adoptando una velocidad de 4,3 [m/s].

5.4.3 Alternativas para el suministro eléctrico

Debido a las características del sector se evaluará un sistema con energía solar, hidroeléctrica y eólica, que logre suministrar la potencia necesaria para satisfacer la demanda establecida en el punto 5.4.1.

5.4.4 Evaluación de alternativas de suministro eléctrico

La primera alternativa, consiste en instalar un panel solar mono cristalino, a un costado de la caseta de tratamiento existente y la segunda alternativa consiste en instalar un panel solar multi cristalino, en la misma ubicación. Considerando la información entregada por la Figura 4.1, la superficie necesaria es de 17,5 [m²] y 20 [m²], respectivamente.

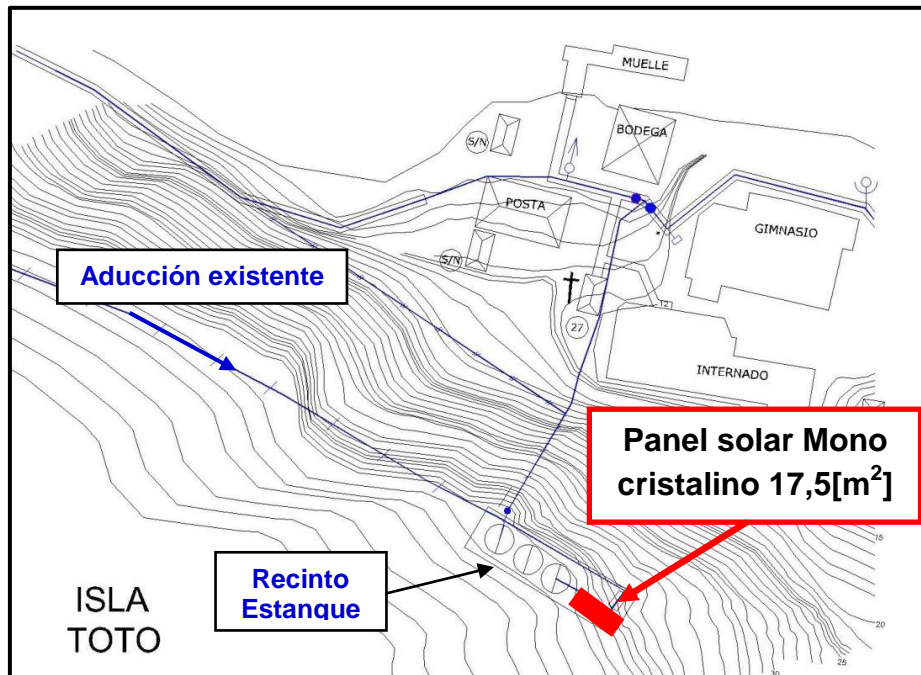


Figura 5.20

Alternativa N°1 – Panel solar mono cristalino

Fuente: Elaboración propia, a partir de lámina 1 de 6 del proyecto, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.

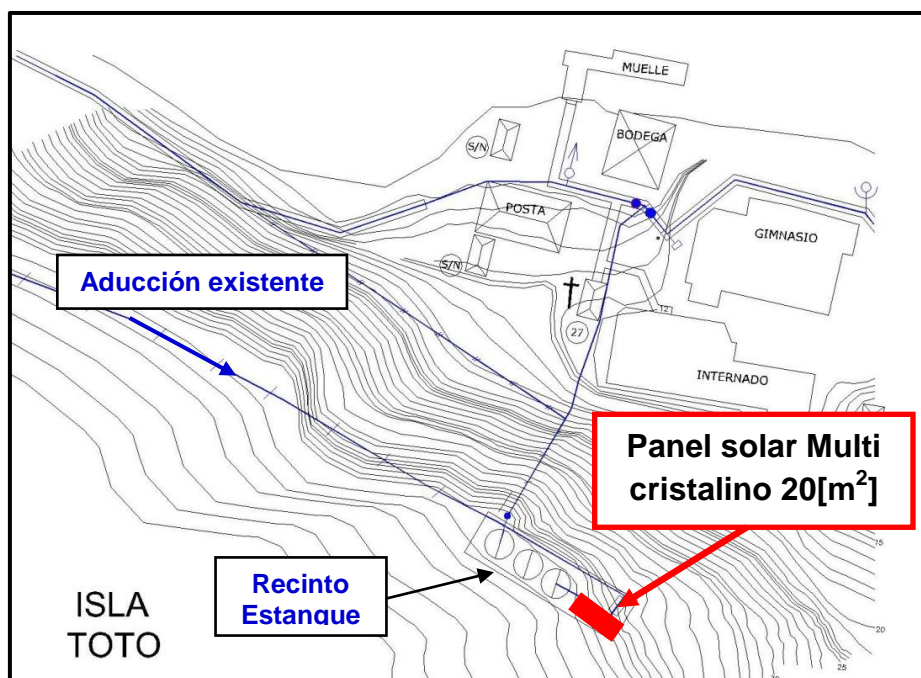


Figura 5.21

Alternativa N°2 – Panel solar multi cristalino

Fuente: Elaboración propia, a partir de lámina 1 de 6 del proyecto, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.

La tercera alternativa, consiste en proyectar una nueva captación a metros de la existente, para captar los rebalses, y conducirlos por medio de una tubería de acero de 4" de diámetros con una longitud de 65 metros. En el costado inferior se instalará la turbina generadora; toda la energía generada será transportada por medio de una línea de transmisión de 170 metros de longitud, hasta llegar a la caseta de tratamiento donde será almacenada.

Utilizando los datos de caudal y diferencia topográfica, por medio de la Figura 4.7 y la ecuación 4.1, se puede determinar que la potencia generada por estas condiciones es de 5,7 [kW], siendo superior a la demandada. Además por las características del sistema, se recomienda la utilización de una turbina Michell-Banki, según la información entrega en la Tabla 4.5.

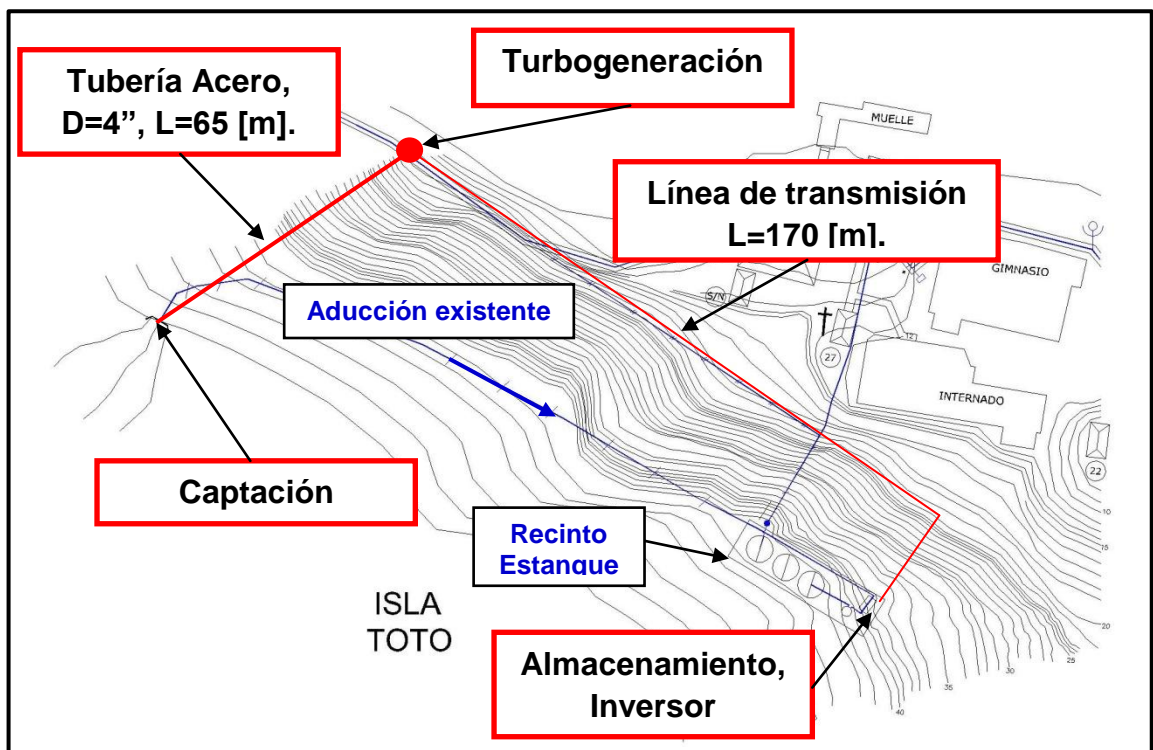


Figura 5.22

Alternativa N°3 – Nano central hidroeléctrica

Fuente: Elaboración propia, a partir de lámina 1 de 6 del proyecto, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.

La cuarta alternativa, consiste en instalar un sistema eólico con un aerogenerador Cyclon E100kW, a un costado de la caseta de tratamiento existente. Considerando la información entregada por la Figura 4.12, la potencia entregada será de 6 [kW].

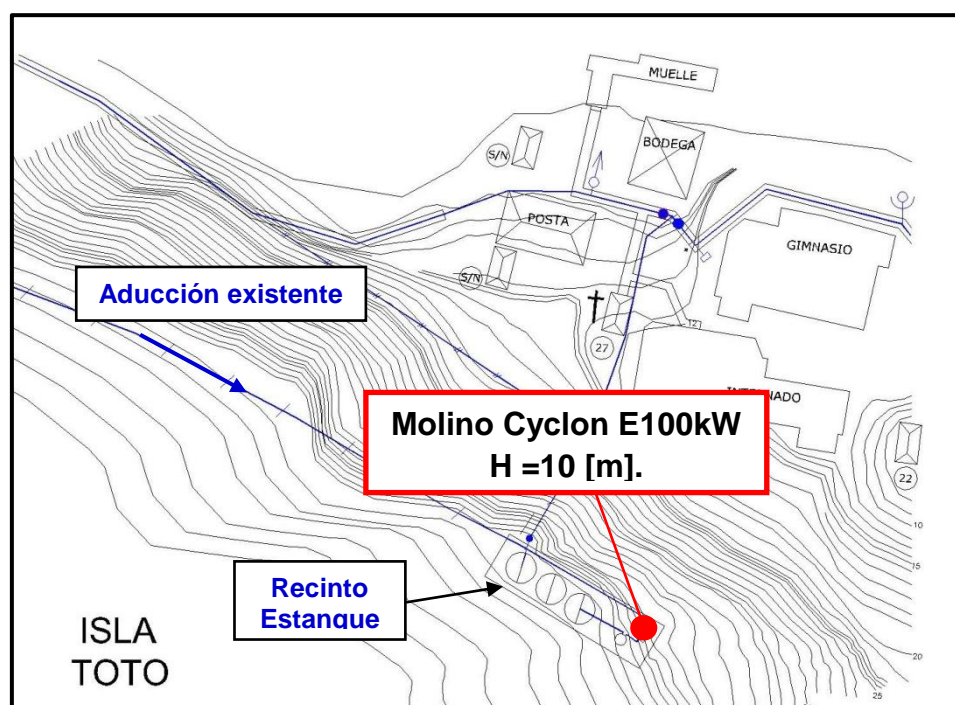


Figura 5.23

Alternativa N°4 – Molino eólico

Fuente: Elaboración propia, a partir de lámina 1 de 6 del proyecto, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.

5.4.5 Selección del sistema de suministro eléctrico

El estudio considera la comparación económica de las alternativas, para lo cual se realiza el cálculo del valor actualizado de costos (VAC) de cada una de ellas. Se considera la utilización de la tasa de descuento de 7% y un horizonte de análisis al año 2027. El análisis incluye:

- Valorización de cada alternativa, tanto en sus inversiones como en sus costos de operación y mantenimiento a lo largo del horizonte de análisis adoptado.

- Sobre la base de los antecedentes de cada una de las alternativas de solución a nivel de factibilidad (predimensionamiento general de las obras); respecto a presupuestos de obras y el programa de inversiones, costos de operación y mantenimiento, se realiza una evaluación económica, desde el punto de vista privado.
- Los costos base utilizados, se ajusta por medio del factor regional, para adecuarse a la realidad de la región.

5.4.5.1 Costos de inversión

A continuación se entrega del detalle de la inversión neta para cada una de las alternativas. Como referencia se utilizó la información entregada en el capítulo 4.

Tabla 5.11

Costos de inversión alternativa 1

Designación	Inversión UF	Factor Regional	Inversión Total UF
Panel Mono Cristal			
Panel	123.2		
Equipamiento eléctrico	58.8		
Materiales	28		
Transporte e Instalación	70		
TOTAL	280	1.54	431

Fuente: Elaboración propia, a partir de Figura 4.3, del capítulo 4.

Tabla 5.12

Costos de inversión alternativa 2

Designación	Inversión UF	Factor Regional	Inversión Total UF
Panel Multi Cristal			
Panel	140.8		
Equipamiento eléctrico	67.2		
Materiales	32		
Transporte e Instalación	80		
TOTAL	320	1.54	493

Fuente: Elaboración propia, a partir de Figura 4.4, del capítulo 4.

Tabla 5.13

Costos de inversión alternativa 3

Designación	Inversión UF	Factor Regional	Inversión Total UF
Sistema eólico			
Aerogenerador	90		
Equipamiento eléctrico	68.4		
Obras civiles	16.2		
Varios	5.4		
TOTAL	180	1.54	277

Fuente: Elaboración propia, a partir de Figura 4.14, del capítulo 4.

Tabla 5.14

Costos de inversión alternativa 4

Designación	Inversión UF	Factor Regional	Inversión Total UF
Nano central hidroeléctrica			
Obras civiles	74		
Equipamiento eléctrico	60		
Ingeniería y Dirección	16		
Grupo Turbogenerador	50		
Transmisión	50		
TOTAL	250	1.54	385

Fuente: Elaboración propia, a partir de Figura 4.9, del capítulo 4.

En la siguiente tabla, se entrega un resumen, de las inversiones netas de cada una de las alternativas.

Tabla 5.15

Resumen costos de inversión

Alternativa	Designación	Año Inversión	Monto Total Alternativa UF
1	Instalación panel solar mono cristal	2007	431
2	Instalación panel solar multi cristal	2007	493
3	Instalación sistema eólico	2007	277
4	Instalación nano hidroelectrica	2007	385

Fuente: Elaboración propia

5.4.5.2 Costos de operación y mantenimiento

A continuación se entrega un resumen de los valores actualizados de costos, calculados en el capítulo 4, correspondientes a una potencia de 2,5 kW, para cada una de las alternativas señaladas.

Tabla 5.16

Resumen valor actualizado de costos (VAC)

Alternativa	Designación	VAC UF Inversión	Factor Regional	Inversion Total UF
1	Instalación panel solar mono cristal	360	1.54	554
2	Instalación panel solar multi cristal	380	1.54	585
3	Instalación sistema eólico	240	1.54	370
4	Instalación nano hidroelectrica	320	1.54	493

Fuente: Elaboración propia

5.4.5.3 Selección de alternativa

Evaluando la rentabilidad económica de cada una de las alternativas, se opta por la utilización de un sistema eólico a pequeñas escala. Considerando que la diferencia económica entre las diferentes alternativas, arrojan a esta última, con la menor inversión y valor actualizado de costos para un horizonte de vida de 20 años.

Tabla 5.17

Costos para el proyecto eléctrico de la localidad de Puerto Gala

Obras Eléctricas	Costo UF	Costo *
Inversión Sistema eólico	277	\$ 6,022,307
VAC Sistema eólico	370	\$ 8,044,237
* Se considera el valor de la UF - \$21.741,18, correspondiente al día 6 de Mayo 2011		

Fuente: Elaboración personal

5.4.6 Comparación con grupo generador

Para poder dimensionar las diferencia que existen entre los sistemas producidos por energías renovables y aquellos que utilizan el petróleo, se analiza un generador según los antecedentes entregados en el punto 4.3.

Se proyecta la instalación de una caseta de grupo generador a un costado de la caseta de tratamiento existente, con una superficie de 6,1 m², según la Tabla 4.10. Se incluye una bodega para almacenamiento del combustible, debido a la dificultad de acceso que presenta el lugar, como para realizar esta actividad periódicamente.

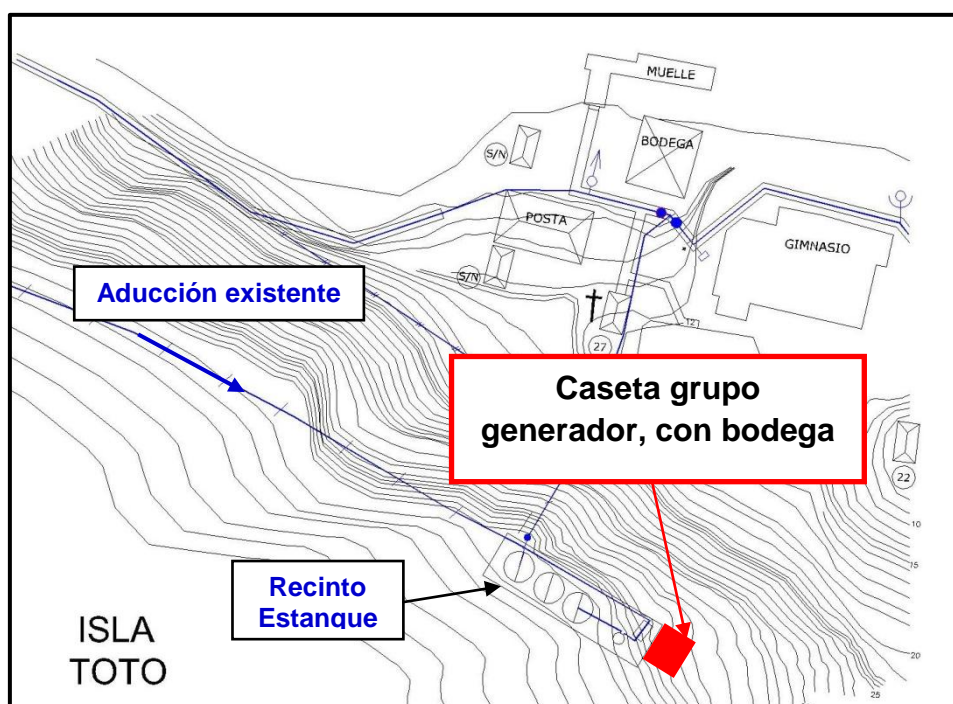


Figura 5.24

Alternativa comparativa – Grupo generador

Fuente: Elaboración propia, a partir de lámina 1 de 6 del proyecto, Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, elaborado por la consultora Invar S.A.

En la siguiente tabla se entrega un resumen de los costos de inversión y operación de un grupo generador para una potencia de 2,5 kW, funcionado 12 horas diarias.

Tabla 5.18

Costos de un generador diesel en la localidad de Puerto Gala

Obras Eléctricas	Costo UF *	Costo **
Inversión Generador Diesel	108	\$ 2,343,699
VAC Generador Diesel	1540	\$ 33,481,417
Obras Civiles	Costo UF *	Costo **
Caseta Grupo Generador	190.2	\$ 4,135,172
VAC Caseta Grupo Generador	235	\$ 5,109,177
* Los valores en UF, se encuentran ajustado por un factor regional correspondiente a 1,54.		
** Se considera el valor de la UF - \$21.741,18, correspondiente al día 6 de Mayo 2011		

Fuente: Elaboración propia, a partir de Tabla 4.10 y Figura 4.18, del capítulo 4.

5.4.7 Presupuesto

Analizaremos cinco tipos de presupuesto, en el primero consideraremos la alternativa seleccionada. En el segundo consideraremos el grupo generador y en los tres últimos, consideramos las otras tres alternativas energéticas no adoptadas.

Los niveles de gastos generales y utilidades se han estimado como el 30% de los valores netos de las obras.

Tabla 5.19

Presupuesto de obras eléctricas de Puerto Gala con sistema eólico

Item	Designación	P. Total \$
I	Obras Eléctricas	\$ 6,022,307
	Sub Total	\$ 6,022,307
	30% Gastos Generales y Utilidades	\$ 1,806,692
	19% IVA	\$ 1,487,510
	Total Proyecto	\$ 9,316,509

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5.20

Presupuesto de obras eléctricas de Puerto Gala con generador diesel

Item	Designación	P. Total \$
I	Obras Eléctricas	\$ 2,343,699
II	Caseta Grupo generador	\$ 4,135,172
	Sub Total	\$ 6,478,871
	30% Gastos Generales y Utilidades	\$ 1,943,661
	19% IVA	\$ 1,600,281
	Total Proyecto	\$ 10,022,813

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5.21

Presupuesto de obras eléctricas de Puerto Gala con panel solar mono cristal

Item	Designación	P. Total \$
I	Obras Eléctricas	\$ 9,372,604
	Sub Total	\$ 9,372,604
	30% Gastos Generales y Utilidades	\$ 2,811,781
	19% IVA	\$ 2,315,033
	Total Proyecto	\$ 14,499,418

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5.22

Presupuesto de obras eléctricas de Puerto Gala con panel solar multi cristal

Item	Designación	P. Total \$
I	Obras Eléctricas	\$ 10,720,867
	Sub Total	\$ 10,720,867
	30% Gastos Generales y Utilidades	\$ 3,216,260
	19% IVA	\$ 2,648,054
	Total Proyecto	\$ 16,585,181

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5.23

Presupuesto de obras eléctricas de Puerto Gala con sistema hidroeléctrico

Item	Designación	P. Total \$
I	Obras Eléctricas	\$ 8,370,354
	Sub Total	\$ 8,370,354
	30% Gastos Generales y Utilidades	\$ 2,511,106
	19% IVA	\$ 2,067,478
	Total Proyecto	\$ 12,948,938

Fuente: Elaboración propia

Finalmente se entrega un resumen con los costos de inversión, operación y mantenimientos del proyecto eléctrico “*Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén*”, considerando un sistema solar mono cristal, multi cristal, eólico, hidroeléctrico y un grupo generador, para satisfacer una demanda eléctrica de 2,5 kW.

Tabla 5.24

Resumen de las alternativas económicas evaluadas

Sistema eléctrico	Sub Total *		Total Proyecto	
	Inversión	VAC	Inversión	VAC
Sistema eólico	\$ 6,022,307	\$ 8,044,237	\$ 9,316,509	\$ 12,444,434
Sistema solar con paneles mono cristales	\$ 9,372,604	\$ 12,044,614	\$ 14,499,418	\$ 18,633,017
Sistema solar con paneles multi cristales	\$ 10,720,867	\$ 12,718,590	\$ 16,585,181	\$ 19,675,659
Sistema hidroeléctrico	\$ 8,370,354	\$ 10,718,402	\$ 12,948,938	\$ 16,581,367
Grupo generador	\$ 6,478,871	\$ 38,593,594	\$ 10,022,813	\$ 59,704,290
* Estos valores no incluyen los gastos generales, utilidades y el IVA				

Fuente: Elaboración propia

CAPITULO VI – CONCLUSIÓN

Este estudio fue realizado con el objetivo de entregar una herramienta para evaluar la factibilidad técnica y económica de utilizar sistemas de energía alternativos, en proyectos de agua potable rural, en una etapa de ingeniería básica, para evaluadores que se encuentren diseñando este tipo de proyectos.

La geografía y variación climática que presenta nuestro país, permite el aprovechamiento de recursos naturales regionales, para generar energía eléctrica. En el norte el alto índice de radiación solar permite la implementación de paneles solares. En la zona sur la abundancia de precipitaciones permite la utilización de pequeñas centrales hidroeléctricas. Además en diversos sectores del país, la velocidad del viento es suficiente para hacer funcionar un sistema eólico.

Luego de analizar las tres alternativas energéticas señaladas durante el estudio, se puede concluir que la energía hidroeléctrica posee el porcentaje más alto de eficiencia con un 85%, seguido por la energía solar de 57%, finalizando con el viento en un 40%. Esto muestra que las tecnologías han aumentado en comparación a los últimos años, pero todavía la energía eólica y solar no logran mejorar la eficiencia, perdiéndose mucha energía en el proceso de conversión.

Analizando cada una de las alternativas, se puede observar que la inversión es más barata - por kW instalado - en aquellas tecnologías de recursos con disponibilidad más incierta. La energía eólica es más barata de instalar, pero la probabilidad de tener una velocidad del viento constante es muy baja, debido que es el recurso con mayor variabilidad a lo largo del tiempo. Los paneles fotovoltaicos, por su parte, son más caros de instalar y dependen en gran medida del nivel tecnológico que se disponga, siendo este último el que influye directamente en los costos iniciales. Las pequeñas centrales hidroeléctricas se encuentran en un punto intermedio, la tecnología de las turbinas permite un mejor aprovechamiento del recurso hídrico, pero este no se encuentra en todos los sectores del país, su instalación sólo es posible en sectores cordilleranos o con afluentes suficientes para la generación eléctrica.

Por otra parte, los costos de mantención y operación de las energías, se consideraron como un porcentaje de la inversión inicial, esto resulto bastante

útil para realizar una primera estimación de gastos. Aunque se recomienda a nivel de ingeniería de detalle un análisis más profundo considerando todas las variables locales que influyen en el sistema.

Una virtud que tienen estos sistemas, es la utilización de baterías para almacenar la energía, que permite suplir la irregularidad de los recursos generando un respaldo energético. Para sistemas con potencias elevadas, sería muy poco rentable la utilización de baterías, ya que se necesitaría una superficie muy grande para su instalación.

De la evaluación de los generadores, se puede concluir que los costos de instalación de estos equipos son muy inferiores, en comparación con los sistemas que utilizan recursos renovables. Sin embargo, para una correcta instalación es necesaria la construcción de una caseta sólida, que permita mitigar la contaminación acústica que estos generan y protegerlos de las condiciones climáticas que pudieran estar expuestos. Encareciendo la inversión inicial y acortando la diferencia económica que existente entre los sistemas de energías renovables ya mencionados. Los costos de mantención y operación de estos equipos, son bastante elevados, considerando la compra y traslado de combustible, un correcto mantenimiento, sumado al alto nivel de deterioro que estos tienen al no cumplir adecuadamente la mantención y la utilización de combustible diesel.

La metodología propuesta es precisa y sencilla, permite evaluar los recursos disponibles en el sector, además de entregar una estructuración metódica y cronológica de los pasos a seguir.

Luego de analizar el caso de estudio de la localidad de Puerto Gala, se pudo concluir, gracias a los recursos disponibles en el sector, que los sistemas eólicos son los más económicos, seguido por la nano central hidroeléctrica, finalizando con los paneles solares. Además la comparación con el generador diesel permitió contribuir a la conclusión del párrafo anterior sobre lo costoso que es mantener un sistema en base a generadores diesel, a pesar de su bajo costos de inversión.

Otro aspecto que se pudo identificar, pero en relación al proyecto de obras civiles, es sobre la deficiencia de los sistemas de tratamiento en base a presión en la línea, provocando en la mayoría de los casos, que el agua que ingresa a los estanques no cumpla con los niveles mínimos que exige la norma, por lo anterior, se recomienda la utilización de bombas dosificadoras para un

correcto tratamiento. Solo si estamos en presencia de un sistema gravitacional, donde no hay presencia de bombas elevadoras y no se pueda implementar ningún sistema en base a energías renovables, la utilización de este tipo de tratamiento es la alternativa más rentable, en virtud de instalar un generador diesel, solamente para cargar baterías.

Por lo descrito a lo largo de este trabajo se concluye finalmente que es factible la implementación de las energías analizadas a pequeña escala, en desmedro de los generadores diesel, para generar la energía eléctrica necesaria en el funcionamiento de un sistema de agua potable rural.

6.1 RECOMENDACIONES

Como futuras investigaciones, se propone evaluar las energías provenientes de las olas y la geotérmica. Ambas, se encuentran en este momento en etapas de investigación, es por esto que sus eficiencias son muy variables al igual que los costos.

Muchas localidades aisladas, a pesar de contar con gran cantidad de sus servicios básicos, no cuentan con un sistema de alcantarillado. La utilización de fosas, pozos o descargas directas ya sea al mar o en quebradas, motivan la idea de estudiar una alternativa para solucionar este problema. Cabe señalar que las demandas energéticas para los sistemas de alcantarillados son mayores que las utilizadas en los sistemas de agua potable rural, se puede recurrir a este manual para evaluar las distintas alternativas de generación eléctrica aquí señaladas.

El presente documento, también puede ser utilizado para evaluar pequeños sistemas de electrificación rural; debiendo cumplir las exigencias establecidas por Mideplan para aquellos proyectos.

Otro uso, es utilizar la evaluación de los generadores, para estimar los costos de instalación y operación de estos, para un determinado proyecto, considerando potencias iguales o inferiores a los 100 kW.

BIBLIOGRAFÍA

AHLERS M. Arellano A. (2010) Estudio de tecnologías de generación ERNC, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile.

TIRAPEGUI W.J. (2006) Introducción a las Energías Renovables No Convencionales, EndesaEco.

MOHR (2007) Inserción de generadores de energía renovables en redes de distribución, Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Pontificia Universidad Católica, 2007.

Homsí y Asociados LTDA (2007), Resumen ejecutivo, Estudio de soluciones de saneamiento rural, Ministerio del Interior.

PALMA R., Jiménez G. y Alarcón I. (2009), Las Energías Renovables no Convencionales en el mercado eléctrico chileno. Comisión Nacional de Energía, Cooperación técnica alemana y Cooperación Intergubernamental Chile – Alemania.

Publicación CNE (2006), La Regulación del Segmento distribución en Chile, Comisión Nacional de Energía, Junio 2006.

SALDIAS H. y Ulloa H. (2008), Evaluación comparativa de centrales de generación de energía renovable mediante la aplicación de la nueva ley de energías renovables recientemente aprobada en Chile, Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, Mayo 2008.

CNE, (2011), En la página web, de la Comisión Nacional de Energías, se encuentran diferentes estadísticas, que permiten conocer los consumos y demandas energéticas de los diferentes sistemas eléctricos, Disponible en <<http://cne.cl>>

Estudio de Energías Renovables no Convencionales, INNOVACHILE – CORFO, Octubre 2009.

VELOZO P. (2007), Comités de agua potable rural, Generadores de vida, publicado el 6 de Diciembre de 2007 [fecha de consulta: 20 Diciembre 2010] Disponible en <http://www.tribunaldelbiobio.cl>>

PEREDA (2005) Celdas fotovoltaicas en generación distribuida, Memoria para optar al título de Ingeniería Civil Industrial Mención Electricidad, Pontificia Universidad Católica, 2005.

Ministerio de Energía (2008), Portal de información, energía [fecha de consulta: 20 Febrero 2011] Disponible en <http://minenergia.cl/minwww/opencms/14_portal_información_energía.html>

SARMIENTO P. (2008), Energía Solar Aplicaciones e Ingeniería, Ediciones Universitarias de Valparaíso, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, Chile, 2008.

Saecs Energía Solar, Sistema fotovoltaico [fecha de consulta: 10 Abril 2011] Disponible en <<http://saecsaenergiasolar.com/fotovoltaico/introduccion/>>

HULSHORST W (2009). Manual Práctico de evaluación de una instalación de energía fotovoltaica a pequeña escala, ECON Internacional, Universidad Politécnica de Madrid, España.

SERRANO J. y Vallejo A. (2006). Sistema de monitoreo de energía Eólica y Solar con Interfaz USB. Proyecto de grado previo a la obtención del título en Ingeniería Electrónica. Facultad de Ingeniería Electrónica, Escuela Politécnica del Ejército. Sangolquí – Ecuador, Julio 2006.

Manual sobre energía renovable, Solar Fotovoltaica (2002), Fortalecimiento de la Capacidad en Energía Renovable para América Central FOCER, colaboración de PNUD, FMAM o GEF.

COLLAO E. (2009), Energía solar fotovoltaica, competitividad y evaluación económica, comparativa y modelos. Tesis para optar al grado de Doctor, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad Nacional de Educación a Distancia 2009.

Estudio Hidrológico e Hidráulico de crecidas en el Río Aconcagua, IHS Ingenieros Civiles Ltda., Marzo 2009.

Estudio Hidrológico “Mini central Hidroeléctrica Cayucupil”, Javier Gho Energías Renovables, Febrero 2009.

MARTÍN J. (2008) Diseño Hidráulico y Mecánico de la central Mini hidroeléctrica del Embalse de Valmayor, Memoria para optar al título de Ingeniero Industrial, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad Pontificia Comillas, Madrid.

MUGUERZA D. Apuntes para Micro Centrales Hidroeléctricas.

LEIVA W., Portillo J., Saade J.(2007) Desarrollo de una metodología de evaluación para rehabilitación de pequeñas centrales hidroeléctricas, Trabajo de graduación para optar al grado de Ingeniero Electricista, Universidad Centroamericana, Octubre 2007.

CASTRO A. (2006) Manual de Energías Renovables, Mini Centrales Hidroeléctricas, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía IDEA., Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España, Octubre 2006, Madrid.

Guía para el Desarrollo de una Pequeña Central Hidroeléctrica, European Small Hydropower Association ESHA, Estados Unidos, 2006.

Manual sobre energía renovable, Hidráulica a pequeña escala (2002), Fortalecimiento de la Capacidad en Energía Renovable para América Central FOCER, colaboración de PNUD, FMAM o GEF.

COZ F. Ramírez J. (1995) Manual de Mini y Micro centrales Hidráulicas, Intermediate Technology Development Group, ITDG, Perú, 1995.

ROMERO H. (2008) Manual para organizaciones de usuarios de agua, Centrales Hidroeléctricas Asociadas a Obras de Riego, Comisión Nacional de Energía, Ministerio de Agricultura Comisión Nacional de Riego, Junio 2008.

MORA D., Hurtado J. (2004) Guía para estudios de prefactibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas como parte de sistemas híbridos, Memoria para optar al título de Ingeniero Civil, Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá, 2004.

- Mini central Hidroeléctrica Ojos de Agua, Endesa Chile, Septiembre 2006.
- PENCHE C. (1998) Manual de Pequeña Hidráulica, Dirección General de Energía (DG XVII) European Small Hydropower Association ESHA, Madrid, Octubre 1998.
- Proyecto Central Hidroeléctrica Iculpe, Memoria de Cálculo Hidráulico, Caudal de Diseño, POCH Ingeniería, Febrero 2010.
- MORENO L. (2008) Manual de Normas y Procedimientos para la Administración de Recursos Hídricos. Santiago 2008.
- Balance Hídrico, Centro de Información Recursos Hídricos, Área de Documentación, Dirección General de Aguas, 1987.
- GEDLER I. (2007) Metodología para evaluar la factibilidad de una planta de generación híbrida con energías renovables. Informa final como requisito parcial para optar al título de Ingeniero Electricista, Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, Febrero 2007.
- LEIVA R., Herrera C. (2008) Estudio de contribución de ERNC al SIC al 2025. Universidad Técnica Federico Santa María, Julio 2008.
- CUESTA M., Pérez M., Cabrera J. (2008) Aerogeneradores de Potencia Inferior a 100 kW. Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas CIEMAT, Madrid, Julio 2008.
- Aspectos Técnicos de Mantenimiento de Aerogeneradores, Madrid, 2 de Diciembre de 2009 [fecha de consulta: 13 Abril 2011] Disponible en < <http://www.iirspain.com/Producto/>>.
- BAEZA D. (2010) Control de la Frecuencia en una red con Generación Eólica, Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista, Universidad Técnica Federico Santa María, Mayo 2010.
- Eroski Consumer (2010), El Diario del Consumidor, Infografía de la Energía Eólica [fecha de consulta: 23 Febrero 2011] Disponible en:
<www.consumer.es/web/es/medio_ambiente/energía_y_ciencia/2004/07/05/140148.php>
- Eroski Consumer (2010), El Diario del Consumidor, Infografía de la Energía Eólica [fecha de consulta: 26 Febrero 2011] Disponible en:
<www.consumer.es/web/es/medio_ambiente/energía_y_ciencia/2005/02/23/140205.php>
- HERRERA B. (2006) Pago por Potencia Firme a Centrales de Generación Eólica, Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Industrial, Universidad de Chile, Mayo 2006.
- FERNÁNDEZ P. Energía Eólica, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria, Madrid.
- MOCARQUER S. (2010), Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), System Ingeniería y Diseños, Santiago, 2010.
- BENÍTEZ F. (2003) La Energía Eólica, Institución Ingeniería y Ciencia Ambiental, Madrid, Noviembre 2003.

WATT K. (2008) Simulación Dinámica para Distintos Escenarios de Alta Penetración Eólica en el SIC, Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile, Abril 2008.

Manual de Instalación Reparación y Mantenimiento de Aerogeneradores de baja Potencia, Ministerio de Energía y Minas, Lima, 2004.

The Danish Wind Industry Association (DWIA) [fecha de consulta: 5 Abril 2011] Disponible en <windpower.org>

ALVAREZ C. (2006) Manual de Energías Renovables, Energía Eólica, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía IDEA., Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España, Septiembre 2006, Madrid.

Proyecto EOLO, Evaluación del Potencial Eólico Nacional, Departamento de Geofísica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, Santiago 1993.

RODRÍGUEZ J.L. (2010), Energía Eólica Guía Técnica, Agencia Andaluza de la Energía, Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa. España, 2010.

Manual sobre energía renovable, Eólica (2002), Fortalecimiento de la Capacidad en Energía Renovable para América Central FOCER, colaboración de PNUD, FMAM o GEF.

YAÑEZ S. (2000) Medición del Viento para realizar un correcto Pronóstico Energético, Ammonit, Mayo 2000.

HULSHORST W. (2007) Manual Práctico de evaluación de una instalación de energía eólica a pequeña escala, ECON Internacional, Universidad Politécnica de Madrid, España, 2007.

MORALES (2009) Evaluación Técnica Económica de una boya generadora de energía a partir de las olas, para electrificación aislada costera, Memoria para optar al título de Ingeniero Electricista, Universidad Santa María, 2009.

Tabla de Mareas del Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada SHOA [fecha de consulta: 10 Enero 2011] Disponible en <<http://www.shoa.cl/servicios/mareas2/index.php>>

GARCIA R. (2009) Generación de Energía por Corrientes de Marea en Chile, Una Aplicación al caso de Melinka, Facultad de Ciencias del Mar y de Recursos Naturales, Universidad de Valparaíso, Enero 2009.

GALAZ R. y Comunian F. (2007) Energías Renovables y Generación Eléctrica en Chile, EndesaEco y PNUD, Santiago de Chile, Diciembre 2007.

SIIT (2011), Sistema Integrado de Información Territorial, Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, [fecha de consulta: 15 Marzo 2011] Disponible en <<http://siit2.bcn.cl/>>.

Metodología Preparación y Evaluación de Proyectos de Agua potable, Departamento de Inversiones, Ministerio de Planificaciones.

MIDEPLAN - PER (2007). Metodología de Formulación y Evaluación de Proyectos de Electrificación Rural, Ministerio de Planificaciones, Diciembre 2007

Proyecto 11799 “Remoción de Barreras para la electrificación rural con Energías Renovables”, PNUD Junio 2009

HIDALGO P. (2006) Proyecto Electrificación Rural, Localidad de Cámar, II Región, Antofagasta. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile, Octubre 2006.

Proyecto Diagnostico operacional del sistema de agua potable rural en la región de Aysén, Parte I, II y III, Memoria Técnica, INVAR S.A. 2007.

Compendio Estadístico 2010, Instituto Nacional de Estadística INE, Octubre 2010.

CASEN 2009, Encuesta de Características Socioeconómicas Nacional.

ANEXO A – ESPECIFICACIONES BATERÍA PS - 121000

A.1 CARACTERISTICAS

- Tecnología AGM (*Absorbent Glass Mat* o Estera Absorbente de Vidrio) para un rendimiento superior
- Regulada por válvula. Su construcción a prueba de derrames permite una operación segura en cualquier posición.
- Relación Potencia / Volumen que ofrece una densidad de energía sin comparación
- Carcasa y tapa ABS resistentes a impactos y rugosas
- Manillas de transporte ABS integradas, para facilidad de movimiento
- Aprobada para transporte por aire, certificaciones D.O.T, I.A.T.A., F.A.A. y C.A.B.
- Reconocida por U.L., archivo número MH 20845



Figura A.1

Batería Power Sonic PS - 121000

Fuente: Power Sonic, www.power-sonic.com

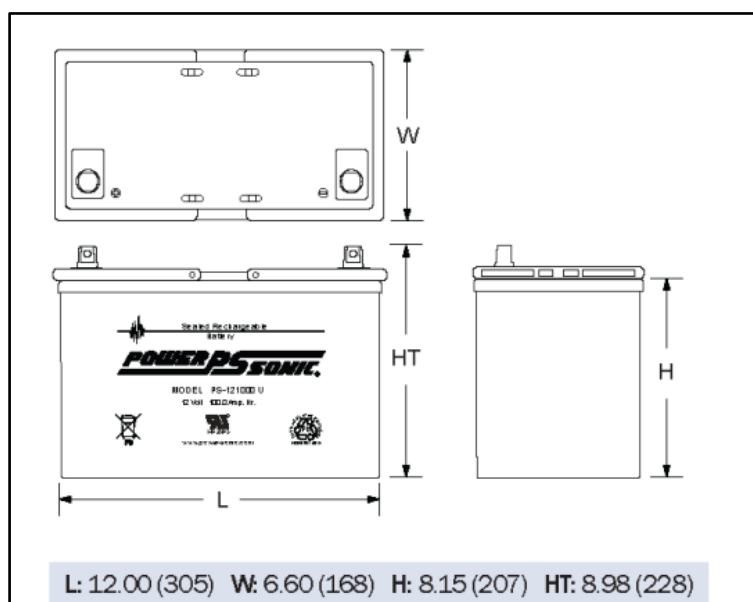


Figura A.1

Dimensiones de la Batería Power Sonic PS - 121000

Fuente: Power Sonic, www.power-sonic.com

Tabla A.1

Especificaciones de Rendimiento

Voltaje Nominal	2 Voltios (6 celdas)
Capacidad Nominal	
20-hr. (5A a 10,50 Voltios)	100,0 AH
10-hr. (9,2A a 10,50 Voltios)	92,0 AH
5-hr. (15,8A a 10,20 Voltios)	79,0 AH
1-hr. (55,2A a 9,00 Voltios)	55,2 AH
15-min (175A a 9,00 Voltios)	3,8 AH
Peso Aproximado	30,84 kg
Densidad de Energía (20-hr.)	113,45 W-h/l
Energía Específica (20-hr.)	38,91 W-h/kg
Resistencia Interna (aproximada)	5 milliohms
Máxima Corriente de Descarga (7 Min)	300,0 Amperes
Máxima Corriente de Descarga de Corta Durac	750,0 Amperes
Vida del Shelf (% de capacidad nominal a 20°C)	
1 Mes	97%
3 Meses	91%
6 Meses	83%
Temperatura de Operación	
Carga	-20°C to 50°C
Descarga	-40°C to 60°C
Carcasa	ABS Plastic
Cargadores Power-Sonic	PSC-1210000A-C

Fuente: Power Sonic, www.power-sonic.com

Tabla A.2
Tasas de Descarga a Potencia Constante

Modelo	Voltaje Final	WATTS POR CELDA © 25°C						
		5 MIN	10 MIN	15 MIN	20 MIN	30 MIN	45 MIN	60 MIN
PS-121000	1.75	550	395	312	267	207	152	128
	1.70	586	413	324	277	212	155	129
	1.67	605	421	330	283	215	158	130

Fuente: Power Sonic, www.power-sonic.com

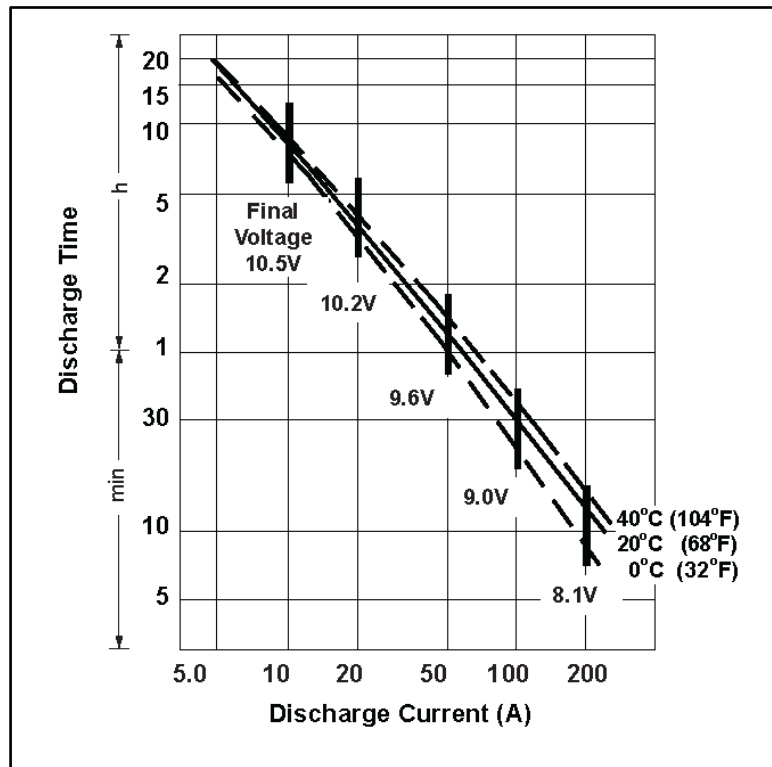


Figura A.2

Tiempo de Descarga v/s Corriente de Descarga

Fuente: Power Sonic, www.power-sonic.com

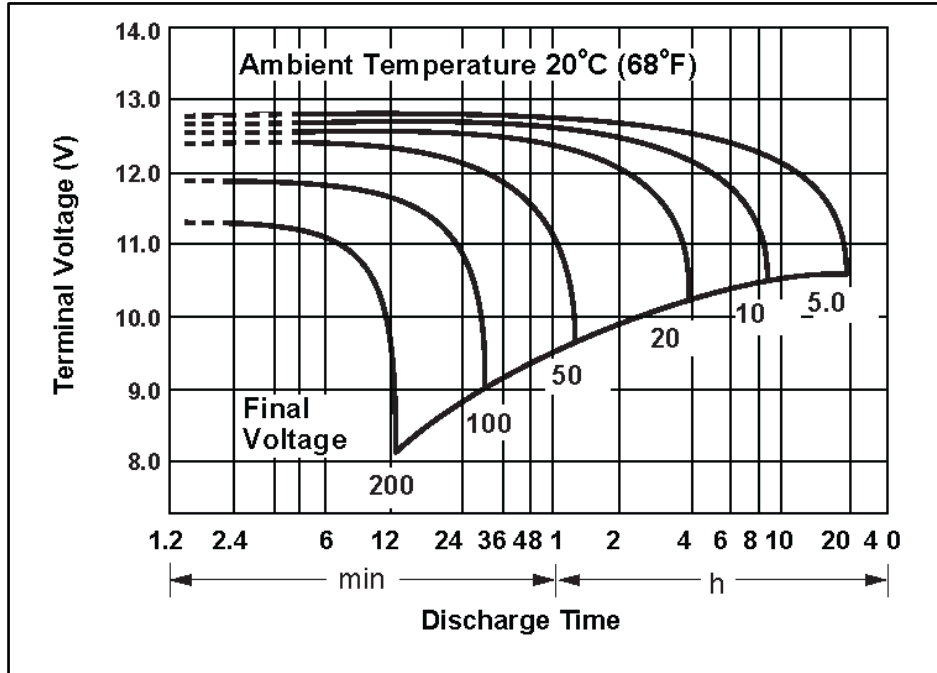


Figura A.3

Características de Descarga

Fuente: Power Sonic, www.power-sonic.com

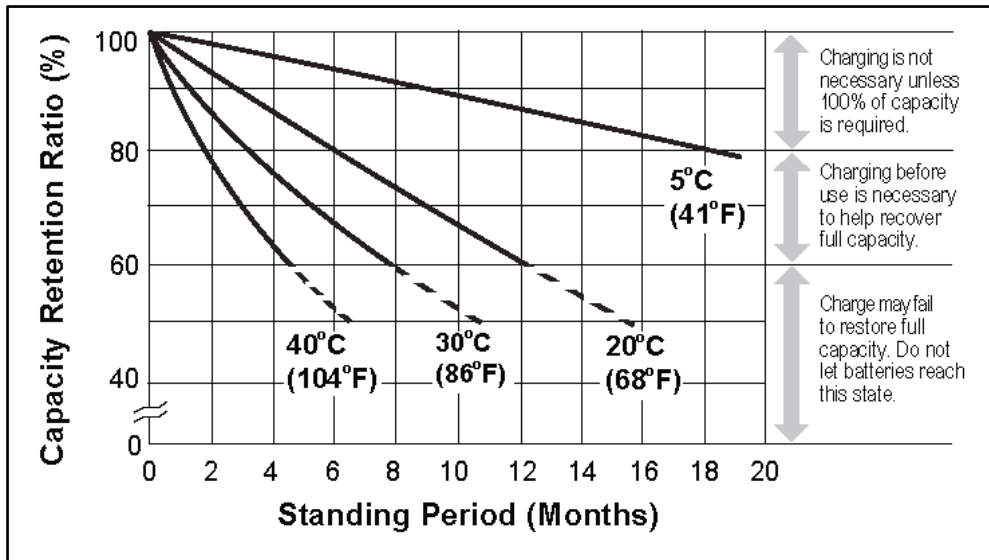


Figura A.4

Almacenamiento & Vida del Shelf

Fuente: Power Sonic, www.power-sonic.com

A.2 CARGA

Aplicaciones Cíclicas: Limitar corriente inicial a 20^a. Cargar hasta que el voltaje (de la batería siendo cargada) alcance entre 14,4 y 14,7 Voltios a 68°F (20°C). Mantenga el voltaje entre 14,4 y 14,7 Voltios hasta que la corriente caiga a menos de 1A. En estas condiciones las batería esta completamente cargada, y

el cargador debería ser desconectado o cambiado a voltaje “flotante” (float voltaje).

Servicio “flotante” o “Stand-By”: Mantener la batería a lo largo de una fuente constante de voltaje de entre 13,5 y 13,8 Voltios continuamente. Cuando es mantenida en este voltaje, la batería buscará su propio nivel de corriente y se mantendrá a sí misma completamente cargada.

Nota: Debido a las características de auto-descarga de este tipo de baterías, es imperativo que sean cargadas dentro de 6 meses de almacenamiento, de otra manera puede ocurrir una permanente pérdida de capacidad como resultado de la sulfatación.

A.3 CARGADORES

Power-Sonic ofrece un amplio rango de cargadores adecuados para baterías de hasta 100AH. Refiérase a la Guía de Selección de Cargadores (*Charger Selection Guide*) en nuestras hojas de especificación “*C-Series Switch Mode Chargers*” y “*Transformer Type A and F Series*”. Contacte a nuestro departamento técnico para consejo si Ud. presenta alguna dificultad para encontrar modelos adecuados.

A.4 INFORMACION ADICIONAL

Visite nuestro a sitio web www.power-sonic.com para un completo rango de descargas, tales como catálogo de productos, hojas MSDS (*Material Safety Data Sheets* u hojas de datos de seguridad de materiales), certificaciones ISO, etc...

ANEXO B – EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

B.1 PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN

Para estimar los costos de inversión y operación de las alternativas energéticas, se utilizará el valor actualizado de costos, que permite comparar alternativas de igual vida útil. Se calcula de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$VAC = I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (B.1)$$

Donde:

VAC	=	Valor actualizado de costos, unidad monetaria
I_0	=	Inversión inicial
C_t	=	Costos incurrido durante el periodo t
n	=	Horizonte de evaluación, años
r	=	Tasa de descuento, %

Se considerará la utilización de la tasa de descuento de 7% y un horizonte de análisis de 20 años. La unidad monetaria a utilizar es la Unidad de Fomento (UF), del día 21 de Marzo del 2011, correspondiente a \$ 21.567,14.

Con la información entregada por los diferentes proveedores, se generaran evaluaciones económicas para diferentes niveles de potencia. Esta información se grafica en una nube de puntos, para ser ajustados y elaborar las curvas de inversión y VAC.

A continuación se entrega el detalle de las evaluaciones económicas de las diferentes alternativas, para diferentes potencias. Las cuales están resumidas en el capítulo 4.

B.1.1 Energía Solar

B.1.1.1 Paneles Mono Cristales

Tabla B.1
Evaluación económica paneles mono cristalinos 0,1 kW – 10 kW

Costos - 0,1kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Panel	20.8																				
Equipamiento eléctrico	7.1																				
Materiales	4.8																				
Transporte e Instalación	12																				
Subtotal Inversión	44.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
O&M	0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Subtotal Operacional	0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.6
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.1
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.7
VAC en UF	51.2	44.7	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	5.9	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	5.9
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
VAC	\$ 1,104,009	964051	4313	4313	4313	4313	4313	4313	4313	4313	127246	4313	4313	4313	4313	4313	4313	4313	4313	4313	127246
Costos - 0,5kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Panel	31.2																				
Equipamiento eléctrico	12.4																				
Materiales	7.2																				
Transporte e Instalación	18																				
Subtotal Inversión	68.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
O&M	0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Subtotal Operacional	0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.8
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.0
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.8
VAC en UF	81.6	68.8	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	10.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	10.3
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
VAC	\$ 1,760,123	1483819	10784	10784	10784	10784	10784	10784	10784	10784	222142	10784	10784	10784	10784	10784	10784	10784	10784	10784	222142

Anexo B – Evaluación económica de las energías renovables

Costos - 1kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Panel	50																				
Equipamiento eléctrico	25																				
Materiales	11.5																				
Transporte e Instalación	28.8																				
Subtotal Inversión	115.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
O&M	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Subtotal Operacional	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14.6
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.2
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19.8
VAC en UF	141.1	115.3	1	1	1	1	1	1	1	1	20.8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	20.8
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
VAC	\$ 3,042,606	2486691	21567	21567	21567	21567	21567	21567	21567	21567	448597	21567	21567	21567	21567	21567	21567	21567	21567	21567	448597
Costos - 5kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Panel	250																				
Equipamiento eléctrico	122.4																				
Materiales	57.7																				
Transporte e Instalación	144.2																				
Subtotal Inversión	574.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
O&M	0	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Subtotal Operacional	0	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	73	0	0	0	0	0	0	0	0	0	73
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	98	0	0	0	0	0	0	0	0	0	98
VAC en UF	691.8	574.3	4	4	4	4	4	4	4	4	102	4	4	4	4	4	4	4	4	4	102
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
VAC	\$ 14,920,565	12386009	86269	86269	86269	86269	86269	86269	86269	86269	2199848	86269	86269	86269	86269	86269	86269	86269	86269	86269	2199848
Costos - 10kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Panel	500																				
Equipamiento eléctrico	245.1																				
Materiales	115.4																				
Transporte e Instalación	288.5																				
Subtotal Inversión	1149	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
O&M	0	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2
Subtotal Operacional	0	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	146
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	196	0	0	0	0	0	0	0	0	0	196
VAC en UF	1,386.2	1149	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	204.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	204.2
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
VAC	\$ 29,895,453	24780644	176851	176851	176851	176851	176851	176851	176851	176851	4404010	176851	176851	176851	176851	176851	176851	176851	176851	176851	4404010

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entregada por la empresa Soloner

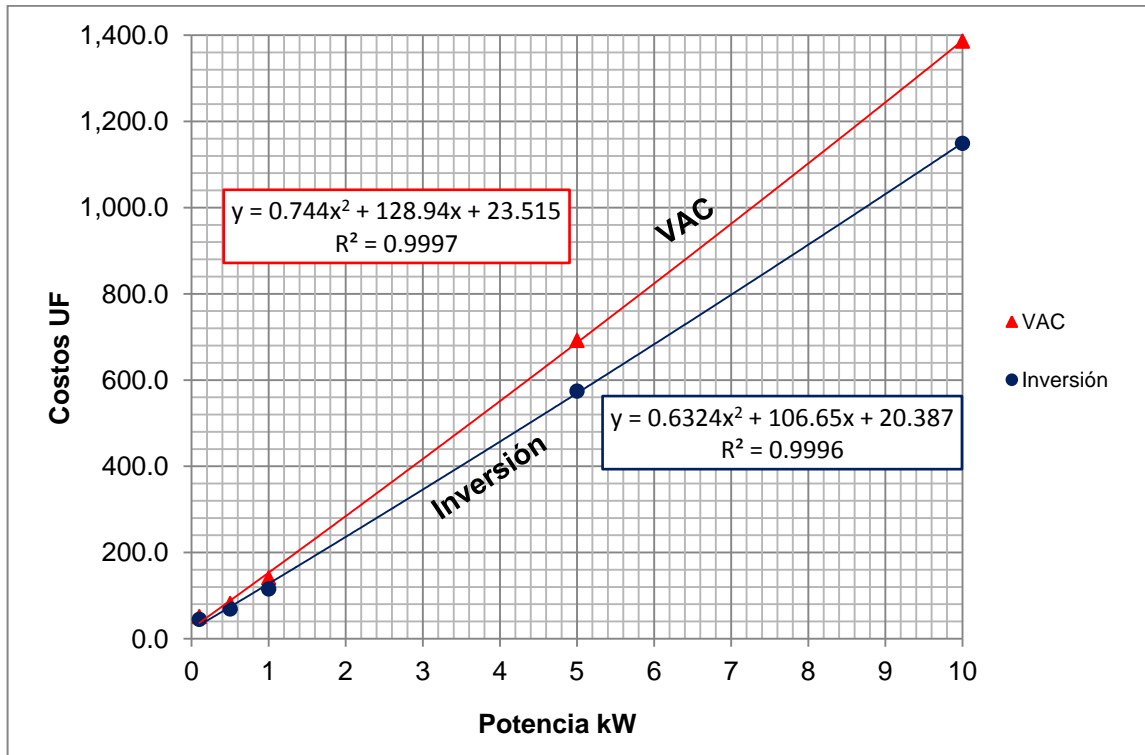


Figura B.1

Dispersión de puntos para costos en UF de paneles mono cristalinos

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entregada por la empresa Soloner

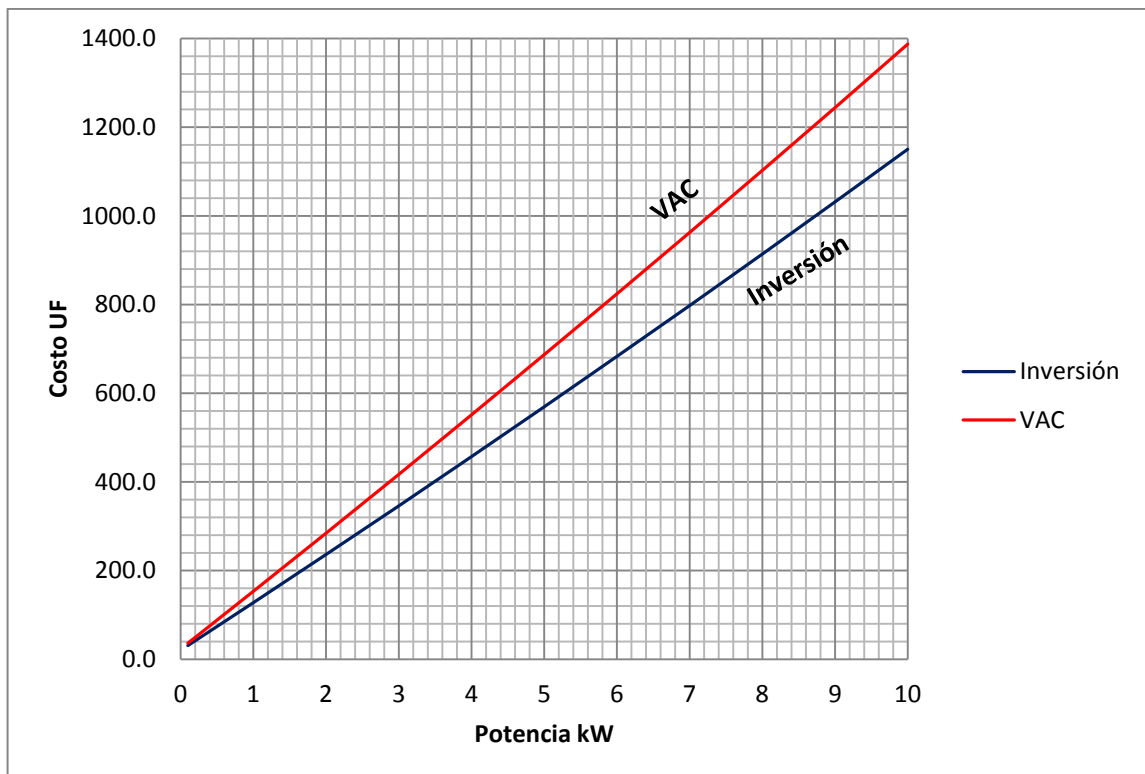


Figura B.2

Costos en UF de paneles mono cristalinos

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entregada por la empresa Soloner

B.1.1.2 Paneles Multi Cristales

Tabla B.2
Evaluación económica paneles multi cristalinos 0,1 kW – 10 kW

Costos - 0,5kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Panel	31.2																				
Equipamiento eléctrico	12.4																				
Materiales	7.2																				
Transporte e Instalación	18																				
Subtotal Inversión	68.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantención																					
O&M	0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Subtotal Operacional	0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.8
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.0
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.8
VAC en UF	81.6	68.8	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	10.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	10.3
Valor UF (21-03-2011)	21567.14																				
VAC	1760123	1483819	10784	10784	10784	10784	10784	10784	10784	10784	222142	10784	10784	10784	10784	10784	10784	10784	10784	10784	222142
Costos - 0,1kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Panel	20.8																				
Equipamiento eléctrico	7.1																				
Materiales	4.8																				
Transporte e Instalación	12																				
Subtotal Inversión	37.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantención																					
O&M	0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Subtotal Operacional	0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.6
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.1
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.7
VAC en UF	44.1	37.6	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	5.9	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	5.9
Valor UF (21-03-2011)	21567.14																				
VAC	950882	810924	4313	4313	4313	4313	4313	4313	4313	4313	127246	4313	4313	4313	4313	4313	4313	4313	4313	4313	127246

Anexo B – Evaluación económica de las energías renovables

Costos - 1kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Panel	60																				
Equipamiento eléctrico	23.8																				
Materiales	13.8																				
Transporte e Instalación	34.6																				
Subtotal Inversión	132.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
O&M	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Subtotal Operacional	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14.6
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.2
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19.8
VAC en UF	158.0	132.2	1	1	1	1	1	1	1	1	20.8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	20.8
Valor UF (21-03-2011)	21567.14																				
VAC	3407091	2851176	21567	21567	21567	21567	21567	21567	21567	21567	448597	21567	21567	21567	21567	21567	21567	21567	21567	21567	448597
Costos - 5kW																					
Inversiones																					
Panel	300																				
Equipamiento eléctrico	117.6																				
Materiales	69.2																				
Transporte e Instalación	173.1																				
Subtotal Inversión	659.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
O&M	0	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9
Subtotal Operacional	0	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	73	0	0	0	0	0	0	0	0	0	73
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	98	0	0	0	0	0	0	0	0	0	98
VAC en UF	787.0	659.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	102.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	102.9
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
VAC	\$ 16,972,346	14232156	105679	105679	105679	105679	105679	105679	105679	105679	2219259	105679	105679	105679	105679	105679	105679	105679	105679	105679	2219259
Costos - 10kW																					
Inversiones																					
Panel	600																				
Equipamiento eléctrico	247																				
Materiales	72																				
Transporte e Instalación	180																				
Subtotal Inversión	1099	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
O&M	0	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8
Subtotal Operacional	0	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	146
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	196	0	0	0	0	0	0	0	0	0	196
VAC en UF	1,353.1	1099	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	205.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	205.8
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
VAC	\$ 29,182,668	23702287	211358	211358	211358	211358	211358	211358	211358	211358	4438517	211358	211358	211358	211358	211358	211358	211358	211358	211358	4438517

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entregada por la empresa Soloner

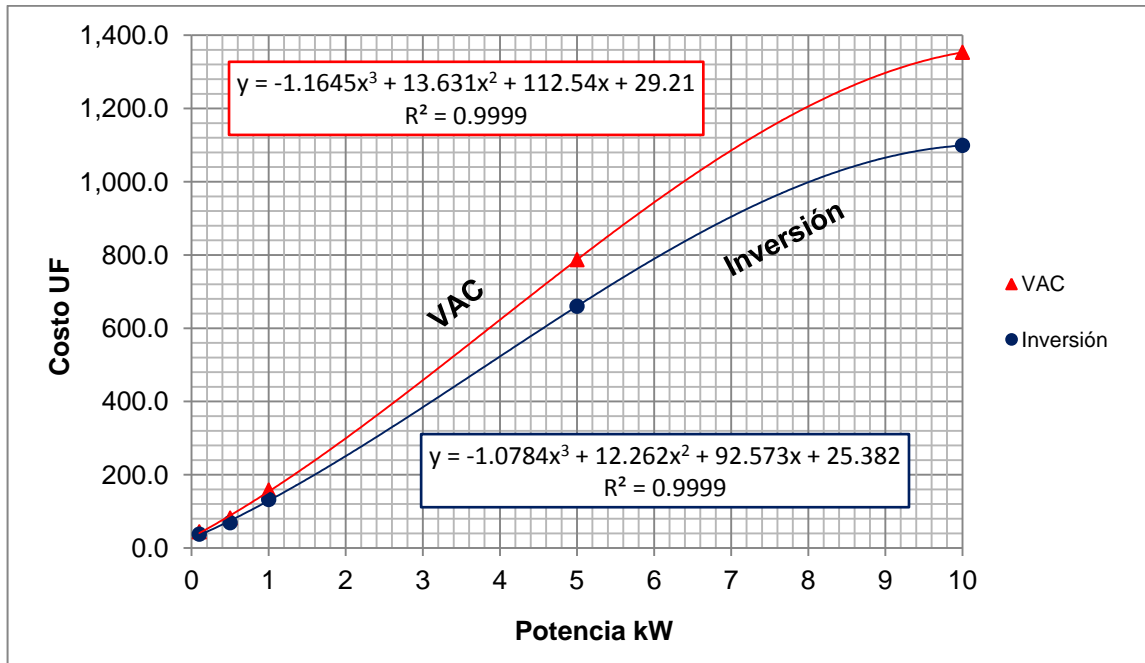


Figura B.3

Dispersión de puntos para costos en UF de paneles multi cristalinos

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entregada por la empresa Soloner

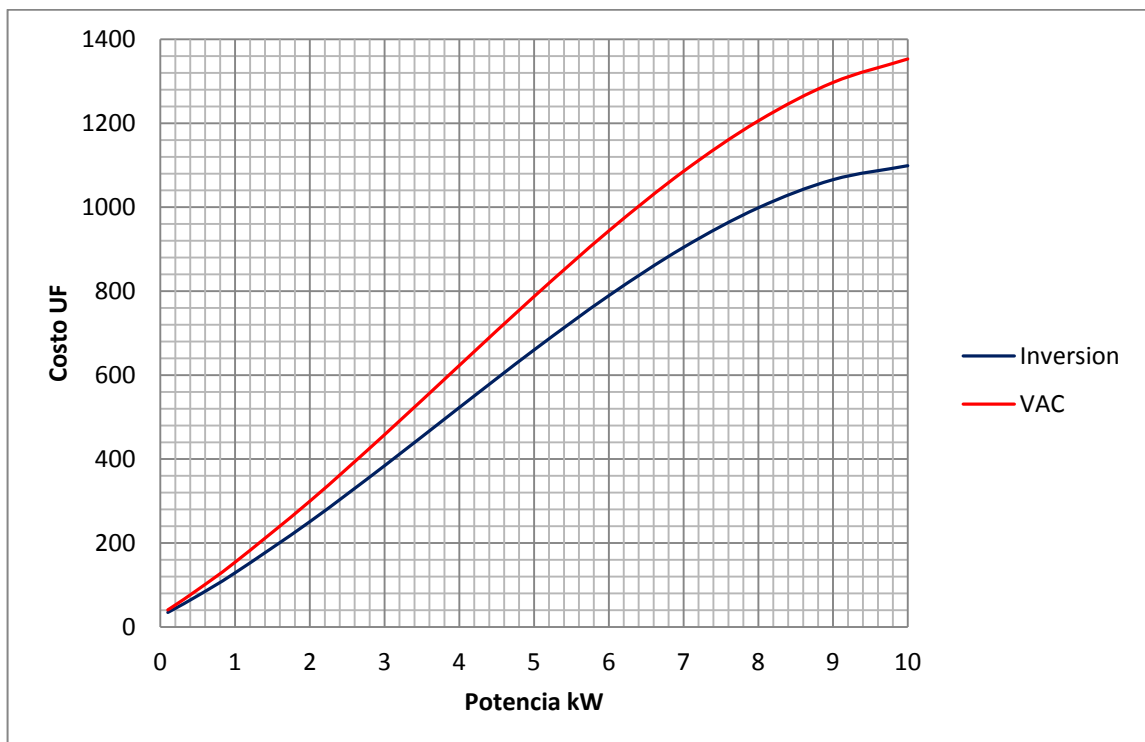


Figura B.4

Costos en UF de paneles multi cristalinos

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entregada por la empresa Soloner

B.1.2 Energía mini hidroeléctrica

Tabla B.3
Evaluación económica mino hidroeléctrica 0,5 kW – 100 kW

Costos - 0,5kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Obras Civiles	9																				
Equipamiento eléctrico	11.8																				
Ingeniería y Dirección	1.8																				
Grupo Turbogenerador	6.8																				
Subtotal Inversión	29.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
O&M	0	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47
Subtotal Reposición	0	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.8
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.0
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.8
Valor Actual de Costo UF	52.5	29.4	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	11.27	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	11.27
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 1,132,006	634074	31704	31704	31704	31704	31704	31704	31704	31704	243062	31704	31704	31704	31704	31704	31704	31704	31704	31704	243062
Costos - 1kW																					
Inversiones																					
Obras Civiles	24																				
Equipamiento eléctrico	23.8																				
Ingeniería y Dirección	4.8																				
Grupo Turbogenerador	18																				
Subtotal Inversión	70.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
O&M	0	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
Subtotal Operacional	0	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14.6
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.2
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19.8
Valor Actual de Costo UF	108.2	70.6	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	21.9	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	21.9
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 2,333,999	1522640	45679	45679	45679	45679	45679	45679	45679	45679	472709	45679	45679	45679	45679	45679	45679	45679	45679	45679	472709

Anexo B – Evaluación económica de las energías renovables

Costos - 5kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Obras Cíviles	120																				
Equipamiento eléctrico	117.6																				
Ingeniería y Dirección	24																				
Grupo Turbogenerador	90																				
Subtotal Inversión	351.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
O&M	0	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
Subtotal Operacional	0	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	73	0	0	0	0	0	0	0	0	0	73
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	98	0	0	0	0	0	0	0	0	0	98
Valor Actual de Costo UF	538.5	351.6	10.548	10.548	10.548	10.548	10.548	10.548	10.548	10.548	108.548	10.548	10.548	10.548	10.548	10.548	10.548	10.548	10.548	10.548	108.548
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 11,613,667	7583006	227490	227490	227490	227490	227490	227490	227490	227490	2341070	227490	227490	227490	227490	227490	227490	227490	227490	227490	2341070
Costos - 10kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Obras Cíviles	240																				
Equipamiento eléctrico	235.2																				
Ingeniería y Dirección	48																				
Grupo Turbogenerador	180																				
Subtotal Inversión	703.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
O&M	0	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1
Subtotal Operacional	0	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	146
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	196	0	0	0	0	0	0	0	0	0	196
Valor Actual de Costo UF	1,077.0	703.2	21.096	21.096	21.096	21.096	21.096	21.096	21.096	21.096	217.096	21.096	21.096	21.096	21.096	21.096	21.096	21.096	21.096	21.096	217.096
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 23,227,333	15166013	454980	454980	454980	454980	454980	454980	454980	454980	4682140	454980	454980	454980	454980	454980	454980	454980	454980	454980	4682140
Costos - 15kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Obras Cíviles	360																				
Equipamiento eléctrico	322.8																				
Ingeniería y Dirección	72																				
Grupo Turbogenerador	270																				
Subtotal Inversión	1024.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
O&M	0	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Subtotal Operacional	0	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	219	0	0	0	0	0	0	0	0	0	219
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	269	0	0	0	0	0	0	0	0	0	269
Valor Actual de Costo UF	1,556.8	1024.8	30.744	30.744	30.744	30.744	30.744	30.744	30.744	30.744	299.744	30.744	30.744	30.744	30.744	30.744	30.744	30.744	30.744	30.744	299.744
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 33,574,927	22102005	663060	663060	663060	663060	663060	663060	663060	663060	6464621	663060	663060	663060	663060	663060	663060	663060	663060	663060	6464621

Anexo B – Evaluación económica de las energías renovables

Costos - 20kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Obras Civiles	480																				
Equipamiento eléctrico	470																				
Ingeniería y Dirección	96																				
Grupo Turbogenerador	360																				
Subtotal Inversión	1406	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
O&M	0	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
Subtotal Operacional	0	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	292	0	0	0	0	0	0	0	0	0	292
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392
Valor Actual de Costo UF	2,153.4	1406	42.18	42.18	42.18	42.18	42.18	42.18	42.18	42.18	434.18	42.18	42.18	42.18	42.18	42.18	42.18	42.18	42.18	42.18	434.18
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 46,443,298	30323399	909702	909702	909702	909702	909702	909702	909702	909702	9364021	909702	909702	909702	909702	909702	909702	909702	909702	909702	9364021
Costos - 30kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Obras Civiles	720																				
Equipamiento eléctrico	705.6																				
Ingeniería y Dirección	144																				
Grupo Turbogenerador	540																				
Subtotal Inversión	2109.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
O&M	0	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
Subtotal Operacional	0	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	438	0	0	0	0	0	0	0	0	0	438
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	588	0	0	0	0	0	0	0	0	0	588
Valor Actual de Costo UF	3,230.9	2109.6	63.288	63.288	63.288	63.288	63.288	63.288	63.288	63.288	651.288	63.288	63.288	63.288	63.288	63.288	63.288	63.288	63.288	63.288	651.288
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 69,682,000	45498039	1364941	1364941	1364941	1364941	1364941	1364941	1364941	1364941	14046419	1364941	1364941	1364941	1364941	1364941	1364941	1364941	1364941	1364941	14046419
Costos - 50kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Obras Civiles	1200																				
Equipamiento eléctrico	1116																				
Ingeniería y Dirección	240																				
Grupo Turbogenerador	900																				
Subtotal Inversión	3456	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
O&M	0	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
Subtotal Operacional	0	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	730	0	0	0	0	0	0	0	0	0	730
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	930	0	0	0	0	0	0	0	0	0	930
Valor Actual de Costo UF	5,267.5	3456	103.68	103.68	103.68	103.68	103.68	103.68	103.68	103.68	1033.68	103.68	103.68	103.68	103.68	103.68	103.68	103.68	103.68	103.68	1033.68
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 113,604,520	74536036	2236081	2236081	2236081	2236081	2236081	2236081	2236081	2236081	22293521	2236081	2236081	2236081	2236081	2236081	2236081	2236081	2236081	2236081	22293521

Anexo B – Evaluación económica de las energías renovables

Costos - 80kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Obras Cíviles	1920																				
Equipamiento eléctrico	1176																				
Ingeniería y Dirección	384																				
Grupo Turbogenerador	1440																				
Subtotal Inversión	4920	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
O&M	0	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148
Subtotal Operacional	0	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	730	0	0	0	0	0	0	0	0	0	730
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	980	0	0	0	0	0	0	0	0	0	980
Valor Actual de Costo UF	7.235.1	4920	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	1127.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	1127.6
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 156,040,618	106110329	3183310	3183310	3183310	3183310	3183310	3183310	3183310	3183310	24319107	3183310	3183310	3183310	3183310	3183310	3183310	3183310	3183310	3183310	24319107
Costos - 100kW																					
Inversiones																					
Obras Cíviles	2400																				
Equipos Eléctricos, Regulación y Control	2112																				
Ingeniería y Dirección	480																				
Grupo Turbogenerador	1800																				
Subtotal Inversión	6792		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
O&M	0	204	204	204	204	204	204	204	204	204	204	204	204	204	204	204	204	204	204	204	204
Subtotal Operacional	0	204	204	204	204	204	204	204	204	204	204	204	204	204	204	204	204	204	204	204	204
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1460
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1760	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1760
Valor Actual de Costo UF	10,300.1	6792	203.76	203.76	203.76	203.76	203.76	203.76	203.76	203.76	1963.76	203.76	203.76	203.76	203.76	203.76	203.76	203.76	203.76	203.76	1963.76
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 222,144,746	146484015	4394520	4394520	4394520	4394520	4394520	4394520	4394520	4394520	42352687	4394520	4394520	4394520	4394520	4394520	4394520	4394520	4394520	4394520	4394520

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entregada por las empresas Betta Hydroturbinas (Brazil) y Wasserkraft Volk AG – Chile

Las turbinas evaluadas económicamente corresponden a las del tipo Michell Banki y Pelton, de las empresas Betta Hydroturbinas y Wasserkraft Volk AG – Chile, respectivamente.

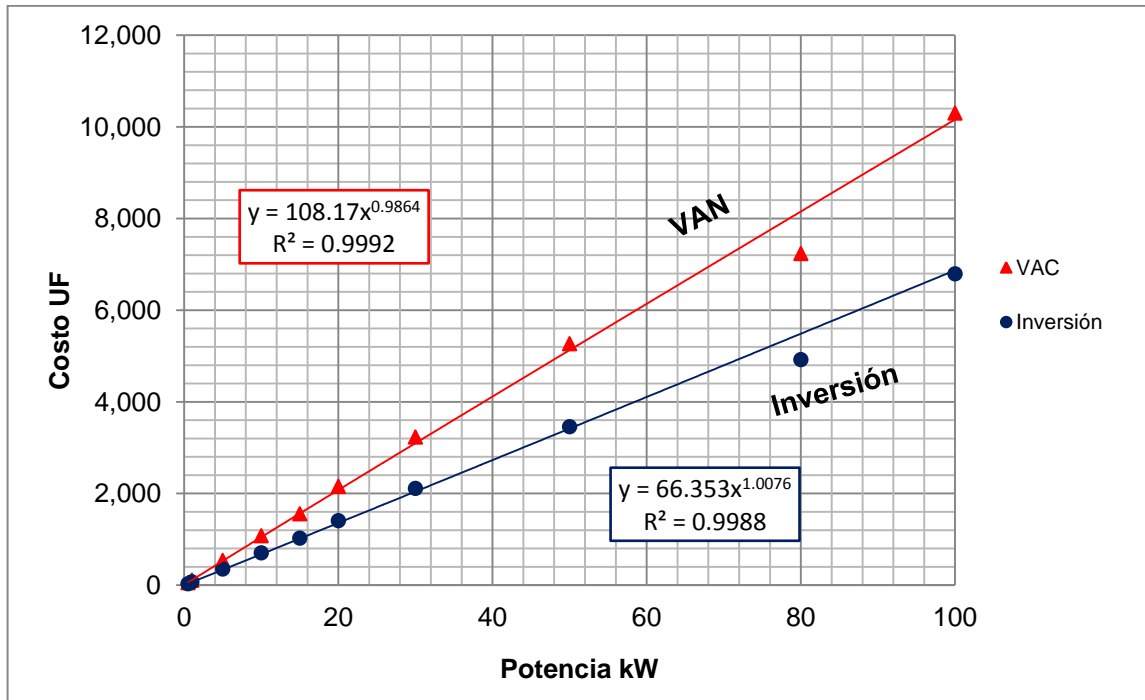


Figura B.5

Dispersión de puntos para costos en UF de paneles multi cristalinos

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entregada por las empresas Beta Hidroturbinas (Brazil) y Wasserkraft Volk AG – Chile

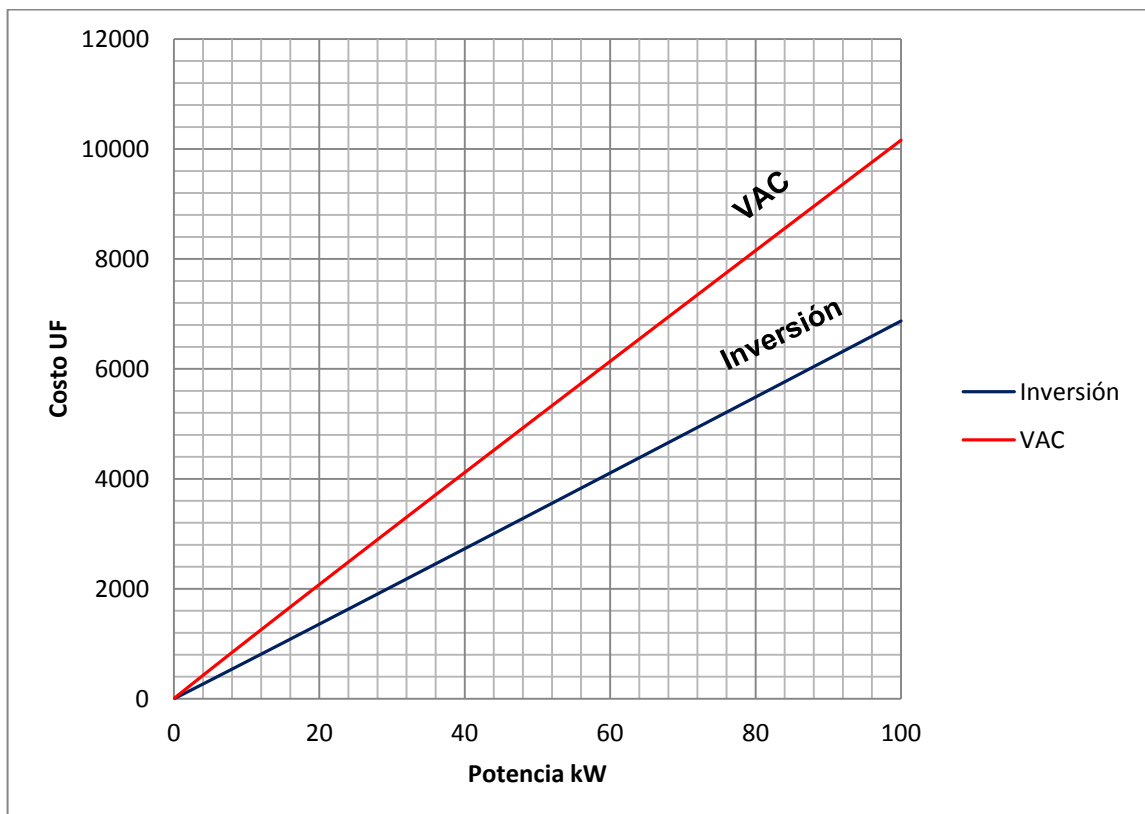


Figura B.6

Costos en UF de una nano y micro central hidroeléctrica

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entregada por las empresas Beta Hidroturbinas (Brazil) y Wasserkraft Volk AG – Chile

B.1.3 Energía eólica

Tabla B.4
Evaluación económica eólica 0,1 kW – 100 kW

Costos - 0,1kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Aerogenerador	13.3																				
Equipamiento eléctrico	10.7																				
Obra Civil	1																				
Varios	1																				
Subtotal Inversión	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
O&M	0	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30
Subtotal Reposición	0	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.8
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.1
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.9
Valor Actual de Costo UF	46.6	26	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	10.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	10.2
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 1,004,952	560746	28037	28037	28037	28037	28037	28037	28037	28037	219985	28037	28037	28037	28037	28037	28037	28037	28037	28037	219985
Costos - 0,5kW																					
Inversiones																					
Aerogenerador	14																				
Equipamiento eléctrico	11.8																				
Obra Civil	1																				
Varios	0.8																				
Subtotal Inversión	27.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
O&M	0	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38
Subtotal Reposición	0	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.8
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.0
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.8
Valor Actual de Costo UF	49.7	27.6	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	11.18	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	11.18
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 1,072,622	595253	29763	29763	29763	29763	29763	29763	29763	29763	241121	29763	29763	29763	29763	29763	29763	29763	29763	29763	241121

Anexo B – Evaluación económica de las energías renovables

Costos - 1kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Aerogenerador	29.6																				
Equipamiento eléctrico	23.8																				
Obra Civil	2																				
Varios	1.6																				
Subtotal Inversión	57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
O&M	0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Subtotal Operacional	0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14.6
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.2
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19.8
Valor Actual de Costo UF	82.8	57	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	20.8	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	20.8
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 1,785,242	1229327	21567	21567	21567	21567	21567	21567	21567	21567	448597	21567	21567	21567	21567	21567	21567	21567	21567	21567	448597
Costos - 5kW																					
Inversiones																					
Aerogenerador	148																				
Equipamiento eléctrico	122.4																				
Obra Civil	10																				
Varios	8																				
Subtotal Inversión	288.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
O&M	0	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
Subtotal Operacional	0	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	73	0	0	0	0	0	0	0	0	0	73
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	98	0	0	0	0	0	0	0	0	0	98
Valor Actual de Costo UF	424.6	288.4	5.768	5.768	5.768	5.768	5.768	5.768	5.768	5.768	103.768	5.768	5.768	5.768	5.768	5.768	5.768	5.768	5.768	5.768	103.768
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 9,158,477	6219963	124399	124399	124399	124399	124399	124399	124399	124399	2237979	124399	124399	124399	124399	124399	124399	124399	124399	124399	2237979
Costos - 10kW																					
Inversiones																					
Aerogenerador	296																				
Equipamiento eléctrico	245.8																				
Obra Civil	20																				
Varios	16																				
Subtotal Inversión	577.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
O&M	0	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556
Subtotal Operacional	0	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	146
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	196	0	0	0	0	0	0	0	0	0	196
Valor Actual de Costo UF	850.5	577.8	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	207.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	11.556	207.556
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 18,343,090	12461493	249230	249230	249230	249230	249230	249230	249230	249230	4476389	249230	249230	249230	249230	249230	249230	249230	249230	249230	4476389

Anexo B – Evaluación económica de las energías renovables

Costos - 15kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	
Inversiones																						
Aerogenerador	444																					
Equipamiento eléctrico	337.2																					
Obra Civil	30																					
Varios	24																					
Subtotal Inversión	835.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Operación y Mantención																						
O&M	0	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	
Subtotal Operacional	0	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	
Reposición																						
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	219	0	0	0	0	0	0	0	0	0	219	
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	269	0	0	0	0	0	0	0	0	0	269	
Valor Actual de Costo UF	1,218.4	835.2	16.704	16.704	16.704	16.704	16.704	16.704	16.704	16.704	16.704	16.704	16.704	16.704	16.704	16.704	16.704	16.704	16.704	16.704	16.704	285.704
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																					
Valor Actual de Costo	\$ 26,277,901	18012875	360258	360258	360258	360258	360258	360258	360258	360258	360258	360258	360258	360258	360258	360258	360258	360258	360258	360258	360258	6161818
Costos - 20kW																						
Inversiones																						
Aerogenerador	592																					
Equipamiento eléctrico	470.4																					
Obra Civil	40																					
Varios	32																					
Subtotal Inversión	1134.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Operación y Mantención																						
O&M	0	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	
Subtotal Operacional	0	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	
Reposición																						
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	292	0	0	0	0	0	0	0	0	0	292	
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392	
Valor Actual de Costo UF	1,675.3	1134.4	22.688	22.688	22.688	22.688	22.688	22.688	22.688	22.688	22.688	22.688	22.688	22.688	22.688	22.688	22.688	22.688	22.688	22.688	22.688	414.688
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																					
Valor Actual de Costo	\$ 36,132,080	24465764	489315	489315	489315	489315	489315	489315	489315	489315	489315	489315	489315	489315	489315	489315	489315	489315	489315	489315	489315	8943634
Costos - 30kW																						
Inversiones																						
Aerogenerador	888																					
Equipamiento eléctrico	705.6																					
Obra Civil	60																					
Varios	48																					
Subtotal Inversión	1701.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Operación y Mantención																						
O&M	0	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	
Subtotal Operacional	0	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	
Reposición																						
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	438	0	0	0	0	0	0	0	0	0	438	
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	588	0	0	0	0	0	0	0	0	0	588	
Valor Actual de Costo UF	2,513.0	1701.6	34.032	34.032	34.032	34.032	34.032	34.032	34.032	34.032	34.032	34.032	34.032	34.032	34.032	34.032	34.032	34.032	34.032	34.032	34.032	622.032
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																					
Valor Actual de Costo	\$ 54,198,120	36698645	733973	733973	733973	733973	733973	733973	733973	733973	733973	733973	733973	733973	733973	733973	733973	733973	733973	733973	733973	13415451

Anexo B – Evaluación económica de las energías renovables

Costos - 50kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Aerogenerador	1480																				
Equipamiento eléctrico	1164																				
Obra Civil	100																				
Varios	80																				
Subtotal Inversión	2824	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantención																					
O&M	0	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
Subtotal Operacional	0	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	730	0	0	0	0	0	0	0	0	0	730
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	930	0	0	0	0	0	0	0	0	0	930
Valor Actual de Costo UF	4,135.4	2824	56.48	56.48	56.48	56.48	56.48	56.48	56.48	56.48	986.48	56.48	56.48	56.48	56.48	56.48	56.48	56.48	56.48	56.48	986.48
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 89,189,709	60905603	1218112	1218112	1218112	1218112	1218112	1218112	1218112	1218112	21275552	1218112	1218112	1218112	1218112	1218112	1218112	1218112	1218112	1218112	21275552
Costos - 80kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Aerogenerador	2638																				
Equipamiento eléctrico	1176																				
Obra Civil	160																				
Varios	128																				
Subtotal Inversión	4102	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantención																					
O&M	0	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
Subtotal Operacional	0	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	730	0	0	0	0	0	0	0	0	0	730
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	980	0	0	0	0	0	0	0	0	0	980
Valor Actual de Costo UF	5,722.6	4102	82.04	82.04	82.04	82.04	82.04	82.04	82.04	82.04	1062.04	82.04	82.04	82.04	82.04	82.04	82.04	82.04	82.04	82.04	1062.04
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 123,419,379	88468408	1769368	1769368	1769368	1769368	1769368	1769368	1769368	1769368	22905165	1769368	1769368	1769368	1769368	1769368	1769368	1769368	1769368	1769368	1769368
Costos - 100kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Aerogenerador	2960																				
Equipamiento eléctrico	2112																				
Obra Civil	200																				
Varios	160																				
Subtotal Inversión	5432	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantención																					
O&M	0	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163
Subtotal Operacional	0	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163
Reposición																					
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1460
Inversor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1760	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1760
Valor Actual de Costo UF	8,507.9	5432	162.96	162.96	162.96	162.96	162.96	162.96	162.96	162.96	1922.96	162.96	162.96	162.96	162.96	162.96	162.96	162.96	162.96	162.96	1922.96
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 183,491,346	117152704	3514581	3514581	3514581	3514581	3514581	3514581	3514581	3514581	41472748	3514581	3514581	3514581	3514581	3514581	3514581	3514581	3514581	3514581	3514581

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entregada por la empresa Soloner y empresa Inter American Eólica

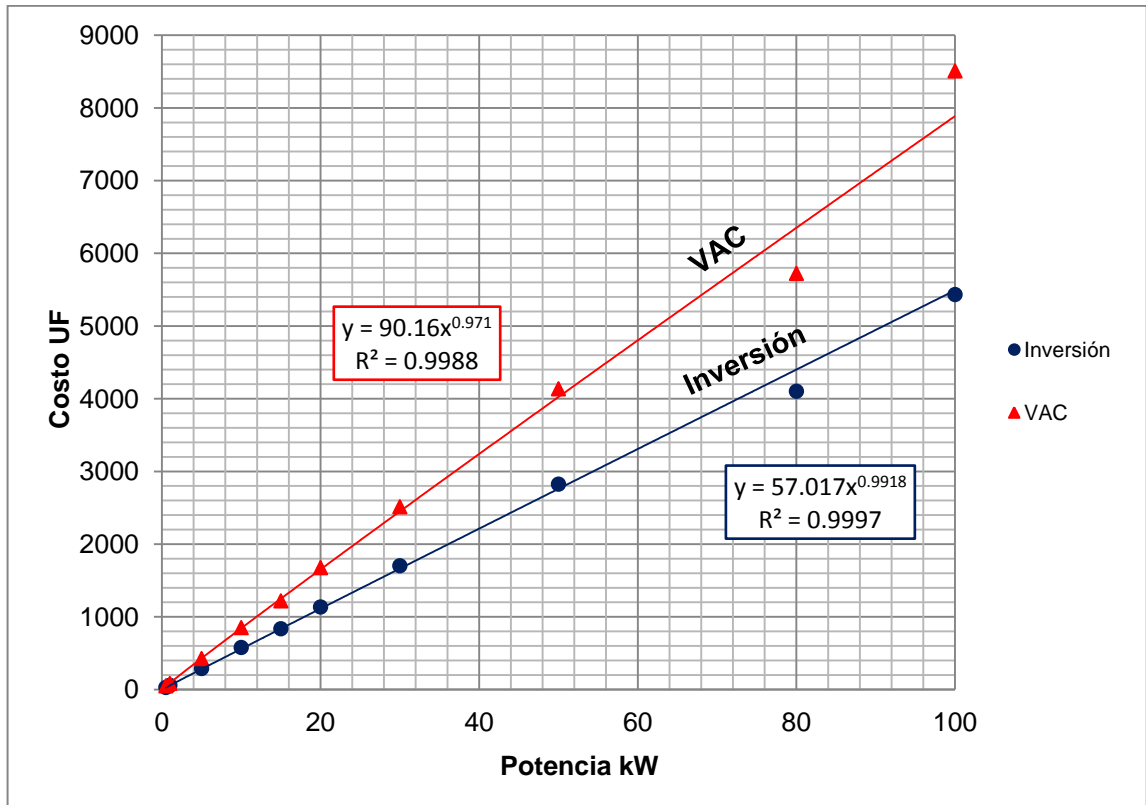


Figura B.7

Dispersión de puntos para costos en UF de un pequeño sistema eólico

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entregada por la empresa Soloner y empresa Inter American Eólica

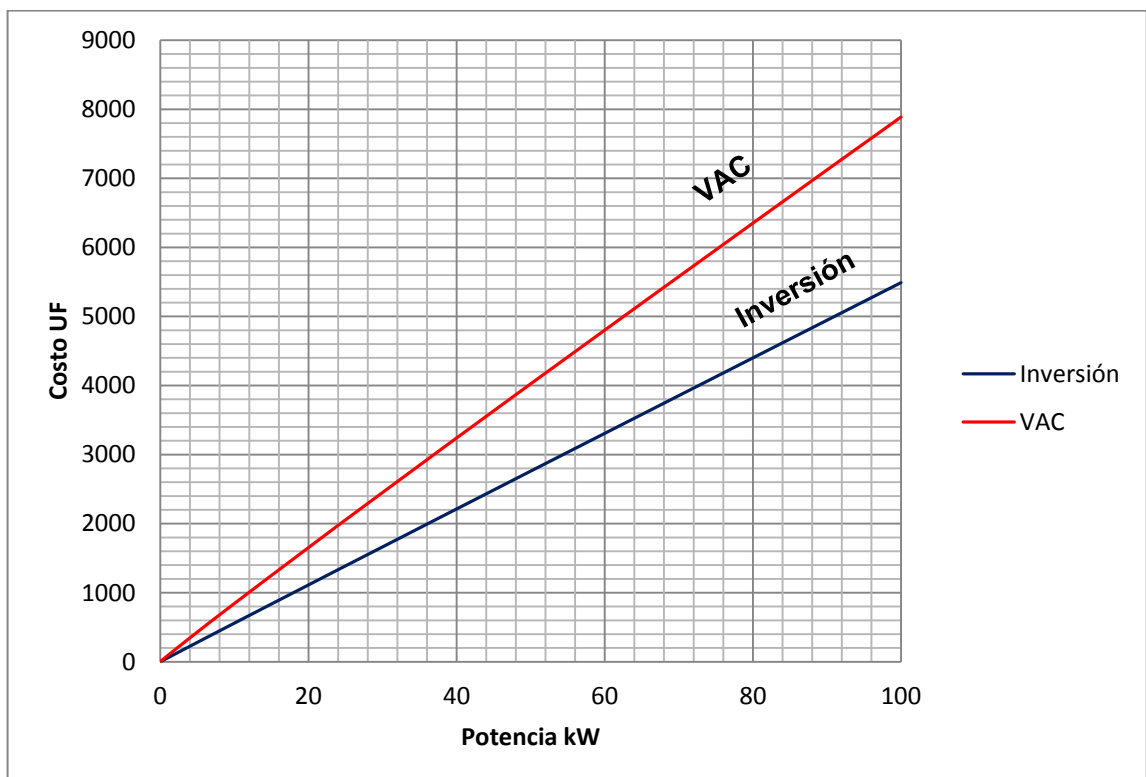


Figura B.7

Costos en UF de un pequeño sistema eólico

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entregada por la empresa Soloner y empresa Inter American Eólica

ANEXO C – EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS GENERADORES

C.1 CUBICACIÓN DE LAS CASETAS GRUPO GENERADOR

En las siguientes tablas se muestran las cubicaciones de las casetas del grupo generador.

Tabla C.1

Cubicación y presupuesto de casetas para grupo generador

Item	Uni	PU	CUBICACIÓN					
			Bodega	Menores de 10Kva	10 a 20 Kva	20 a 50 Kva	50 a 70 Kva	70 a 100 Kva
Escarpe	m ²	\$ 1,500	3.4	5.9	8.64	10.26	13.5	14.4
Excavación	m ³	\$ 2,500	0.9	1.5	1.88	2.12	2.52	2.64
Relleno Gravilla	m ³	\$ 7,500	0.24	0.32	0.77	0.68	1	1.1
Emplantillado	m ³	\$ 50,000	0.1	0.14	0.2	0.21	0.25	0.26
Hormigon H-15	m ³	\$ 75,000	1.2	1.5	1.88	2.12	2.52	2.64
Hormigon H-20	m ³	\$ 100,000	1	2.12	2.85	3.26	4.2	4.4
Acero A44-24H	Kg	\$ 1,250	63	119.6	149	168.2	207.8	227
Albañilería ladrillo	m ²	\$ 12,500	4	20.2	21.6	24.4	29	30.4
Estuco	m ²	\$ 3,500	8	0	0	0	0	0
Moldaje planos	m ²	\$ 7,500	11	16	24	27	34	35
Pintura con esmalte al agua	m ²	\$ 2,500	12.8	22	20	30	36	38
Pintura epóxica de protección	m ²	\$ 2,500	12.8	22	20	30	36	38
Revestimiento FONAC	m ²	\$ 15,000	0	20.5	25.6	28.24	35.34	37
Carpintería Metálica	GL	\$ 300,000	1	0.8	1	1	1	1
Acerra de Aceso	m ²	\$ 15,000	14	-	-	-	-	-
TOTAL			\$ 1,017,400	\$ 1,646,000	\$ 2,029,685	\$ 2,262,640	\$ 2,692,900	\$ 2,808,700
TOTAL UF (21-3-2011)			47.2	76.3	94.1	104.9	124.9	130.2

Fuente: Elaboración propia, a partir de Proyectos elaborados por la consultora Invar S.A.

C.2 PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN

Para estimar los costos de inversión y operación de los generadores se considero la misma evaluación descrita en el punto B.1.

El detalle de los mantenimientos utilizados para la evaluación se entrega en la tabla C.2.

Posteriormente se entrega el detalle de las evaluaciones económicas de los generadores, para diferentes potencias, resumidas en el capítulo 4.

C.2.1 Mantenimiento de los generadores

Tabla C.2
Tipo de mantenimientos para generadores

Mantenimiento Preventiva - 500 Horas	Mantenimiento Simple - 1000 Horas	Mantenimiento Completa - 5000 Horas
Cambio filtro aceite	Cambio filtro aceite	Cambio filtro aceite
Cambio filtro de combustible	Cambio filtro de combustible	Cambio filtro de combustible
Cambio pre filtro combustible	Cambio pre filtro combustible	Cambio pre filtro combustible
Cambio filtro aire	Cambio filtro aire	Cambio filtro aire
Cambio aceite motor	Cambio correa ventilador	Cambio correa ventilador
Revisar conexiones sistema eléctrico	Cambio empaquetadura tapa válvulas	Cambio empaquetadura tapa válvulas
Inspección de sensores	Cambio correa bomba de agua	Cambio sensor de temperatura
Revisión de batería	Cambio aceite motor	Cambio correa bomba de agua
Revisar sistemas de seguridad	Revisar conexiones sistema eléctrico	Mantenimiento accesorios motor
Chequear temperaturas	Inspección de sensores	Cambio líquido refrigerante
Revisión parámetros eléctricos	Revisión de batería	Cambio aceite motor
Revisar fugas de aceite y combustible	Revisar sistemas de seguridad	Revisar conexiones sistema eléctrico
Revisar enfriadores	Chequear temperaturas	Inspección de sensores
Pruebas de funcionamiento	Revisión parámetros eléctricos	Revisión de batería
Limpeza general	Revisar fugas de aceite y combustible	Revisar sistemas de seguridad
	Revisar enfriadores	Chequear temperaturas
	Revisar ductos de admisión	Revisión parámetros eléctricos
	Revisar conexiones de turbo	Revisar fugas de aceite y combustible
	Revisar soportes de motor	Revisar enfriadores
	Regular válvulas	Revisar ductos de admisión
	Pruebas de funcionamiento	Revisar conexiones de turbo
	Limpeza general	Revisar soportes de motor
		Regular válvulas
		Pruebas de funcionamiento
		Limpeza general

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entrega por la empresa Simma.

Tabla C.3

Evaluación técnica y económica de los generadores funcionando 12 horas

Modelo	Potencia		Inversión	Rendimiento	Consumo Anual				Mantenimiento		
	Kva	Kw			\$	l/h	Horas	Litros	\$/Lt	\$ Combustible	500 hr
E4500 L70	3.8	3	\$ 1,063,000	1.0	6570	6570	\$ 500	\$ 3,285,000	\$ 17,000	\$ 65,000	\$ 200,000
E6500 L100	5.9	5.3	\$ 1,384,000	1.4	6570	9198	\$ 500	\$ 4,599,000	\$ 30,000	\$ 107,341	\$ 335,400
E6000 L100	6.9	5.5	\$ 1,599,000	1.4	6570	9198	\$ 500	\$ 4,599,000	\$ 32,000	\$ 111,392	\$ 348,100
S9000	8.8	7.9	\$ 3,314,000	2.0	6570	13140	\$ 500	\$ 6,570,000	\$ 45,500	\$ 160,000	\$ 500,000
GBL22D	20	16	\$ 5,600,000	5.2	6570	34164	\$ 500	\$ 17,082,000	\$ 92,000	\$ 324,000	\$ 816,000
GBL30D	29	23.2	\$ 6,500,000	7.1	6570	46647	\$ 500	\$ 23,323,500	\$ 99,000	\$ 261,400	\$ 843,700
GBL40D	39.3	31.4	\$ 7,000,000	9.4	6570	61758	\$ 500	\$ 30,879,000	\$ 113,200	\$ 286,700	\$ 889,000
GSA65D	58	46	\$ 9,850,000	13.7	6570	90009	\$ 500	\$ 45,004,500	\$ 120,000	\$ 252,400	\$ 826,727
GSA80D	74	59	\$ 11,690,000	15.7	6570	103149	\$ 500	\$ 51,574,500	\$ 162,700	\$ 334,172	\$ 958,379
GSW110	102	82	\$ 13,000,000	22.2	6570	145854	\$ 500	\$ 72,927,000	\$ 196,946	\$ 418,700	\$ 1,049,100

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entrega por la empresa Simma y Simma Rent.

Tabla C.4

Evaluación técnica y económica de los generadores funcionando 18 horas

Modelo	Potencia		Inversión \$	Rendimiento l/h	Consumo Anual			Precio \$/Lt	\$ Combustible	Mantenimiento		
	Kva	Kw			Horas	Litros				500 hr	1000 hrs	5000 hrs
E4500 L70	3.8	3	\$ 1,063,000	1.0	4380	4380	\$ 500	\$ 2,190,000	\$ 17,000	\$ 65,000	\$ 200,000	
E6500 L100	5.9	5.3	\$ 1,384,000	1.4	4380	6132	\$ 500	\$ 3,066,000	\$ 30,000	\$ 107,341	\$ 335,400	
E6000 L100	6.9	5.5	\$ 1,599,000	1.4	4380	6132	\$ 500	\$ 3,066,000	\$ 32,000	\$ 111,392	\$ 348,100	
S9000	8.8	7.9	\$ 3,314,000	2.0	4380	8760	\$ 500	\$ 4,380,000	\$ 45,500	\$ 160,000	\$ 500,000	
GBL22D	20	16	\$ 5,600,000	5.2	4380	22776	\$ 500	\$ 11,388,000	\$ 92,000	\$ 324,000	\$ 816,000	
GBL30D	29	23.2	\$ 6,500,000	7.1	4380	31098	\$ 500	\$ 15,549,000	\$ 99,000	\$ 261,400	\$ 843,700	
GBL40D	39.3	31.4	\$ 7,000,000	9.4	4380	41172	\$ 500	\$ 20,586,000	\$ 113,200	\$ 286,700	\$ 889,000	
GSA65D	58	46	\$ 9,850,000	13.7	4380	60006	\$ 500	\$ 30,003,000	\$ 120,000	\$ 252,400	\$ 826,727	
GSA80D	74	59	\$ 11,690,000	15.7	4380	68766	\$ 500	\$ 34,383,000	\$ 162,700	\$ 334,172	\$ 958,379	
GSW110	102	82	\$ 13,000,000	22.2	4380	97236	\$ 500	\$ 48,618,000	\$ 196,946	\$ 418,700	\$ 1,049,100	

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entrega por la empresa Simma y Simma Rent.

C.2.2 Generadores funcionando 12 horas

Tabla C.5
Evaluación Generadores Diesel funcionando 12 horas

Costos - 3KW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Grupo Generador	49.3																				
Equipamiento eléctrico	4.9																				
Varios	0.2																				
Subtotal Inversión	54.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
Combustible	0	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5
Mantenimiento	0	3.8	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	0	3.8	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	0	3.8	9.3	9.3	9.3
Subtotal Operacional	0	105.3	110.8	110.8	110.8	110.8	110.8	110.8	110.8	101.5	105.3	110.8	110.8	110.8	110.8	110.8	101.5	105.3	110.8	110.8	110.8
Reposición																					
Generador	0	0	0	0	0	0	0	0	0	49.3	0	0	0	0	0	0	49.3	0	0	0	0
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	49.3	0	0	0	0	0	0	49.3	0	0	0	0
Valor Actual de Costo UF	1,255.3	54.5	105.3	110.8	110.8	110.8	110.8	110.8	110.8	150.8	105.3	110.8	110.8	110.8	110.8	110.8	150.8	105.3	110.8	110.8	110.8
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 27,072,153	1174902	2271020	2389639	2389639	2389639	2389639	2389639	2389639	3252325	2271020	2389639	2389639	2389639	2389639	2389639	3252325	2271020	2389639	2389639	2389639
Costos - 5.5KW																					
Inversiones																					
Grupo Generador	74.1																				
Equipamiento eléctrico	7.4																				
Varios	0.4																				
Subtotal Inversión	81.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
Combustible	0	142.2	142.2	142.2	142.2	142.2	142.2	142.2	142.2	142.2	142.2	142.2	142.2	142.2	142.2	142.2	142.2	142.2	142.2	142.2	142.2
Mantenimiento	0	6.6	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	0	6.6	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	0	6.6	16.1	16.1	16.1
Subtotal Operacional	0	148.8	158.3	158.3	158.3	158.3	158.3	158.3	158.3	142.2	148.8	158.3	158.3	158.3	158.3	158.3	142.2	148.8	158.3	158.3	158.3
Reposición																					
Generador	0	0	0	0	0	0	0	0	0	74.1	0	0	0	0	0	0	74.1	0	0	0	0
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	74.1	0	0	0	0	0	0	74.1	0	0	0	0
Valor Actual de Costo UF	1,795.3	81.9	148.8	158.3	158.3	158.3	158.3	158.3	158.3	216.3	148.8	158.3	158.3	158.3	158.3	158.3	216.3	148.8	158.3	158.3	158.3
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 38,718,683	1765928	3209190	3414078	3414078	3414078	3414078	3414078	3414078	4664972	3209190	3414078	3414078	3414078	3414078	3414078	4664972	3209190	3414078	3414078	3414078

Anexo C – Evaluación económica de los generadores

Costos - 7.9kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Grupo Generador	153.7																				
Equipamiento eléctrico	15.4																				
Varios	0.8																				
Subtotal Inversión	169.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenición																					
Combustible	0	203.1	203.1	203.1	203.1	203.1	203.1	203.1	203.1	203.1	203.1	203.1	203.1	203.1	203.1	203.1	203.1	203.1	203.1	203.1	203.1
Mantenimiento	0	9.5	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	0	9.5	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	0	9.5	23.2	23.2	23.2
Subtotal Operacional	0	212.6	226.3	226.3	226.3	226.3	226.3	226.3	203.1	212.6	226.3	226.3	226.3	226.3	226.3	226.3	203.1	212.6	226.3	226.3	226.3
Reposición																					
Generador	0	0	0	0	0	0	0	0	153.7	0	0	0	0	0	0	0	153.7	0	0	0	0
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	153.7	0	0	0	0	0	0	0	153.7	0	0	0	0
Valor Actual de Costo UF	2,662.8	169.8	212.6	226.3	226.3	226.3	226.3	226.3	356.8	212.6	226.3	226.3	226.3	226.3	226.3	226.3	356.8	212.6	226.3	226.3	226.3
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 57,429,590	3662931	4585174	4880644	4880644	4880644	4880644	4880644	7695156	4585174	4880644	4880644	4880644	4880644	4880644	4880644	7695156	4585174	4880644	4880644	4880644
Costos - 16kW																					
Inversiones																					
Grupo Generador	259.7																				
Equipamiento eléctrico	26.0																				
Varios	1.3																				
Subtotal Inversión	287.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenición																					
Combustible	0	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528
Mantenimiento	0	19.3	37.8	37.8	37.8	37.8	37.8	37.8	0	19.3	37.8	37.8	37.8	37.8	37.8	37.8	0	19.3	37.8	37.8	37.8
Subtotal Operacional	0	547.3	565.8	565.8	565.8	565.8	565.8	565.8	528.0	547.3	565.8	565.8	565.8	565.8	565.8	565.8	528.0	547.3	565.8	565.8	565.8
Reposición																					
Generador	0	0	0	0	0	0	0	0	259.7	0	0	0	0	0	0	0	259.7	0	0	0	0
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	259.7	0	0	0	0	0	0	0	259.7	0	0	0	0
Valor Actual de Costo UF	6,452.2	287.0	547.3	565.8	565.8	565.8	565.8	565.8	787.7	547.3	565.8	565.8	565.8	565.8	565.8	565.8	787.7	547.3	565.8	565.8	565.8
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 139,154,760	6189090	11803696	12202688	12202688	12202688	12202688	12202688	16988436	11803696	12202688	12202688	12202688	12202688	12202688	12202688	16988436	11803696	12202688	12202688	12202688
Costos - 23kW																					
Inversiones																					
Grupo Generador	301.4																				
Equipamiento eléctrico	30.1																				
Varios	1.5																				
Subtotal Inversión	333.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenición																					
Combustible	0	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721
Mantenimiento	0	16.7	39.1	39.1	39.1	39.1	39.1	39.1	0	16.7	39.1	39.1	39.1	39.1	39.1	39.1	0	16.7	39.1	39.1	39.1
Subtotal Operacional	0	737.7	760.1	760.1	760.1	760.1	760.1	760.1	721.0	737.7	760.1	760.1	760.1	760.1	760.1	760.1	721.0	737.7	760.1	760.1	760.1
Reposición																					
Generador	0	0	0	0	0	0	0	0	301.4	0	0	0	0	0	0	0	301.4	0	0	0	0
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	301.4	0	0	0	0	0	0	0	301.4	0	0	0	0
Valor Actual de Costo UF	8,586.9	333.0	737.7	760.1	760.1	760.1	760.1	760.1	1022.4	737.7	760.1	760.1	760.1	760.1	760.1	760.1	1022.4	737.7	760.1	760.1	760.1
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 185,193,976	7182871	15910079	16393183	16393183	16393183	16393183	16393183	22050244	15910079	16393183	16393183	16393183	16393183	16393183	16393183	22050244	15910079	16393183	16393183	16393183

Anexo C – Evaluación económica de los generadores

Costos - 31kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Grupo Generador	324.6																				
Equipamiento eléctrico	32.5																				
Varios	1.6																				
Subtotal Inversión	358.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
Combustible	0	954.5	954.5	954.5	954.5	954.5	954.5	954.5	954.5	954.5	954.5	954.5	954.5	954.5	954.5	954.5	954.5	954.5	954.5	954.5	954.5
Mantenimiento	0	18.5	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2	0	18.5	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2	0	18.5	41.2	41.2	41.2	41.2
Subtotal Operacional	0	973.0	995.7	995.7	995.7	995.7	995.7	995.7	954.5	973.0	995.7	995.7	995.7	995.7	995.7	954.5	973.0	995.7	995.7	995.7	995.7
Reposición																					
Generador	0	0	0	0	0	0	0	0	324.6	0	0	0	0	0	0	0	324.6	0	0	0	0
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	324.6	0	0	0	0	0	0	0	324.6	0	0	0	0
Valor Actual de Costo UF	11,127.3	358.7	973	995.7	995.7	995.7	995.7	995.7	1279.1	973	995.7	995.7	995.7	995.7	995.7	995.7	1279.1	973	995.7	995.7	995.7
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 239,984,754	7735766	20984827	21474401	21474401	21474401	21474401	21474401	27586529	20984827	21474401	21474401	21474401	21474401	21474401	21474401	27586529	20984827	21474401	21474401	21474401
Costos - 46kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Grupo Generador	456.7																				
Equipamiento eléctrico	45.7																				
Varios	2.3																				
Subtotal Inversión	504.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
Combustible	0	1391.1	1391.1	1391.1	1391.1	1391.1	1391.1	1391.1	1391.1	1391.1	1391.1	1391.1	1391.1	1391.1	1391.1	1391.1	1391.1	1391.1	1391.1	1391.1	1391.1
Mantenimiento	0	17.3	38.3	38.3	38.3	38.3	38.3	38.3	0	17.3	38.3	38.3	38.3	38.3	38.3	0	17.3	38.3	38.3	38.3	38.3
Subtotal Operacional	0	1408.4	1429.4	1429.4	1429.4	1429.4	1429.4	1429.4	1391.1	1408.4	1429.4	1429.4	1429.4	1429.4	1429.4	1391.1	1408.4	1429.4	1429.4	1429.4	1429.4
Reposición																					
Generador	0	0	0	0	0	0	0	0	456.7	0	0	0	0	0	0	0	456.7	0	0	0	0
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	456.7	0	0	0	0	0	0	0	456.7	0	0	0	0
Valor Actual de Costo UF	15,995.3	504.7	1408.4	1429.4	1429.4	1429.4	1429.4	1429.4	1847.8	1408.4	1429.4	1429.4	1429.4	1429.4	1429.4	1429.4	1847.8	1408.4	1429.4	1429.4	1429.4
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 344,972,439	10883933	30375160	30828070	30828070	30828070	30828070	30828070	39851761	30375160	30828070	30828070	30828070	30828070	30828070	30828070	39851761	30375160	30828070	30828070	30828070
Costos - 59kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Grupo Generador	542																				
Equipamiento eléctrico	54.2																				
Varios	2.7																				
Subtotal Inversión	598.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
Combustible	0	1594.2	1594.2	1594.2	1594.2	1594.2	1594.2	1594.2	1594.2	1594.2	1594.2	1594.2	1594.2	1594.2	1594.2	1594.2	1594.2	1594.2	1594.2	1594.2	1594.2
Mantenimiento	0	23.0	44.4	44.4	44.4	44.4	44.4	44.4	0	23.0	44.4	44.4	44.4	44.4	44.4	0	23.0	44.4	44.4	44.4	44.4
Subtotal Operacional	0	1617.2	1638.6	1638.6	1638.6	1638.6	1638.6	1638.6	1594.2	1617.2	1638.6	1638.6	1638.6	1638.6	1638.6	1594.2	1617.2	1638.6	1638.6	1638.6	1638.6
Reposición																					
Generador	0	0	0	0	0	0	0	0	542	0	0	0	0	0	0	0	542	0	0	0	0
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	542	0	0	0	0	0	0	0	542	0	0	0	0
Valor Actual de Costo UF	18,378.0	598.9	1617.2	1638.6	1638.6	1638.6	1638.6	1638.6	2136.2	1617.2	1638.6	1638.6	1638.6	1638.6	1638.6	1638.6	2136.2	1617.2	1638.6	1638.6	1638.6
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 396,361,092	12916776	34878379	35339916	35339916	35339916	35339916	35339916	46071724	34878379	35339916	35339916	35339916	35339916	35339916	35339916	46071724	34878379	35339916	35339916	35339916

Anexo C – Evaluación económica de los generadores

Costos - 82kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Grupo Generador	602.8																				
Equipamiento eléctrico	60.3																				
Varios	3.0																				
Subtotal Inversión	666.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
Combustible	0	2254.3	2254.3	2254.3	2254.3	2254.3	2254.3	2254.3	2254.3	2254.3	2254.3	2254.3	2254.3	2254.3	2254.3	2254.3	2254.3	2254.3	2254.3	2254.3	2254.3
Mantenimiento	0	28.5	48.6	48.6	48.6	48.6	48.6	48.6	48.6	0	28.5	48.6	48.6	48.6	48.6	48.6	0	28.5	48.6	48.6	48.6
Subtotal Operacional	0	2282.8	2302.9	2302.9	2302.9	2302.9	2302.9	2302.9	2302.9	2254.3	2282.8	2302.9	2302.9	2302.9	2302.9	2302.9	2254.3	2282.8	2302.9	2302.9	2302.9
Reposición																					
Generador	0	0	0	0	0	0	0	0	602.8	0	0	0	0	0	0	0	602.8	0	0	0	0
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	0	0	602.8	0	0	0	0	0	0	0	602.8	0	0	0	0
Valor Actual de Costo UF	25,537.2	666.1	2282.8	2302.9	2302.9	2302.9	2302.9	2302.9	2302.9	2857.1	2282.8	2302.9	2302.9	2302.9	2302.9	2302.9	2857.1	2282.8	2302.9	2302.9	2302.9
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 550,765,323	14365743	49233467	49666967	49666967	49666967	49666967	49666967	49666967	61619476	49233467	49666967	49666967	49666967	49666967	49666967	61619476	49233467	49666967	49666967	49666967

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entregada por la empresa Simma y Simma Rent

C.2.3 Generadores funcionando 18 horas

Tabla C.6
Evaluación Generadores Diesel funcionando 18 horas

Costos - 3kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Grupo Generador	49.3																				
Equipamiento eléctrico	4.9																				
Varios	0.2																				
Subtotal Inversión	54.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenimiento																					
Combustible	0	152.3	152.3	152.3	152.3	152.3	152.3	152.3	152.3	152.3	152.3	152.3	152.3	152.3	152.3	152.3	152.3	152.3	152.3	152.3	152.3
Mantenimiento	0	13.1	9.3	9.3	9.3	9.3	0	13.1	9.3	9.3	9.3	9.3	0	13.1	9.3	9.3	9.3	9.3	0	13.1	9.3
Subtotal Operacional	0	165.4	161.6	161.6	161.6	161.6	152.3	165.4	161.6	161.6	161.6	161.6	152.3	165.4	161.6	161.6	161.6	161.6	152.3	165.4	161.6
Reposición																					
Generador	0	0	0	0	0	0	49.3	0	0	0	0	0	49.3	0	0	0	0	0	49.3	0	0
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	49.3	0	0	0	0	0	49.3	0	0	0	0	0	49.3	0	0
Valor Actual de Costo UF	1,831.3	54.5	165.4	161.6	161.6	161.6	201.6	165.4	161.6	161.6	161.6	161.6	201.6	165.4	161.6	161.6	161.6	161.6	201.6	165.4	161.6
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 39,495,114	1174902	3567205	3485250	3485250	3485250	4347935	3567205	3485250	3485250	3485250	3485250	4347935	3567205	3485250	3485250	3485250	3485250	4347935	3567205	3485250

Anexo C – Evaluación económica de los generadores

Costos - 5.5kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Grupo Generador	74.1																				
Equipamiento eléctrico	7.4																				
Varios	0.4																				
Subtotal Inversión	81.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenición																					
Combustible	0	213.2	213.2	213.2	213.2	213.2	213.2	213.2	213.2	213.2	213.2	213.2	213.2	213.2	213.2	213.2	213.2	213.2	213.2	213.2	213.2
Mantenimiento	0	22.8	16.1	16.1	16.1	16.1	0	22.8	16.1	16.1	16.1	16.1	0	22.8	16.1	16.1	16.1	16.1	0	22.8	16.1
Subtotal Operacional	0	236.0	229.3	229.3	229.3	229.3	213.2	236.0	229.3	229.3	229.3	229.3	213.2	236.0	229.3	229.3	229.3	229.3	213.2	236.0	229.3
Reposición																					
Generador	0	0	0	0	0	0	74.1	0	0	0	0	0	74.1	0	0	0	0	0	74.1	0	0
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	74.1	0	0	0	0	0	74.1	0	0	0	0	0	74.1	0	0
Valor Actual de Costo UF	2,607.7	81.9	236	229.3	229.3	229.3	287.3	236	229.3	229.3	229.3	229.3	287.3	236	229.3	229.3	229.3	229.3	287.3	236	229.3
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 56,240,967	1765928	5089845	4945345	4945345	4945345	6196239	5089845	4945345	4945345	4945345	4945345	6196239	5089845	4945345	4945345	4945345	4945345	6196239	5089845	4945345
Costos - 7.9kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Grupo Generador	153.7																				
Equipamiento eléctrico	15.4																				
Varios	0.8																				
Subtotal Inversión	169.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenición																					
Combustible	0	304.6	304.6	304.6	304.6	304.6	304.6	304.6	304.6	304.6	304.6	304.6	304.6	304.6	304.6	304.6	304.6	304.6	304.6	304.6	304.6
Mantenimiento	0	32.7	23.2	23.2	23.2	23.2	0	32.7	23.2	23.2	23.2	23.2	0	32.7	23.2	23.2	23.2	23.2	0	32.7	23.2
Subtotal Operacional	0	337.3	327.8	327.8	327.8	327.8	304.6	337.3	327.8	327.8	327.8	327.8	304.6	337.3	327.8	327.8	327.8	327.8	304.6	337.3	327.8
Reposición																					
Generador	0	0	0	0	0	0	153.7	0	0	0	0	0	153.7	0	0	0	0	0	153.7	0	0
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	153.7	0	0	0	0	0	153.7	0	0	0	0	0	153.7	0	0
Valor Actual de Costo UF	3,847.4	169.8	337.3	327.8	327.8	327.8	458.3	337.3	327.8	327.8	327.8	327.8	458.3	337.3	327.8	327.8	327.8	327.8	458.3	337.3	327.8
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 82,978,093	3662931	7274596	7069708	7069708	7069708	9884220	7274596	7069708	7069708	7069708	7069708	9884220	7274596	7069708	7069708	7069708	7069708	9884220	7274596	7069708
Costos - 16kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Grupo Generador	259.7																				
Equipamiento eléctrico	26.0																				
Varios	1.3																				
Subtotal Inversión	287.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenición																					
Combustible	0	792	792	792	792	792	792	792	792	792	792	792	792	792	792	792	792	792	792	792	792
Mantenimiento	0	57.1	37.8	37.8	37.8	37.8	0	57.1	37.8	37.8	37.8	37.8	0	57.1	37.8	37.8	37.8	37.8	0	57.1	37.8
Subtotal Operacional	0	849.1	829.8	829.8	829.8	829.8	792.0	849.1	829.8	829.8	829.8	829.8	792.0	849.1	829.8	829.8	829.8	829.8	792.0	849.1	829.8
Reposición																					
Generador	0	0	0	0	0	0	259.7	0	0	0	0	0	259.7	0	0	0	0	0	259.7	0	0
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	259.7	0	0	0	0	0	259.7	0	0	0	0	0	259.7	0	0
Valor Actual de Costo UF	9,433.3	287.0	849.1	829.8	829.8	829.8	1051.7	849.1	829.8	829.8	829.8	829.8	1051.7	849.1	829.8	829.8	829.8	829.8	1051.7	849.1	829.8
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 203,449,802	6189090	18312659	17896413	17896413	17896413	22682161	18312659	17896413	17896413	17896413	17896413	22682161	18312659	17896413	17896413	17896413	17896413	22682161	18312659	17896413

Anexo C – Evaluación económica de los generadores

Costos - 23kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Grupo Generador	301.4																				
Equipamiento eléctrico	30.1																				
Varios	1.5																				
Subtotal Inversión	333.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenición																					
Combustible	0	1081.4	1081.4	1081.4	1081.4	1081.4	1081.4	1081.4	1081.4	1081.4	1081.4	1081.4	1081.4	1081.4	1081.4	1081.4	1081.4	1081.4	1081.4	1081.4	1081.4
Mantenimiento	0	55.8	39.1	39.1	39.1	39.1	0	55.8	39.1	39.1	39.1	39.1	0	55.8	39.1	39.1	39.1	39.1	0	55.8	39.1
Subtotal Operacional	0	1137.2	1120.5	1120.5	1120.5	1120.5	1081.4	1137.2	1120.5	1120.5	1120.5	1120.5	1081.4	1137.2	1120.5	1120.5	1120.5	1120.5	1081.4	1137.2	1120.5
Reposición																					
Generador	0	0	0	0	0	0	301.4	0	0	0	0	0	301.4	0	0	0	0	0	301.4	0	0
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	301.4	0	0	0	0	0	301.4	0	0	0	0	0	301.4	0	0
Valor Actual de Costo UF	12,610.0	333.0	1137.2	1120.5	1120.5	1120.5	1382.8	1137.2	1120.5	1120.5	1120.5	1120.5	1382.8	1137.2	1120.5	1120.5	1120.5	1120.5	1382.8	1137.2	1120.5
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 271,962,627	7182871	24526152	24165980	24165980	24165980	29823041	24526152	24165980	24165980	24165980	24165980	29823041	24526152	24165980	24165980	24165980	24165980	29823041	24526152	24165980
Costos - 31kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Grupo Generador	324.6																				
Equipamiento eléctrico	32.5																				
Varios	1.6																				
Subtotal Inversión	358.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenición																					
Combustible	0	1431.8	1431.8	1431.8	1431.8	1431.8	1431.8	1431.8	1431.8	1431.8	1431.8	1431.8	1431.8	1431.8	1431.8	1431.8	1431.8	1431.8	1431.8	1431.8	1431.8
Mantenimiento	0	59.8	41.2	41.2	41.2	41.2	0	59.8	41.2	41.2	41.2	41.2	0	59.8	41.2	41.2	41.2	41.2	0	59.8	41.2
Subtotal Operacional	0	1491.6	1473.0	1473.0	1473.0	1473.0	1431.8	1491.6	1473.0	1473.0	1473.0	1473.0	1431.8	1491.6	1473.0	1473.0	1473.0	1473.0	1431.8	1491.6	1473.0
Reposición																					
Generador	0	0	0	0	0	0	324.6	0	0	0	0	0	324.6	0	0	0	0	0	324.6	0	0
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	324.6	0	0	0	0	0	324.6	0	0	0	0	0	324.6	0	0
Valor Actual de Costo UF	16,404.0	358.7	1491.6	1473	1473	1473	1756.4	1491.6	1473	1473	1473	1473	1756.4	1491.6	1473	1473	1473	1473	1756.4	1491.6	1473
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 353,787,708	7735766	32169546	31768397	31768397	31768397	37880525	32169546	31768397	31768397	31768397	31768397	37880525	32169546	31768397	31768397	31768397	31768397	37880525	32169546	31768397
Costos - 46kW	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																					
Grupo Generador	456.7																				
Equipamiento eléctrico	45.7																				
Varios	2.3																				
Subtotal Inversión	504.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenición																					
Combustible	0	2086.7	2086.7	2086.7	2086.7	2086.7	2086.7	2086.7	2086.7	2086.7	2086.7	2086.7	2086.7	2086.7	2086.7	2086.7	2086.7	2086.7	2086.7	2086.7	2086.7
Mantenimiento	0	55.6	38.3	38.3	38.3	38.3	0	55.6	38.3	38.3	38.3	38.3	0	55.6	38.3	38.3	38.3	38.3	0	55.6	38.3
Subtotal Operacional	0	2142.3	2125.0	2125.0	2125.0	2125.0	2086.7	2142.3	2125.0	2125.0	2125.0	2125.0	2086.7	2142.3	2125.0	2125.0	2125.0	2125.0	2086.7	2142.3	2125.0
Reposición																					
Generador	0	0	0	0	0	0	456.7	0	0	0	0	0	456.7	0	0	0	0	0	456.7	0	0
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	456.7	0	0	0	0	0	456.7	0	0	0	0	0	456.7	0	0
Valor Actual de Costo UF	23,644.2	504.7	2142.3	2125	2125	2125	2543.4	2142.3	2125	2125	2125	2125	2543.4	2142.3	2125	2125	2125	2125	2543.4	2142.3	2125
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 509,937,765	10883933	46203284	45830173	45830173	45830173	54853864	46203284	45830173	45830173	45830173	45830173	54853864	46203284	45830173	45830173	45830173	45830173	54853864	46203284	45830173

Anexo C – Evaluación económica de los generadores

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Costos - 59kW																					
Inversiones																					
Grupo Generador	542																				
Equipamiento eléctrico	54.2																				
Varios	2.7																				
Subtotal Inversión	598.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenición																					
Combustible	0	2391.3	2391.3	2391.3	2391.3	2391.3	2391.3	2391.3	2391.3	2391.3	2391.3	2391.3	2391.3	2391.3	2391.3	2391.3	2391.3	2391.3	2391.3	2391.3	2391.3
Mantenimiento	0	67.5	44.4	44.4	44.4	44.4	0	67.5	44.4	44.4	44.4	44.4	0	67.5	44.4	44.4	44.4	44.4	0	67.5	44.4
Subtotal Operacional	0	2458.8	2435.7	2435.7	2435.7	2435.7	2391.3	2458.8	2435.7	2435.7	2435.7	2435.7	2391.3	2458.8	2435.7	2435.7	2435.7	2435.7	2391.3	2458.8	2435.7
Reposición																					
Generador	0	0	0	0	0	0	542	0	0	0	0	0	542	0	0	0	0	0	542	0	0
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	542	0	0	0	0	0	542	0	0	0	0	0	542	0	0
Valor Actual de Costo UF	27,154.4	598.9	2458.8	2435.7	2435.7	2435.7	2933.3	2458.8	2435.7	2435.7	2435.7	2435.7	2933.3	2458.8	2435.7	2435.7	2435.7	2435.7	2933.3	2458.8	2435.7
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 585,643,435	12916776	53029284	52531083	52531083	52531083	63262892	53029284	52531083	52531083	52531083	52531083	63262892	53029284	52531083	52531083	52531083	52531083	63262892	53029284	52531083
Costos - 82kW																					
Inversiones																					
Grupo Generador	602.8																				
Equipamiento eléctrico	60.3																				
Varios	3.0																				
Subtotal Inversión	666.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y Mantenición																					
Combustible	0	3381.4	3381.4	3381.4	3381.4	3381.4	3381.4	3381.4	3381.4	3381.4	3381.4	3381.4	3381.4	3381.4	3381.4	3381.4	3381.4	3381.4	3381.4	3381.4	3381.4
Mantenimiento	0	77.2	48.6	48.6	48.6	48.6	0	77.2	48.6	48.6	48.6	48.6	0	77.2	48.6	48.6	48.6	48.6	0	77.2	48.6
Subtotal Operacional	0	3458.6	3430.0	3430.0	3430.0	3430.0	3381.4	3458.6	3430.0	3430.0	3430.0	3430.0	3381.4	3458.6	3430.0	3430.0	3430.0	3430.0	3381.4	3458.6	3430.0
Reposición																					
Generador	0	0	0	0	0	0	602.8	0	0	0	0	0	602.8	0	0	0	0	0	602.8	0	0
Subtotal Reposición	0	0	0	0	0	0	602.8	0	0	0	0	0	602.8	0	0	0	0	0	602.8	0	0
Valor Actual de Costo UF	37,847.2	666.1	3458.6	3430	3430	3430	3984.2	3458.6	3430	3430	3430	3430	3984.2	3458.6	3430	3430	3430	3430	3984.2	3458.6	3430
Valor UF (21-03-2011)	\$ 21,567.14																				
Valor Actual de Costo	\$ 816,255,962	14365743	74592110	73975290	73975290	73975290	85927799	74592110	73975290	73975290	73975290	73975290	85927799	74592110	73975290	73975290	73975290	73975290	85927799	74592110	73975290

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entregada por la empresa Simma y Simma Rent

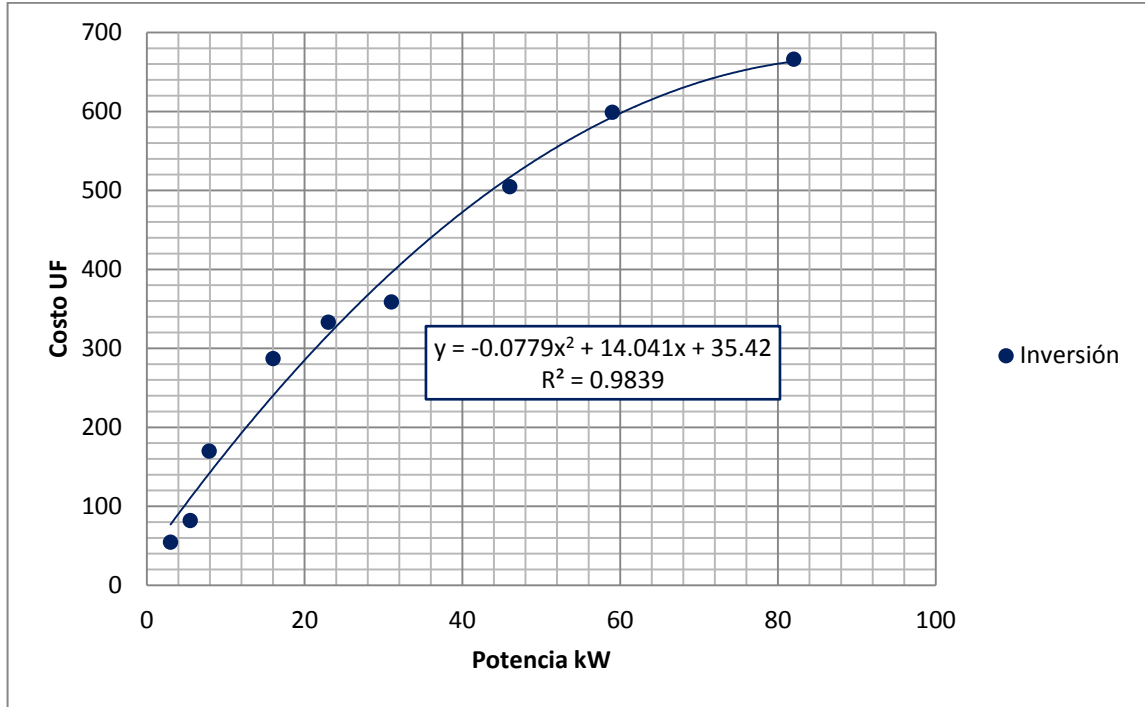


Figura C.1

Dispersión de puntos para costos en UF de la inversión de los generadores diesel

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entregada por la empresa Simma y Simma Rent

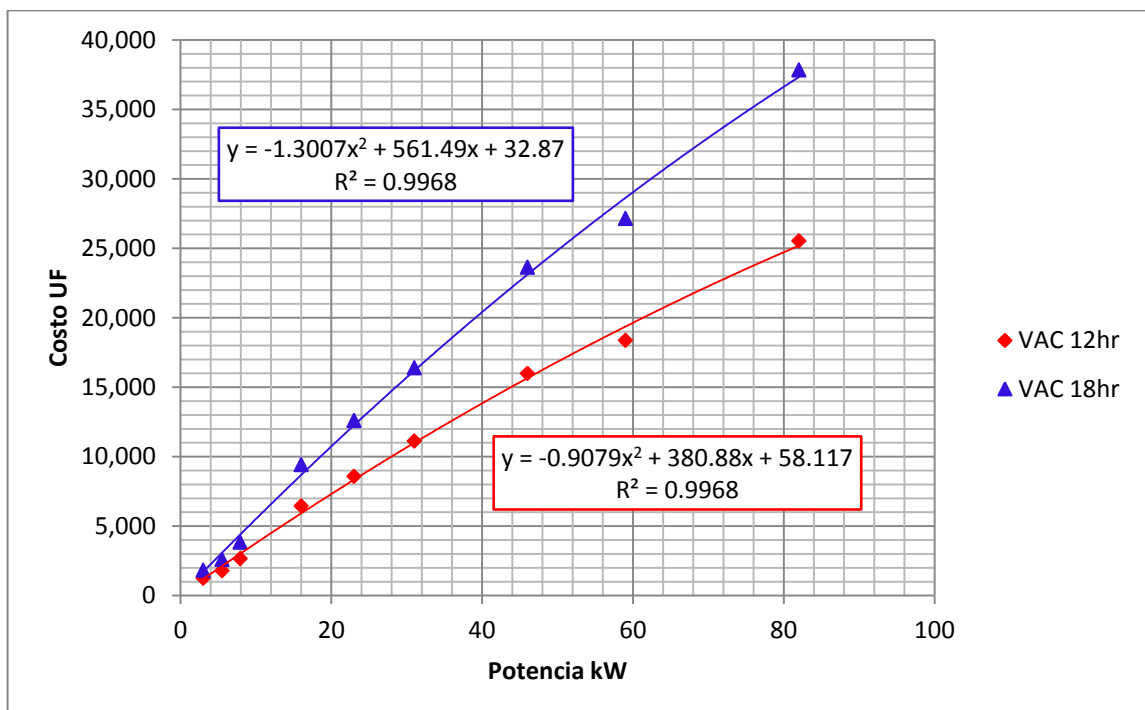


Figura C.2

Dispersión de puntos para costos en UF del VAC de los generadores diesel

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entregada por la empresa Simma y Simma Rent

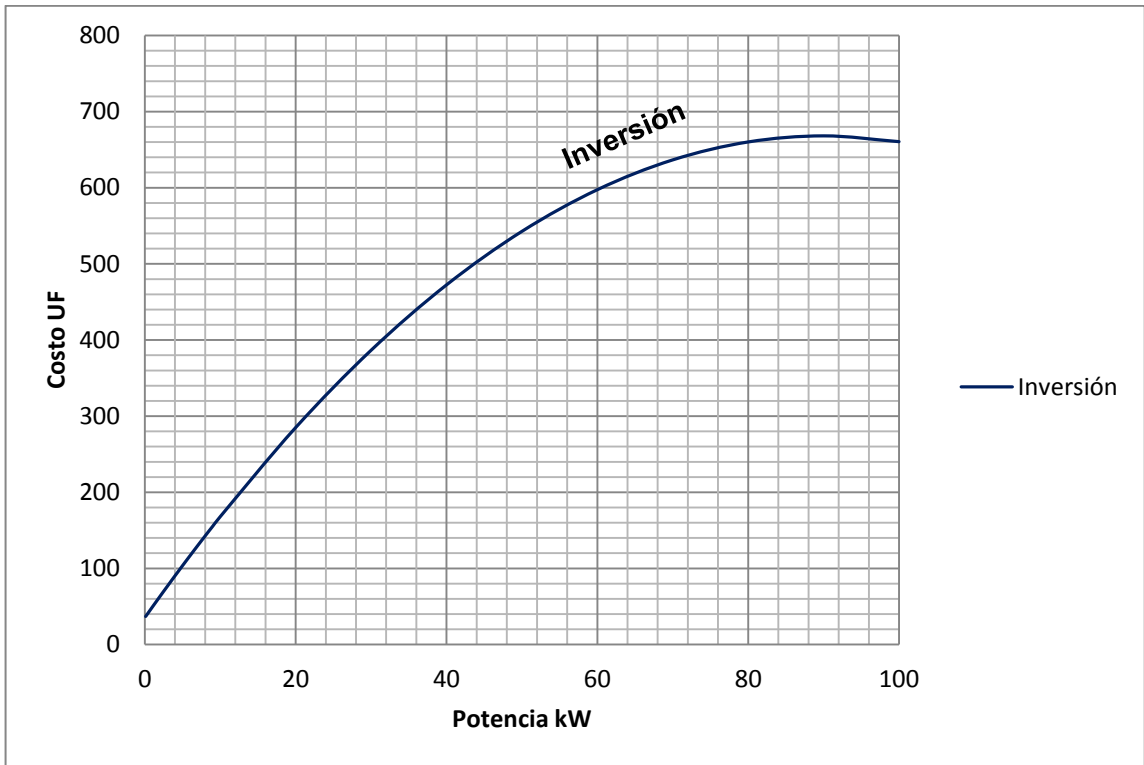


Figura C.3

Inversión en UF de un generador diesel

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entregada por la empresa Simma y Simma Rent

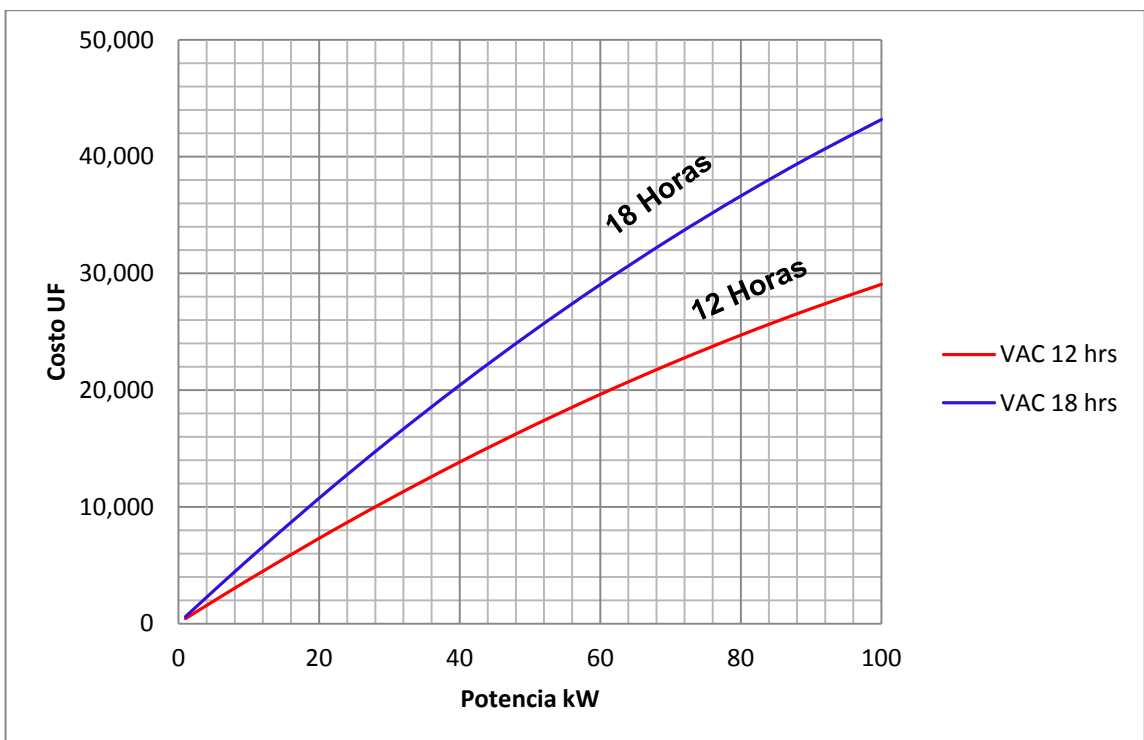


Figura C.4

VAC en UF de un generador diesel

Fuente: Elaboración propia, a partir de información entregada por la empresa Simma y Simma Rent