

UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO

FACULTAD DE INGENIERÍA DEPTO. ING. MECÁNICA



Estudio de factibilidad técnica económica para implementar sistema solar fotovoltaico en Proyecto Parque Urbano Cerro La Virgen, Yumbel.

Informe de Habilitación Profesional
presentado en conformidad a los requisitos
para optar al Título de Ingeniero Civil Mecánico

Profesor guía:

Sr.

REINALDO SÁNCHEZ ARRIAGADA

HÉCTOR PATRICIO PAREDES ÁVILA

CONCEPCIÓN – CHILE

2017

Sumario

La presente Habilitación Profesional tuvo como eje central, determinar los componentes principales de dos sistemas fotovoltaicos: uno autónomo (off grid) y otro conectado a red (on grid), cuyo fin fue satisfacer la iluminación total del parque urbano Cerro la Virgen de Yumbel y proveer parte de la demanda energética en instalaciones internas, respectivamente, además de evaluar la factibilidad económica de su implementación.

Se obtuvo datos de irradiación del lugar mediante el software online explorador solar y, junto con las características energéticas que posee el parque urbano, se dimensionaron los equipos necesarios para cada instalación en particular. Como referencia de costos del servicio eléctrico fueron seleccionadas las tarifas de la empresa Coelcha. Se valoró la producción de energía de las instalaciones, obteniendo indicadores económicos con los que se evaluó la factibilidad económica de implementar un proyecto de energías renovables (paneles fotovoltaicos) que complemente armonía con el medio ambiente en el cual se inserta el parque urbano en construcción.

Se detalló los costos de los componentes principales de las instalaciones on grid y off grid, y mediante “análisis de ciclo de vida de instalaciones y sistemas, Norma ASTM E917” se determinó el costo total de cada instalación y el costo total de cubrir la demanda energética por medio de la empresa distribuidora.

Para el caso de la instalación fotovoltaica on grid, se obtuvo un costo total según la norma igual a \$19447577, menor al costo total de no poseer el proyecto (\$25749313) y un periodo de recuperación de la inversión inicial igual a 7.74 años; caso contrario se reflejó en los resultados de la instalación fotovoltaica off grid, cuyo costo total según norma fue \$283239769, mayor al costo de no poseer el proyecto (\$ 68537308), sin recuperación de la inversión inicial.

La evaluación de factibilidad económica para la implementación de cada instalación en el parque urbano de Yumbel, dado los resultados de costos totales, permitió concluir que la alternativa de una instalación fotovoltaica on grid es atractiva para ser implementada, dado sus ventajas de costos en comparación a suministrar energía mediante la red, pero no entrega autosuficiencia como si lo haría la instalación off grid. En cambio para la instalación fotovoltaica off grid, sus costos totales de implementación no proporcionaron una ventaja comparado a los costos totales de la alternativa ya existente, por ende no resultaría conveniente para ser implementada y crear un parque autosustentable en términos de iluminación.

Índice General

Sumario	2
CAPÍTULO 1: Antecedentes generales del estudio.....	7
1.1 Introducción	7
1.2 Origen del tema	10
1.3 Objetivos:.....	11
1.3.1 Objetivo general.....	11
1.3.2 Objetivos específicos	11
1.4 Justificación:.....	12
1.5 Alcances del estudio:.....	12
1.6 Metodología:.....	13
CAPÍTULO 2: Marco teórico	14
2.1 Energía solar fotovoltaica.....	14
2.1.1 Irradiancia solar:.....	14
2.1.2 Irradiación solar:.....	15
2.2 Naturaleza de la energía solar.....	16
2.3 Medición de la radiación	17
2.4 La obtención de datos de energía solar	19
2.4.1 Estaciones satelitales:.....	19
2.5 Coordenadas solares	20
2.6 Criterios de orientación e inclinación.....	23
CAPÍTULO 3: Obtención de datos de energía solar mediante explorador solar	25
CAPÍTULO 4: Características del proyecto parque urbano Cerro la Virgen, Yumbel:	29
4.1 Instalación on grid (conectado a la red):.....	29
4.2 Instalación off grid (autónoma):	30
4.3 Detalle de planos en proyecto parque urbano Cerro la Virgen, Yumbel:.....	31
CAPÍTULO 5: Dimensionado de las instalaciones fotovoltaicas.	39
5.1 Dimensionado de la instalación fotovoltaica on grid:	40
5.1.1 Dimensionado de paneles fotovoltaicos:.....	40
5.1.2 Dimensionado del inversor on grid:.....	41
5.1.3 Dimensionado de conductores y protecciones de sobre corriente:.....	42
5.1.4 Selección de dispositivos de protección en tablero eléctrico:.....	47
5.1.5 Elección del medidor bidireccional:	49
5.1.6 Cálculo de costo energía eléctrica (Costo EE), producción de energía, cobertura solar (factor de servicio), demanda no cubierta, venta inyecciones, costo no cubierto y ahorro económico:	49
5.2 Dimensionado de la instalación fotovoltaica off grid:.....	53
5.2.1 Dimensionado de banco de baterías:.....	53
5.2.2 Dimensionado de paneles fotovoltaicos:.....	57
5.2.3 Dimensionado del regulador de carga:.....	57
5.2.4 Dimensionado del inversor off grid:	61
5.2.5 Dimensionado de conductores:.....	62
5.2.6 Cálculo de costo energía eléctrica (Costo EE), producción de energía, cobertura solar (factor de servicio) y ahorro económico:	67
5.3 Análisis de la estructura de soporte:	70
5.3.1 Análisis carga de nieve:	70

5.3.2 Análisis efecto del viento:.....	72
5.3.3 Análisis fuerza peso de los paneles sobre la estructura:.....	75
5.4 Ubicación instalaciones en parque Cerro la Virgen:	77
5.5 Mantenimiento de las instalaciones:	78
CAPÍTULO 6: Evaluación de inversión de las instalaciones fotovoltaicas.....	79
6.1 Componentes principales de la instalación fotovoltaica on grid:.....	79
6.1.1 Costos de principales inversiones de la instalación fotovoltaica on grid:.....	79
6.1.2 Costos de instalación de equipos y trámite TE4 de la instalación fotovoltaica on grid:	80
6.2 Componentes principales de la instalación fotovoltaica off grid:	80
6.2.1 Costos de principales inversiones de la instalación fotovoltaica off grid:.....	81
6.2.2 Costos de instalar equipos de la instalación off grid y trámite TE1:	81
6.3 Horizonte de evaluación:	82
6.4 Determinación de gastos de administración en período operacional:	82
6.5 Determinación de ahorros en período operacional:.....	82
6.6 Análisis de ciclo de vida de instalaciones y sistemas Norma ASTM E917:.....	82
6.6.1 Análisis de costo alternativa instalación on grid:.....	83
6.6.2 Análisis de costo alternativa instalación off grid:.....	85
6.7 Determinación periodo de recuperación de capital para instalación on grid:.....	87
6.8 Determinación periodo de recuperación de capital para instalación off grid:	88
CAPÍTULO 7: Discusión y conclusiones.....	89
CAPÍTULO 8: Bibliografía.....	92
CAPÍTULO 9: Anexos.....	94
ANEXO 1: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES DE ENERO	94
ANEXO 2: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES DE FEBRERO	95
ANEXO 3: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES DE MARZO	96
ANEXO 4: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES DE ABRIL.....	97
ANEXO 5: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES DE MAYO.....	98
ANEXO 6: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES DE JUNIO	99
ANEXO 7: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES DE JULIO	100
ANEXO 8: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES DE AGOSTO	101
ANEXO 9: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES DE SEPTIEMBRE	102
ANEXO 10: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES DE OCTUBRE.....	103
ANEXO 11: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES DE NOVIEMBRE	104
ANEXO 12: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES DE DICIEMBRE.....	105
ANEXO 13: TIPOS DE EMPALME	106
ANEXO 14: 4.4.1 NCH431.Of77, TABLA 2.....	107
ANEXO 15: FLUJO DE CAJA INSTALACIÓN ON GRID.....	108
ANEXO 16: FLUJO DE CAJA INSTALACIÓN OFF GRID.....	108
ANEXO 17: CARACTERÍSTICAS PANEL SOLAR KUHN PS-160MJ	109
ANEXO 18: CARACTERÍSTICAS INVERSOR ON GRID, FRONIUS SYMO 10.0-3-M	110
ANEXO 19: CARACTERÍSTICAS INVERSOR OFF GRID, PHOENIX 24/5000.....	111
ANEXO 20: CARACTERÍSTICAS REGULADOR DE CARGA, SMARTSOLAR MPPT 250/100.....	112
ANEXO 21: CARACTERÍSTICAS REGULADOR DE CARGA, BLUESOLAR MPPT 150/35	113
ANEXO 22: CARACTERÍSTICAS BATERÍAS, KAISE KBL 122000	114

Índice de Tablas y Figuras

TABLA 1: UBICACIÓN DEL SITIO SELECCIONADO.....	25
TABLA 2: PROMEDIO MENSUAL DE LA INSOLACIÓN DIARIA EN UNIDADES DE [kWh/m ² /día]. A) RADIACIÓN INCIDENTE EN EL PLANO HORIZONTAL. B) RADIACIÓN INCIDENTE EN UN PLANO CON INCLINACIÓN DE 30° Y AZIMUT -6°	26
TABLA 3: TEMPERATURA MEDIA. A) TEMPERATURA PROMEDIO MENSUAL, B) TEMPERATURA PROMEDIO POR CADA HORA	27
TABLA 4: VELOCIDAD DEL VIENTO A 5.5 [m]. A) PROMEDIO MENSUAL DE LA MAGNITUD DEL VIENTO, B) PROMEDIO DE LA MAGNITUD DEL VIENTO PARA CADA HORA	28
TABLA 5: DETALLES DE DEMANDA ENERGÉTICA TEÓRICA	34
TABLA 6: HORAS PROMEDIO MENSUAL DE LA DURACIÓN NOCHE	35
TABLA 7: COEFICIENTES DE PÉRDIDAS	37
TABLA 8: CONSUMO ENERGÉTICO DIARIO REAL	38
TABLA 9: CARACTERÍSTICAS DEL PANEL KUHN PS-160MJ	40
TABLA 10: CARACTERÍSTICAS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO ON GRID	41
TABLA 11: CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR FRONIUS SYMO 10.3-3M	42
TABLA 12: CONDUCTORES PARA DIFERENTES TRAMOS INSTALACIÓN ON GRID	46
TABLA 13: TARIFA BT1 DE COELCHA	49
TABLA 14: VALOR INYECCIÓN DE ENERGÍA	50
TABLA 15: EVALUACIÓN MENSUAL DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA ON GRID	51
TABLA 16: EVALUACIÓN DEL FACTOR OPERACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA ON GRID	52
TABLA 17: DETALLES DEL REGULADOR DE CARGA SMARTSOLAR-MPPT 250/100 PARA INSTALACIÓN OFF GRID	59
TABLA 18: DETALLES DEL REGULADOR DE CARGA BLUESOLAR- MPPT 150/35 PARA INSTALACIÓN OFF GRID	60
TABLA 19: DETALLES DEL INVERSOR OFF GRID VICTRON MODELO PHOENIX 24/5000 PARA INSTALACIÓN OFF GRID	62
TABLA 20: CONDUCTORES PARA DIFERENTES TRAMOS INSTALACIÓN OFF GRID	66
TABLA 21: EVALUACIÓN MENSUAL DE LA INSTALACIÓN OFF GRID	68
TABLA 22: EVALUACIÓN DEL FACTOR OPERACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA ON GRID	69
TABLA 23: SEGUNDA COMPROBACIÓN DE LA FUERZA DEL VIENTO POR UNIDAD DE ÁREA	74
TABLA 24: FUERZAS QUE ACTÚAN SOBRE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS Y ESTRUCTURA SOPORTE	76
TABLA 25: COSTO DE MANTENIMIENTO ANUAL DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	78
TABLA 26: EQUIPOS Y COMPONENTES INSTALACIÓN ON GRID	79
TABLA 27: COSTOS DE EQUIPOS Y COMPONENTES DE INSTALACIÓN ON GRID	79
TABLA 28: COSTOS DE INSTALACIÓN DE LOS EQUIPOS, FORMULARIO DECLARACIÓN TE4 Y TOTAL INVERSIÓN INICIAL INSTALACIÓN ON GRID	80
TABLA 29: EQUIPOS Y COMPONENTES INSTALACIÓN OFF GRID	80
TABLA 30: COSTOS DE EQUIPOS Y COMPONENTES DE INSTALACIÓN OFF GRID	81
TABLA 31: COSTOS DE INSTALACIÓN DE LOS EQUIPOS Y TOTAL INVERSIÓN INICIAL INSTALACIÓN OFF GRID	81
TABLA 32: COSTO TOTAL ALTERNATIVA INSTALACIÓN ON GRID	84
TABLA 33: COSTO TOTAL ALTERNATIVA INSTALACIÓN OFF GRID	87
TABLA 34: FLUJOS DE CAPITAL ACUMULADO Y PERIODO DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL, INSTALACIÓN ON GRID	87
TABLA 35: FLUJOS DE CAPITAL ACUMULADO, INSTALACIÓN OFF GRID	88

FIGURA 1: GRÁFICO DE IRRADIANCIA HORARIA EN YUMBEL PARA EL DÍA 30 DE ABRIL 15

FIGURA 2: GRÁFICO COMPARACIÓN IRRADIACIÓN PROMEDIO MENSUAL EN YUMBEL 16

FIGURA 3: A) ORIENTACIÓN DEL MÓDULO FV, B) INCLINACIÓN DEL MÓDULO FV 18

FIGURA 4: A) COORDENADAS ECUATORIALES, B) COORDENADAS HORIZONTALES 21

FIGURA 5: DIAGRAMA DE ELEVACIÓN SOLAR CIUDAD DE YUMBEL 23

FIGURA 6: MAPAS DEL SITIO SELECCIONADO..... 25

FIGURA 7: PROMEDIO MENSUAL DE LA INSOLACIÓN DIARIA INCIDENTE EN UN PLANO HORIZONTAL Y EN UN PLANO INCLINADO, SEPARADA EN SUS COMPONENTES DIRECTA, DIFUSA Y REFLEJADA DEL SUELO 26

FIGURA 8: A) CICLO ANUAL DE LA TEMPERATURA MEDIA, B) CICLO DIARIO DE LA TEMPERATURA MEDIA..... 27

FIGURA 9: A) CICLO ANUAL DE LA MAGNITUD DEL VIENTO, B) CICLO DIARIO DE LA MAGNITUD DEL VIENTO 28

FIGURA 10: PLANOS DE BAÑOS PATIO DE COMIDAS. A) PLANTA DE ALUMBRADO, B) PLANTA DE ENCHUFES 31

FIGURA 11: PLANOS DE VESTIDORES VARONES. A) PLANTA DE ALUMBRADO, B) PLANTA DE ENCHUFES 32

FIGURA 12: PLANOS DE VESTIDORES DAMAS. A) PLANTA DE ALUMBRADO, B) PLANTA DE ENCHUFES 32

FIGURA 13: PLANO DE ILUMINACIÓN EXTERIOR DEL PARQUE..... 33

FIGURA 14: ELEMENTOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS. A) INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED. B) INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA..... 39

FIGURA 15: PANEL FOTOVOLTAICO Y PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS ELECTRICAS 39

FIGURA 16: LOCALIZACIÓN DE LOS INTERRUPTORES DE DESCONEXIÓN CON LA RED 48

FIGURA 17: FUERZA DEL VIENTO SOBRE EL PANEL FOTOVOLTAICO, PRIMERA COMPROBACIÓN 74

FIGURA 18: FUERZA DEL VIENTO SOBRE EL PANEL FOTOVOLTAICO, SEGUNDA COMPROBACIÓN 75

FIGURA 19: DISEÑO DE ESTRUCTURA TRI-STAND DE LA EMPRESA TRITEC-INTERVENTO 76

FIGURA 20: UBICACIÓN DE INSTALACIÓN ON GRID E INSTALACIÓN OFF GRID 77

CAPÍTULO 1: Antecedentes generales del estudio

1.1 Introducción

Las energías renovables se caracterizan porque en sus procesos de transformación y aprovechamiento en energía útil no se presenta una disminución ni agotamiento de los recursos utilizados en una escala humana. Entre estas fuentes de energías se encuentran: energía hidráulica, solar, eólica y de los océanos. Además, dependiendo de su forma de explotación, también pueden ser catalogadas como renovables la energía proveniente de la biomasa, la energía geotérmica y los biocombustibles.

Las energías renovables suelen clasificarse en convencionales y no convencionales, según sea el grado de desarrollo de las tecnologías para su aprovechamiento y la penetración en los mercados energéticos que presenten. Dentro de las convencionales, una de las más importantes es la hidráulica a gran escala.

En Chile se define como fuentes de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) a la energía eólica, la pequeña hidroeléctrica (centrales hasta 20 MW), la biomasa, el biogás, la geotermia, la solar y la energía de los mares.

El país ha confirmado su liderazgo de recursos en materia de energías renovables. Chile posee una de las radiaciones solares más altas del mundo, fuertes vientos de norte a sur para desarrollar energía eólica, un tremendo potencial de energía marina en las costas, gran capacidad para desarrollar biogás y un recurso geotérmico a lo largo de la cordillera.

En la última versión del “New Energy Finance Climасcope” elaborado por Bloomberg New Energy Finance y el banco interamericano de desarrollo, Chile alcanzó el primer lugar en inversión de energías renovables y en la lucha contra el cambio climático, en la región de América latina y el Caribe.

Esto se debe principalmente a la inversión récord en proyectos de energía renovable no convencional (ERNC), que se ha más que duplicado: saltando de 1,3 mil millones de dólares en 2014 a 3,2 mil millones de dólares en 2015. El ranking, considera cuatro variables: Marco propicio, inversión, cadena de valor y reducción de CO₂.

Frente a la creciente demanda energética se ha vuelto necesario buscar nuevas alternativas para la generación de electricidad, con lo cual el uso de fuentes de energía limpia como los paneles

fotovoltaicos son cada vez más atractivos. El año 2013 entró en vigencia la ley de impulso de las ERNC, llamada también ley 20/25, que en términos generales establece que al año 2025, un 20% de la matriz energética nacional deberá ser abastecida por ERNC.

Las ERNC cuentan con varias ventajas lo que las convierte en una opción factible para enfrentar el cambio climático y la seguridad de suministro de energía. Entre ellas destacan:

- Son inagotables y abundantes en Chile.
- Generan energía en forma limpia, evitan emisiones y gases de efecto invernadero.
- Disminuyen la importación de combustibles fósiles y así aumentan la independencia energética.
- Favorecen la seguridad de suministro al diversificar la matriz energética.
- Reducen nuestra exposición a la volatilidad de precios de los mercados energéticos externos.
- Producen energía a precios cada vez más competitivos.
- Tienen un amplio rango de aplicación, doméstica e industrial.
- Son una fuente energética para zonas aisladas y rurales.
- Crean empleos en las etapas de estudio, instalación, mantenimiento y operación de las plantas.
- Activan la economía en las regiones donde se instalan.

Las desventajas de las ERNC que podrían frenar su desarrollo son:

- Disponibilidad es intermitente (salvo geotérmica y biomasa).
- Están suscritas a determinadas localizaciones.
- Requieren grandes extensiones de terreno.
- Actualmente el kWh suele ser más caro que la energía tradicional.

Dentro de las ERNC se encuentra la generación eléctrica por medio de los módulos fotovoltaicos, dispositivos de estado sólido que convierten la luz solar directamente en electricidad sin intervención de máquinas o equipos rotatorios.

Este proceso se basa en la aplicación del efecto fotovoltaico, que se produce al incidir la luz sobre unos materiales denominados semiconductores; generando un flujo de electrones en el interior del material que se aprovecha para obtener energía eléctrica.

Las células fotovoltaicas tuvieron su primer gran campo de aplicación en el espacio. No fue hasta mediados de los 70 (a raíz de la primera crisis del petróleo) cuando se comenzaron a utilizar de forma comercial en aplicaciones terrestres.

Actualmente, las instalaciones fotovoltaicas se clasifican en términos generales en aquellas conectadas a la red (on grid) y las instalaciones autónomas (off grid). El presente proyecto se redacta con el fin de calcular la(s) instalación(es) correspondiente(s) a un sistema de generación de energía eléctrica, mediante el empleo de energía solar fotovoltaica.

En estos momentos ya conviene realizar una instalación fotovoltaica, ya que los costos han bajado mucho y el tiempo en el que se recupera la inversión es menor que antes debido también a que la eficiencia de los paneles fotovoltaicos hoy es mayor. Actualmente en Chile conviene realizar una instalación on grid para personas con acceso a la red siempre cuidando que la potencia instalada en paneles no supere lo que se consume dado que no es conveniente, pues la tarifa por kWh inyectado a la red que pagan las empresas distribuidoras es muy bajo. Este tipo de instalación tiene un tiempo de recuperación de la inversión menor a la instalación off grid, pero siempre ese tiempo va a depender de cuanta potencia instalada se tenga.

1.2 Origen del tema

En los últimos años, Yumbel se ha caracterizado por la incorporación de nuevos sectores culturales y de recreación para sus habitantes como para los turistas. La comuna tiene una superficie aproximada de 767.25 km², lo que equivale al 2.1% de la superficie del territorio de la VIII región, y a un 0.1% del territorio nacional. Las condiciones climáticas de la comuna de Yumbel, se encuentran fuertemente influidas por el factor orográfico de la cordillera de la costa y la presencia cercana del Valle del Bío-Bío. Ambos factores ejercen influencia sobre las precipitaciones y temperaturas. Se ha definido el clima de esta zona como clima mediterráneo (templado cálido), clima de abrigo en la depresión central, fuerte amplitud térmica y con más de 6 meses secos. Las precipitaciones oscilan alrededor de los 1.100 mm anuales, siendo el período de lluvias entre los meses de mayo a noviembre con máximo en los meses de invierno, por lo tanto climáticamente según estas estadísticas existe un potencial solar que podría ser eventualmente aprovechado. Actualmente se presencia el desarrollo de un parque urbano de grandes dimensiones, el área total a intervenir de este parque tiene una superficie de 19.9 hectáreas a realizarse en 5 etapas, además esto significa que existirá la necesidad de proporcionar de energía a dicho proyecto.

Yumbel posee actualmente dos distribuidores de energía eléctrica, los cuales son Frontel y Coelcha. Por ende, la dependencia energética y su costo asociado se traducen en la competencia directa de estas dos empresas distribuidoras del servicio. Con miras al constante crecimiento urbano de la comuna además de mitigar parte del consumo de electricidad del sistema interconectado, se vuelve prudente y atractivo el estudio de tecnologías alternativas y sustentables de energía que puedan aportar la obtención de los recursos naturales para su aprovechamiento y transformación en energía eléctrica.

1.3 Objetivos:

1.3.1 Objetivo general:

Determinar la factibilidad técnica y económica para la instalación de sistemas solares fotovoltaicos que permita satisfacer el consumo eléctrico total en iluminación y parte de éste en circuitos eléctricos internos, que demandará el proyecto Parque Urbano Cerro La Virgen, en comuna de Yumbel en su primera etapa.

1.3.2 Objetivos específicos:

- Evaluar demanda energética y determinar las Horas de sol equivalente HSe, con el fin de dimensionar la instalación, según datos del explorador solar, herramienta pública el recurso solar en Chile.
- Determinar el/los tipo/tipos de instalación que se adecúan en mejor medida a las características de demanda energética del parque.
- Establecer la ubicación de los paneles fotovoltaicos en un sector dentro del parque en construcción según la radiación de lugar.
- Dimensionar y seleccionar los equipos requeridos para satisfacer la demanda de consumo eléctrico y/o parte de ésta por medio del método Vatios-hora.
- Evaluar mediante indicadores económicos la viabilidad de proveer la energía eléctrica al parque mediante el uso de ERNC (instalación fotovoltaica).

1.4 Justificación:

El presente proyecto de renovación urbana a partir del desarrollo de la presente Habilitación Profesional, plantea fortalecer la identidad local de Yumbel, mediante dos ejes estructurales. El principal en sentido oriente-poniente, que se inicia en el lado oriente del estero Yumbel en dirección al Cerro La Virgen, abarcando las calles Castellón y Valdivia como par vial que pasan bordeando la plaza. El segundo eje en el sentido norte-sur partiendo del acceso norte en intersección de calle Cruz por el borde oriente y poniente del estero Yumbel hasta los pies del Cerro Centinela.

El proyecto detonante pretende la conciliación del uso de suelo para fines de eventos masivos de cultura, culto y esparcimiento, en armonía con el medio ambiente en el cual se inserta, que permita un lugar propio de reflexión y oración, además de actividades comerciales. El plan maestro del sector Cerro La Virgen, busca conformar un espacio físico de integración y encuentro social-cultural, especialmente habilitado para cumplir una diversidad de roles orientados a acoger las diferentes actividades y eventos masivos que se desarrollen durante todo el año, en un ambiente de seguridad, de confort y con las condiciones adecuadas, que realcen la magnitud de dichos eventos.

1.5 Alcances del estudio

Específicamente será objeto de estudio en esta Habilitación Profesional la incorporación de paneles fotovoltaicos para el suministro de electricidad y/o parte de ésta en el proyecto “Parque Urbano Cerro La Virgen, Yumbel” el cual actualmente presenta avances en su primera etapa y se gestiona obtener el financiamiento para la segunda, esta primera etapa presenta un detalle de potencias eléctricas entregadas por profesional del SERVIU que se considerará para dimensionar la instalación con la finalidad de detallar la factibilidad técnica económica de la implementación de los módulos fotovoltaicos según un sistema on grid u off grid, o ambos, dependiendo de las características de la demanda energética.

1.6 Metodología

Se comenzará entregando información relacionada con el proyecto, conceptos sobre la energía solar que permitan comprender y justificar el uso de los datos necesarios para desarrollar el estudio. La información de los datos de radiación solar de la localidad fue obtenida principalmente mediante el explorador de energía solar, desarrollado por la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile. Para la determinación de las horas de operación del alumbrado exterior fue necesario recopilar datos de hora de salida y puesta de sol con lo que se elaboró una tabla de los promedios mensuales de la duración de la noche. Se detalló el tipo de instalación adecuada para el proyecto según los requerimientos energéticos que presenta, siendo necesario la división de los requerimientos del parque en una instalación off grid para la iluminación exterior y una instalación on grid para las edificaciones que llevan una demanda interior de electricidad.

CAPÍTULO 2: Marco teórico:

2.1 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es la energía procedente del sol que se convierte en energía eléctrica de forma directa, sin ninguna conversión intermedia. Se produce mediante generadores fotovoltaicos compuestos por módulos fotovoltaicos conectados entre sí que a su vez están compuestos por unidades básicas denominadas células solares o fotovoltaicas.

El conjunto de módulos fotovoltaicos que componen un generador forma una superficie plana que tiene que ser expuesta a la luz del Sol para producir energía eléctrica. La inclinación y la orientación adecuadas de dicha superficie son fundamentales para conseguir una conversión eficiente de energía solar en energía eléctrica.

Existen dos conceptos básicos que permiten entender la energía solar fotovoltaica: irradiancia solar e irradiación solar.

2.1.1 Irradiancia solar: Es la magnitud que mide la potencia radiativa incidente de la radiación solar por unidad de superficie. Su unidad de medida es el W/m^2 (watt-metro cuadrado). La irradiancia solar varía de acuerdo a la hora del día y al día del año.

A modo de ejemplo: cuando sale el Sol en la mañana la irradiancia solar es baja. A medida que transcurre el día aumenta su altura y también la potencia incidente, siendo el peak máximo al medio día solar. Es decir, la máxima potencia de irradiancia llega al mismo tiempo que el sol alcanza su altura máxima. En un día despejado de verano puede alcanzar los $1000 W/m^2$ y más.

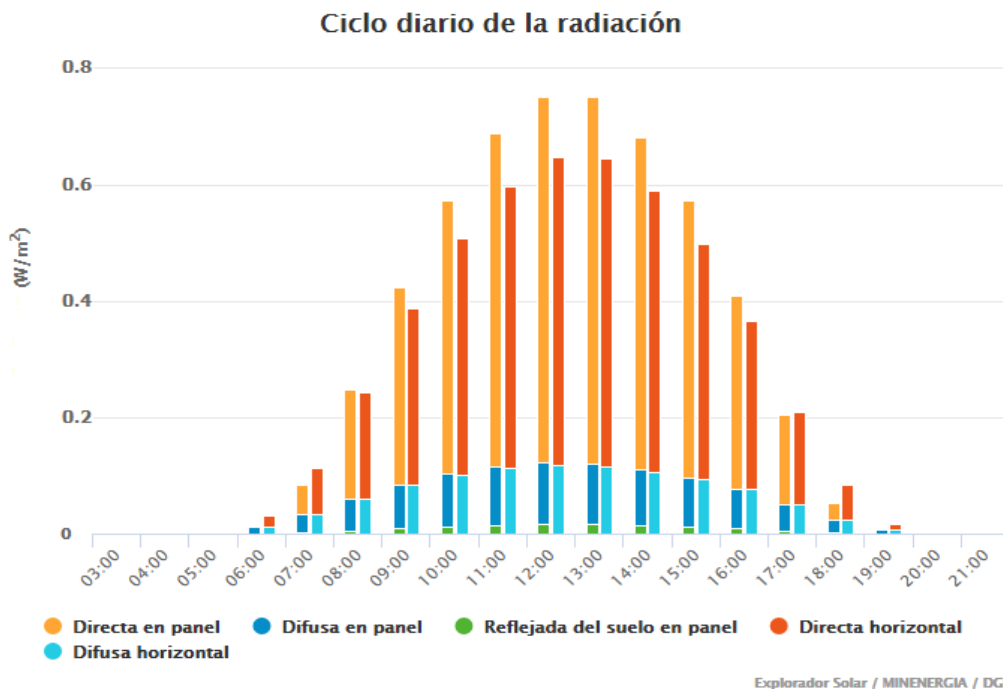


FIGURA 1: GRÁFICO DE IRRADIANCIA HORARIA EN YUMBEL PARA EL DÍA 30 DE ABRIL.

2.1.2 Irradiación solar: Es la magnitud que mide la integración de radiación solar (energía solar) incidente por unidad de superficie y en un periodo de tiempo dado, pudiendo ser por hora, día, mes o año. Se asocia al concepto de energía. Su unidad de medida es el kWh/m^2 (kilowatt-hora por metro cuadrado) en un determinado periodo.

La mayoría de los datos disponibles, son mediciones realizadas en plano horizontal. Por tanto al momento de utilizarlos deben corregirse de acuerdo a la inclinación y orientación de la superficie de captación solar. Para la corrección se deben utilizar los factores K, factor que corregirá la irradiación.

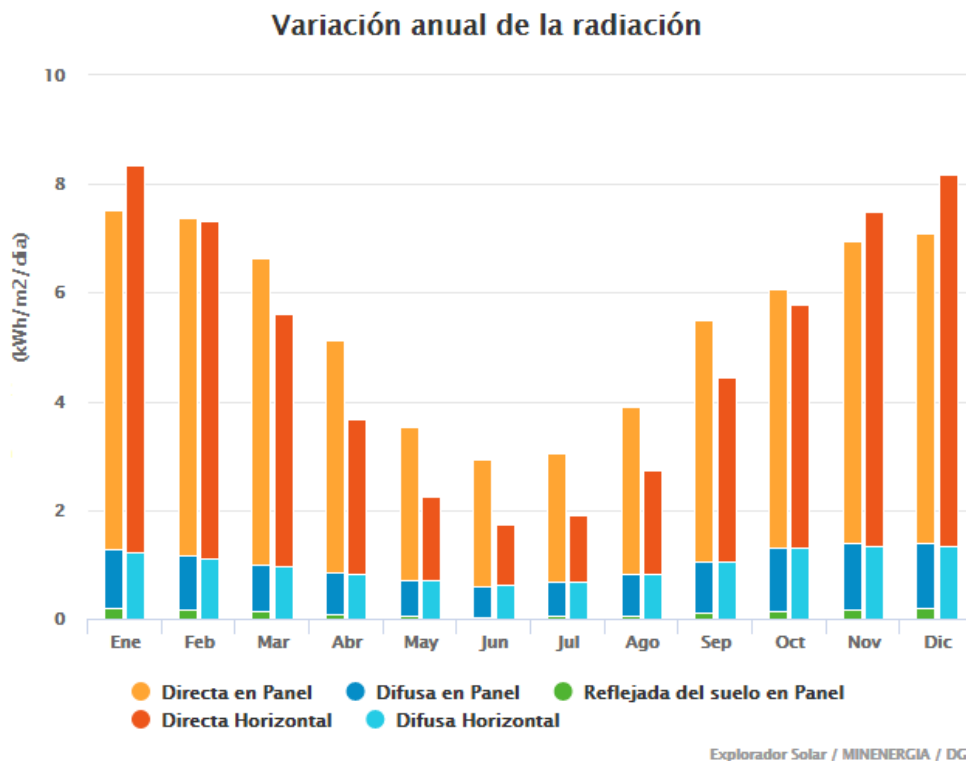


FIGURA 2: GRÁFICO COMPARACIÓN IRRADIACIÓN PROMEDIO MENSUAL EN YUMBEL.

2.2 Naturaleza de la energía solar

La energía solar es una onda de tipo electromagnética, que llega a la superficie terrestre desde el Sol en forma de ondas. Se caracteriza por ser:

- Un fenómeno cuántico. Es decir, la energía llega en cuantos, las que son llamadas fotones.
- A nivel de la Tierra la radiación solar abarca longitudes de los 0.3 a 2.5 μm (micrones) de longitud de onda.

El ojo humano es capaz de ver sólo la luz visible de la radiación solar, lo que equivale a un 46%. El 54% restante, el ojo humano no lo ve porque llega como radiación ultravioleta o de tipo infrarroja.

La radiación solar al momento de entrar a la atmósfera, se descompone en tres tipos de componentes de la radiación solar:

- Directa: Viene directamente del disco solar. Es la que proyecta sombra.

- Difusa: Viene de las otras direcciones de la bóveda celeste. No tiene una dirección preferencial. Es mucho menor en magnitud.

- Reflejada: Es la radiación solar que se refleja de objetos cercanos al observador (por ejemplo edificios, cerros).

La suma de estos tres tipos de radiaciones es la radiación global.

2.3 Medición de la radiación

La irradiancia e irradiación solar se representa para cada una de sus componentes como:

- I : Radiación extra-atmosférica
- G : Radiación global
- D : Radiación difusa
- B : Radiación directa
- R : Radiación reflejada

Con respecto a la disposición espacial de incidencia, se tienen las siguientes posibilidades:

- (Inclinación, orientación) $\rightarrow (\beta, \alpha)$
- (Horizontal) $\rightarrow (0)$
- (Superficie perpendicular al sol) $\rightarrow (n)$

Como ejemplo:

- (0) Irradiancia extra atmosférica.
- (0) Irradiación difusa diaria sobre superficie horizontal.
- (β, α) Promedio mensual de la irradiación global diaria sobre superficie inclinada
- (n) Irradiancia directa sobre una superficie perpendicular al rayo solar.

La incidencia de la radiación solar sobre una superficie captadora, es de suma importancia conocerla, pues la energía solar puede que se vea favorecida o desfavorecida con respecto a la energía absorbida en ciertos periodos del año. La mayoría de los datos disponibles de energía solar están medidos en un plano horizontal. Por tanto, se deben corregir de acuerdo a la inclinación (β) y orientación (α) que se le dé al sistema captador; en este caso los módulos FV.

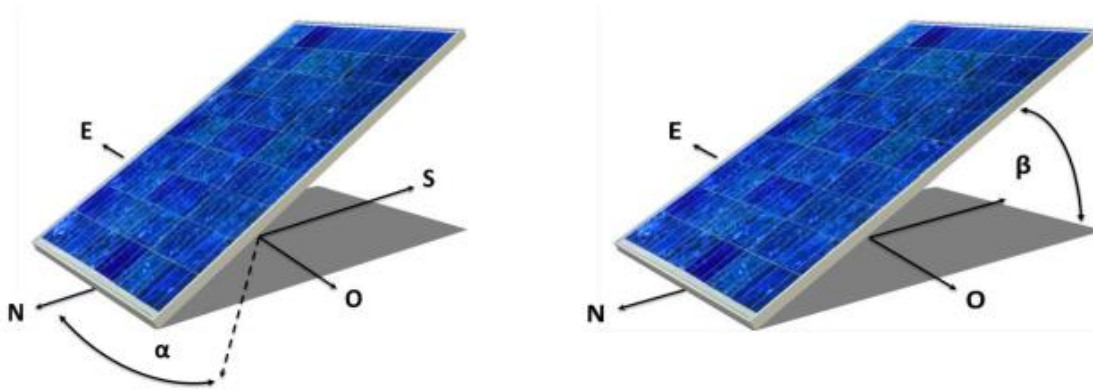


FIGURA 3: A) ORIENTACIÓN DEL MÓDULO FV, B) INCLINACIÓN DEL MÓDULO FV.

La radiación se puede medir en un plano horizontal, sin embargo, cuando los sistemas se inclinan y orientan para captar mejor la radiación, se define un componente β para “inclinación” y una α para “orientación”.

La inclinación (β) puede ir de 0° a los 90° mientras que la orientación (α) tiene que ver con el azimut. El azimut 0° corresponde a un sistema mirando directamente al norte geográfico; exactamente al Este, el azimut es de -90° ; Oeste 90° y hacia el sur es de 180° .

Al analizar un diseño o realizar una instalación, es primordial corregir los datos de radiación solar horizontal de acuerdo a la inclinación y orientación con que el sistema captador se realice.

Los datos deben ser corregidos con los llamados factores k (factor modificador del ángulo de incidencia de la radiación solar). Estos factores se encuentran en la Norma Técnica de la Ley de Franquicia Tributaria para Sistemas Solares Térmicos, donde hay factores k para todas las latitudes del país y que son aplicables a captadores fotovoltaicos.

Además de la latitud, también se deben tener en cuenta la incidencia local, como la humedad del ambiente o la nubosidad. La observación del lugar es básica. Además, la energía solar disminuye en invierno y aumenta en verano. No son radiaciones homogéneas.

2.4 La obtención de datos de energía solar

Los datos de radiación que se puedan encontrar tienen como procedencia dos posibles fuentes. O bien son datos medidos a partir de estaciones terrestres, o bien son estimaciones satelitales. En el desarrollo de esta Habilitación Profesional se dará uso de los datos obtenidos mediante estimaciones satelitales.

2.4.1 Estimaciones satelitales: Su precisión es menor que las estaciones terrestres, ya que están basadas en algoritmos de cálculo de tipo físico, meteorológico y geométrico, entre otros. Su ventaja es que abarca grandes extensiones geográficas, y su antigüedad promedio es de 20 años. También miden transparencia atmosférica.

Trabajan básicamente midiendo la transparencia atmosférica, a partir de cobertura de nubes, presencia de aerosoles, vapor de agua y Ozono, entre otros. Que sumado al dato de elevación y conforme a un modelo de balance energético, estiman la radiación incidente en la superficie terrestre.

Entre sus desventajas radica el hecho de que ofrecen una menor resolución temporal y que el error asociado aumenta cuando la medida entre dato y dato está más distanciada una de la otra.

Ahora bien, en virtud de sus ventajas y desventajas ambos modelos son complementarios. Y es muy común que se trabaje con datos satelitales validados con estaciones terrestres, pues permite conocer el recurso solar de una determinada localidad en un periodo corto de tiempo.

NASA: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>

Explorador Solar: <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2>

WRDC (World Radiation Data Center): <http://wrdc.mgo.rssi.ru/>

2.5 Coordenadas solares

Describe el movimiento del sol en un lugar y período de tiempo determinado. Permite:

- Conocer la disposición adecuada de los sistemas captadores.
- Estimar de forma muy correcta las pérdidas de energía debido a sombras (naturales y artificiales).
- Estimar de forma correcta la instalación de sistema de captación.
- Trabajar con software de simulación (PVsol, PVWatt, Retscreen, SolarGIS, HOMER etc). Además para conocer y corregir información de energía solar para diferentes inclinaciones y orientación.
- Evaluar emplazamientos con instrumentación.
- Planificar correctamente una instalación de captadores solares, dependiendo de las condiciones locales.
- Planificar correctamente una instalación, dependiendo de la demanda energética anual del usuario.

A nivel global, el movimiento de la Tierra con respecto al sol no es circular, sino elíptico. La distancia mínima del Sol con la Tierra es en los meses de verano, mientras que la mayor distancia corresponde a los meses de invierno. Además, el eje de rotación de la Tierra tiene una inclinación de 23.45° .

Conocer la posición del sol sirve para saber cuáles van a ser las distancias de las sombras que se produzcan a lo largo del día y año, producidas por las obstrucciones naturales y artificiales que existan en el lugar de instalación de los sistemas solares. Para conocerla, existen dos tipos de coordenadas:

- Coordenadas Ecuatoriales: El plano fundamental de medida es el Ecuador Celeste.
- Coordenadas Horizontales: El plano fundamental de medida es el horizonte del observador.

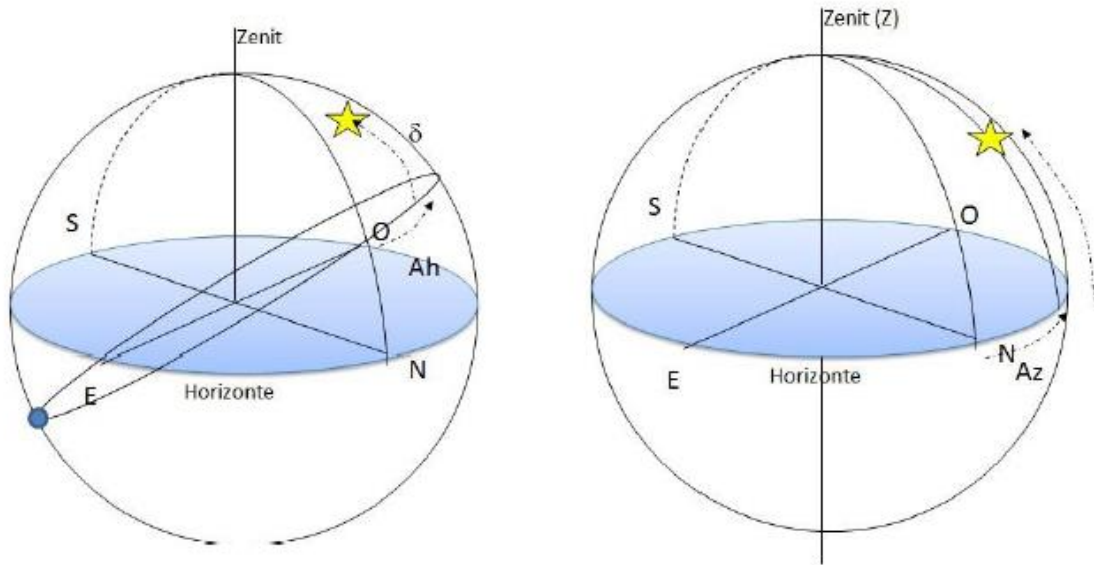


FIGURA 4: A) COORDENADAS ECUATORIALES, B) COORDENADAS HORIZONTALES

Las coordenadas ecuatoriales ubican la posición del sol en la declinación (δ) y el ángulo horario (Ah). Mientras que las coordenadas horizontales lo ubican en la altura (h) y azimut (Az).

La declinación solar, corresponde al ángulo que se forma entre el sol y la Tierra sobre tomando como punto de referencia el ecuador celeste. Varía entre 0° a $\pm 23.45^\circ$ siendo 0° en los equinoccios de otoño y primavera, con valores máximos de -23.45° en el solsticio de verano y 23.45° en el solsticio de invierno.

La declinación δ es un valor día y puede encontrarse en tablas, o bien calcularla con la ecuación de Cooper:

$$\delta(n) = 23.45 \text{sen} * \left[360 * \frac{284 + n}{365} \right]$$

Donde n es el día del año.

El ángulo horario ubica la posición del sol sobre el plano del ecuador celeste, tomando como ángulo inicial 0° , cuando el sol corta el meridiano que pasa por el punto del observador, con valores que van desde el 0° y $\pm 180^\circ$, valores negativos al este y positivos al oeste. El ángulo horario es un valor hora, tomando como base que la rotación de la Tierra es de 360° en 24 horas, por lo tanto el ángulo horario del Sol en cada hora variará 15° en su movimiento aparente sobre la bóveda celeste.

La altura solar toma como referencia el plano horizontal del observador, y corresponde al ángulo formado entre el plano horizontal y la posición del sol en la bóveda celeste. También se conoce como ángulo de elevación solar. Es un valor que varía en cada momento del día, siendo en un día su valor máximo cuando el sol corta el meridiano del lugar coincidente con el medio día solar.

La altura solar máxima y mínima en un lugar geográfico determinado, se puede calcular geoméricamente con las siguientes ecuaciones:

$$\text{Altura máxima} = 90 - 23,45 + |\text{Latitud}|$$

$$\text{Altura mínima} = 90 - 23,45 - |\text{Latitud}|$$

La información de altura solar es de suma importancia para calcular la ubicación óptima del sistema de captación solar y calcular las sombras que se producen debido a las sombras de obstrucciones naturales y artificiales.

El azimut corresponde al ángulo formado entre el norte geográfico (azimut 0°) y la posición del sol proyectada en el plano horizontal de la observación. Son valores de 0° a $\pm 180^\circ$, valores negativos al este y positivos al oeste del norte geográfico.

Conociendo la declinación solar (ángulo formado entre el ecuador celeste y la posición del sol); la altura solar, se puede comenzar a trabajar con los diagramas de elevación solar y los diagramas estereográficos.

<http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html> Sitio web de la Universidad de Óregon donde se pueden descargar diagramas de elevación solar para cualquier ciudad de Chile.

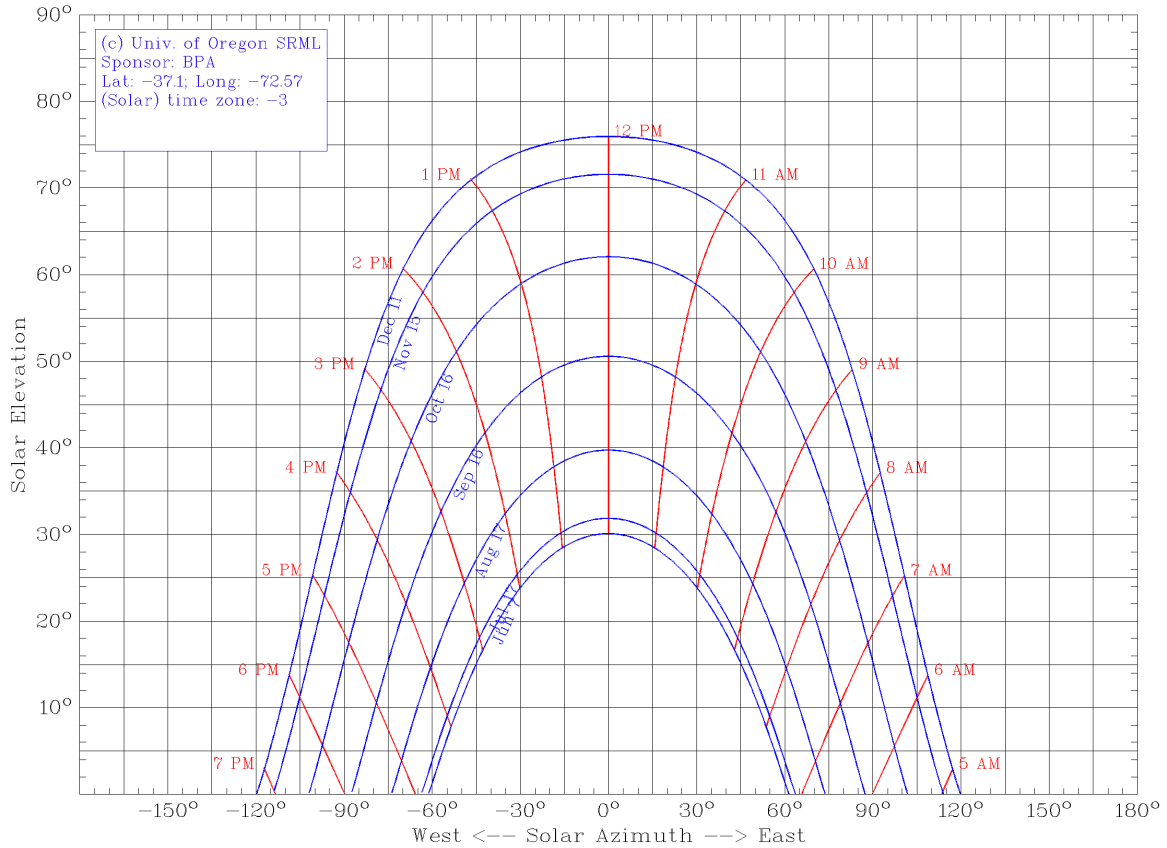


FIGURA 5: DIAGRAMA DE ELEVACIÓN SOLAR CIUDAD DE YUMBEL.

2.6 Criterios de orientación e inclinación

La instalación del sistema de captación en cuanto a inclinación y orientación en un lugar determinado dato (latitud), debe ser realizada para optimizar la mayor captación de la radiación solar según el tipo de usuario. Definido lo anterior, se procede a utilizar la “Altura solar” para realizar los cálculos de pérdidas por sombras, debido a los mismos captadores o producidas por otras obstrucciones naturales o artificiales (montañas, cerro, árboles, etc.).

Para la ubicación de un sistema de captación solar, se debe tener en cuenta:

- En verano, el sol tiene una mayor altura, es decir, un mayor ángulo de elevación.
- En invierno, el sol tiene menor altura.
- En verano, las sombras son más cortas.
- En invierno, las sombras son más largas.

- La orientación óptima siempre será el norte geográfico, con una variación máxima de (+,-) 15° al este u oeste.
- La salida y puesta del sol, variará en azimut todos los días del año.
- Realizar un levantamiento de las obstrucciones del lugar en cuento a altura y azimut de las mismas.

Con esta información, se debe hacer un análisis exhaustivo del recurso solar y emplazamiento donde se va a hacer la instalación para saber cuál es el lugar óptimo para el panel fotovoltaico.

El ángulo de inclinación óptimo de un sistema de captación está dado por la siguiente ecuación:

$$\beta_{\text{Óptimo}} = 3.7 + 0.69 * |\Phi|$$

Siendo Φ la latitud del lugar donde se realizará la instalación solar.

Para Yumbel el ángulo de inclinación óptimo sería:

$$\beta_{\text{Óptimo}} = 3.7 + 0.69 * |-37.01|$$

$\beta_{\text{Óptimo}} = 29.23^\circ \approx 30^\circ$, debido a que el mercado ofrece estructuras de 30°.

CAPÍTULO 3: Obtención de datos de energía solar mediante explorador solar.

Se presenta información sobre el recurso solar basada en la modelación numérica de la transferencia de radiación solar en la atmósfera y en datos satelitales de alta resolución.

Nombre	Cerro la Virgen, Yumbel.
Latitud	37.10°S
Longitud	72.57°O
Elevación	148 m

TABLA 1: UBICACIÓN DEL SITIO SELECCIONADO.

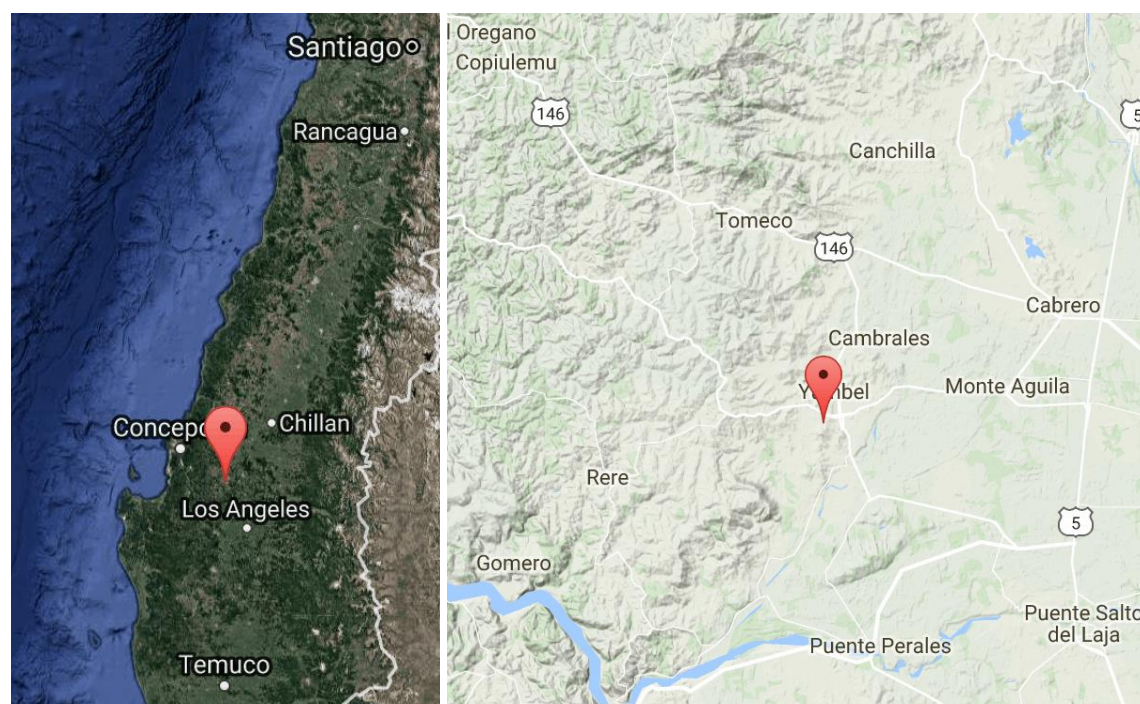


FIGURA 6: MAPAS DEL SITIO SELECCIONADO.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa	7.12	6.21	4.64	2.83	1.54	1.13	1.21	1.9	3.39	4.49	6.15	6.84
Difusa	1.23	1.09	0.97	0.84	0.72	0.62	0.7	0.84	1.06	1.3	1.34	1.34
Global	8.35	7.3	5.61	3.67	2.26	1.75	1.91	2.74	4.45	5.79	7.49	8.18

A)

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa	6.21	6.23	5.64	4.27	2.84	2.33	2.39	3.08	4.44	4.77	5.55	5.71
Difusa	1.11	0.98	0.87	0.75	0.65	0.55	0.63	0.75	0.95	1.17	1.2	1.2
Suelo	0.2	0.18	0.14	0.09	0.05	0.04	0.05	0.07	0.11	0.14	0.18	0.2
Global	7.52	7.39	6.65	5.11	3.54	2.92	3.07	3.9	5.5	6.08	6.93	7.11

B)

TABLA 2: PROMEDIO MENSUAL DE LA INSOLACIÓN DIARIA EN UNIDADES DE [kWh/m²/día]. A) RADIACIÓN INCIDENTE EN EL PLANO HORIZONTAL. B) RADIACIÓN INCIDENTE EN UN PLANO CON INCLINACIÓN DE 30° Y AZIMUT -6°.

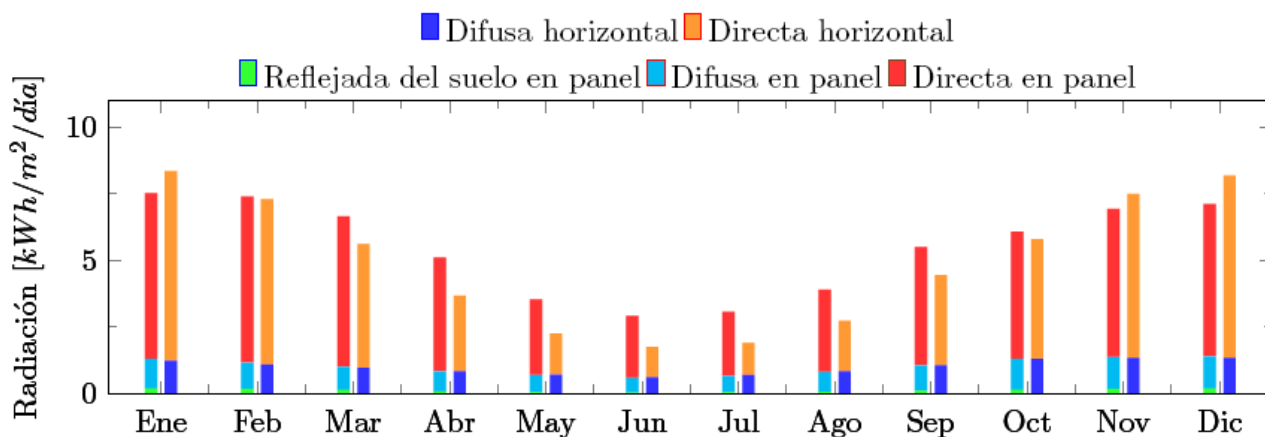


FIGURA 7: PROMEDIO MENSUAL DE LA INSOLACIÓN DIARIA INCIDENTE EN UN PLANO HORIZONTAL Y EN UN PLANO INCLINADO, SEPARADA EN SUS COMPONENTES DIRECTA, DIFUSA Y REFLEJADA DEL SUELO.

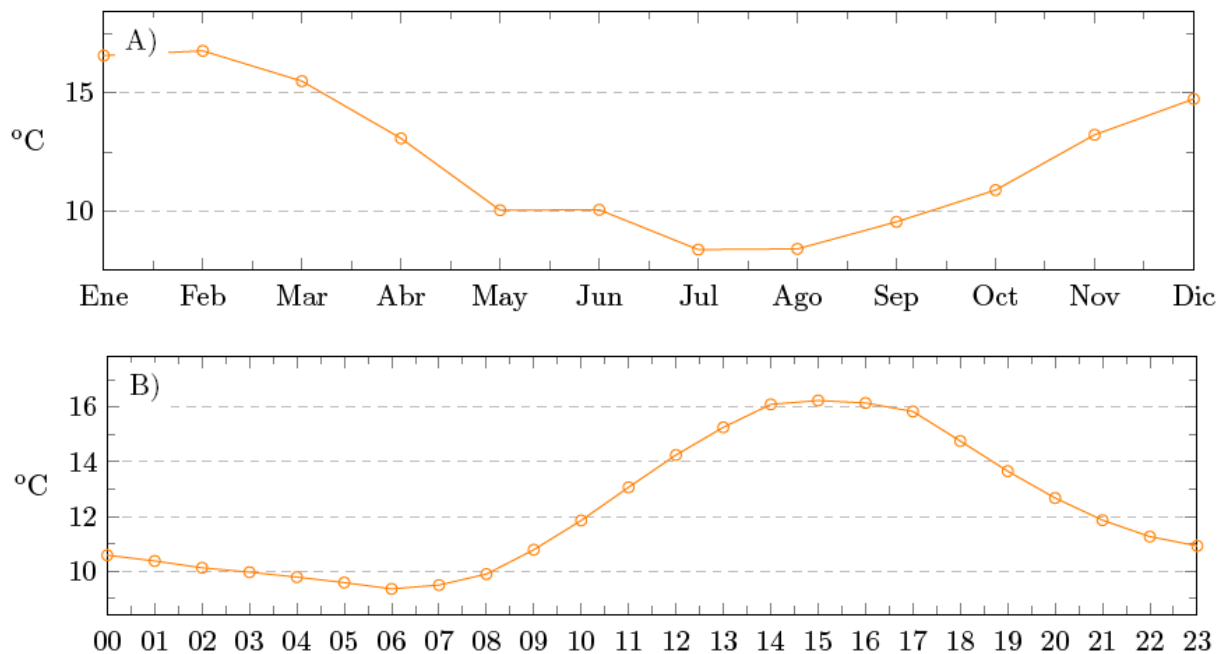


FIGURA 8: A) CICLO ANUAL DE LA TEMPERATURA MEDIA, B) CICLO DIARIO DE LA TEMPERATURA MEDIA.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
°C	16.57	16.77	15.49	13.08	10.05	10.07	8.39	8.42	9.56	10.9	13.23	14.74

A)

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
°C	10.59	10.38	10.13	9.97	9.79	9.59	9.36	9.5	9.9	10.79	11.86	13.07
Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
°C	14.25	15.26	16.1	16.24	16.15	15.84	14.76	13.66	12.68	11.87	11.27	10.93

B)

TABLA 3: TEMPERATURA MEDIA. A) TEMPERATURA PROMEDIO MENSUAL, B) TEMPERATURA PROMEDIO POR CADA HORA.

La velocidad del viento interviene en el enfriamiento de las celdas fotovoltaicas, y por lo tanto en su eficiencia, además puede afectar la integridad del montaje de los paneles. Las estimaciones de viento aquí presentadas corresponden a los resultados del explorador eólico para una altura de 5.5 metros, calculados con el modelo WRF a 1 [km] de resolución.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
m/s	3.68	3.64	3.17	3.02	2.93	3.68	3.74	3.64	3.21	2.9	3.58	3.44

A)

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
m/s	3.07	3.08	3.12	3.08	3.06	3.07	3.26	3.37	3.55	3.5	3.52	3.58

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
m/s	3.85	3.83	3.81	3.77	3.72	3.66	3.16	3.19	3.25	3.21	3.22	3.31

B)

TABLA 4: VELOCIDAD DEL VIENTO A 5.5 [m]. A) PROMEDIO MENSUAL DE LA MAGNITUD DEL VIENTO, B) PROMEDIO DE LA MAGNITUD DEL VIENTO PARA CADA HORA.

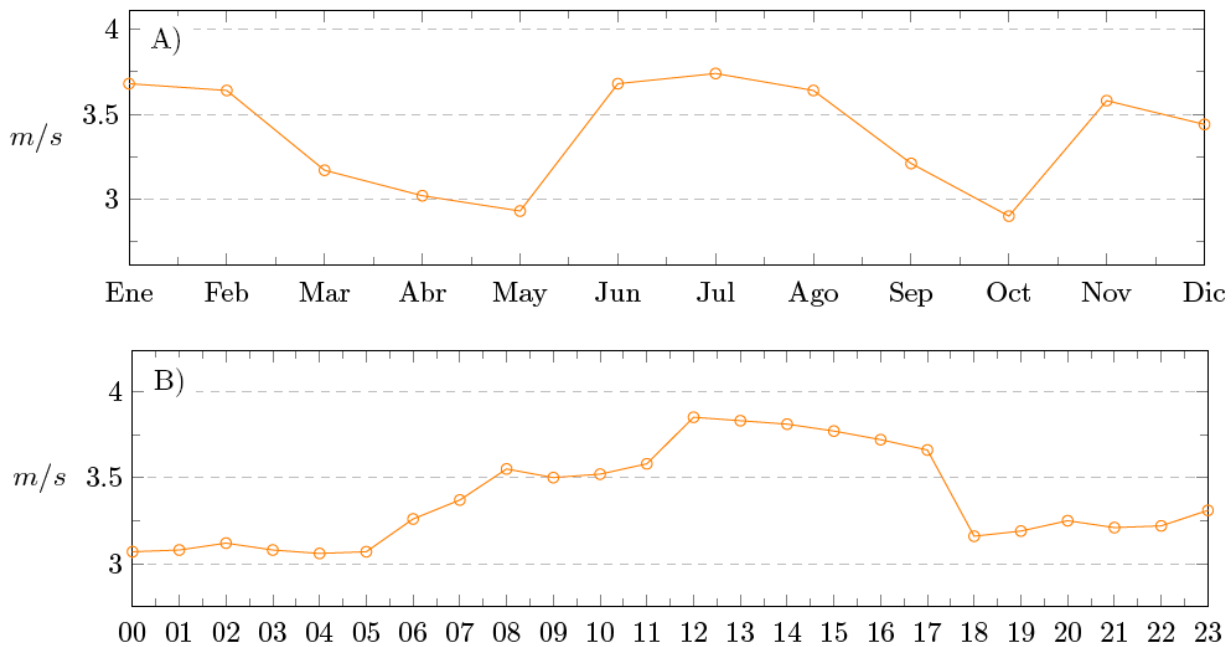


FIGURA 9: A) CICLO ANUAL DE LA MAGNITUD DEL VIENTO, B) CICLO DIARIO DE LA MAGNITUD DEL VIENTO.

CAPÍTULO 4: Características del Proyecto Parque Urbano Cerro La Virgen, Yumbel:

El Proyecto Parque Urbano Cerro La Virgen en su primera etapa consta de las siguientes edificaciones y circuitos principales: Baños patio de comidas, vestidores varones, vestidores damas y alumbrado exterior.

Las características de estas edificaciones y el momento en el cual se necesitará proveer de energía eléctrica difieren en horario, puesto que los baños y vestidores tendrán un horario diurno y el alumbrado exterior solo se requerirá durante la noche. Por ende es necesario clasificar estas necesidades y optar por la eficiencia y tecnología que hoy en día se puede obtener en el uso de instalaciones fotovoltaicas.

Todo sistema fotovoltaico se debe diseñar de acuerdo a los consumos eléctricos y de las condiciones promedios anuales o mínimas de radiación solar donde se encuentra. Es por ello que los datos de radiación solar obtenidos en el capítulo anterior serán utilizados con el fin de dimensionar la instalación(es) fotovoltaica(s).

4.1 Instalación on grid (conectado a la red):

Según la instrucción técnica RGR N° 02/2014 del reglamento D.S. N°71, reglamento de la ley N° 20.571, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales, se define Sistema fotovoltaico conectado a la red de la siguiente forma:

Unidad o conjunto de unidades de generación y aquellos componentes necesarios para su funcionamiento, conectados a la red de distribución a través del empalme del usuario o cliente final. Comprende además las protecciones y dispositivos de control necesarios para su operación y control.

Además la unidad de generación fotovoltaica (UGF) está compuesta por:

- Módulos fotovoltaicos.
- String.
- Arreglo fotovoltaico.
- Cajas de conexión.
- Cables y conexiones eléctricas.
- Dispositivos de protección.

- Inversor on grid.
- Estructuras de montaje.

Ámbito de aplicación: Baños del patio de comida, vestidores varones y vestidores damas.

4.2 Instalación off grid:

Un sistema o instalación off grid, es un sistema que no se encuentra conectado a la red eléctrica, por ende para proveer de energía en los consumos nocturnos como la iluminación es necesario poseer un banco de baterías. Estos sistemas satisfacen directamente la demanda energética independientemente de la red eléctrica. Si deja de funcionar el generador FV, el consumo es cubierto por la batería.

¿Cuáles son los componentes de un sistema aislado?

Para el dimensionamiento de la Instalación off grid serán considerados los componentes que presentan mayores inversiones económicas, que corresponden a:

- Generador fotovoltaico
- Inversor
- Regulador de carga
- Banco de baterías
- Conductores

Ámbito de aplicación: Iluminación exterior del parque.

A continuación se mencionan una serie de etapas que se deben considerar para el pre diseño de un sistema fotovoltaico:

- Conocer la demanda y consumo de energía eléctrica en kWh que se quiere compensar.
- Dimensionado de baterías, voltaje del sistema y capacidad de baterías que se requieren, tomando en cuenta las diferentes variables que implica la selección de las baterías.
- Dimensionado de otros componentes, tales como: controlador de carga; inversor de corriente y voltaje; protecciones.
- Estimación de costos. Permite saber el período de retorno de la energía generada.
- Se repiten los pasos anteriores, con el fin de llegar a una optimización del sistema.

4.3 Detalle de planos en proyecto parque urbano Cerro la Virgen, Yumbel:

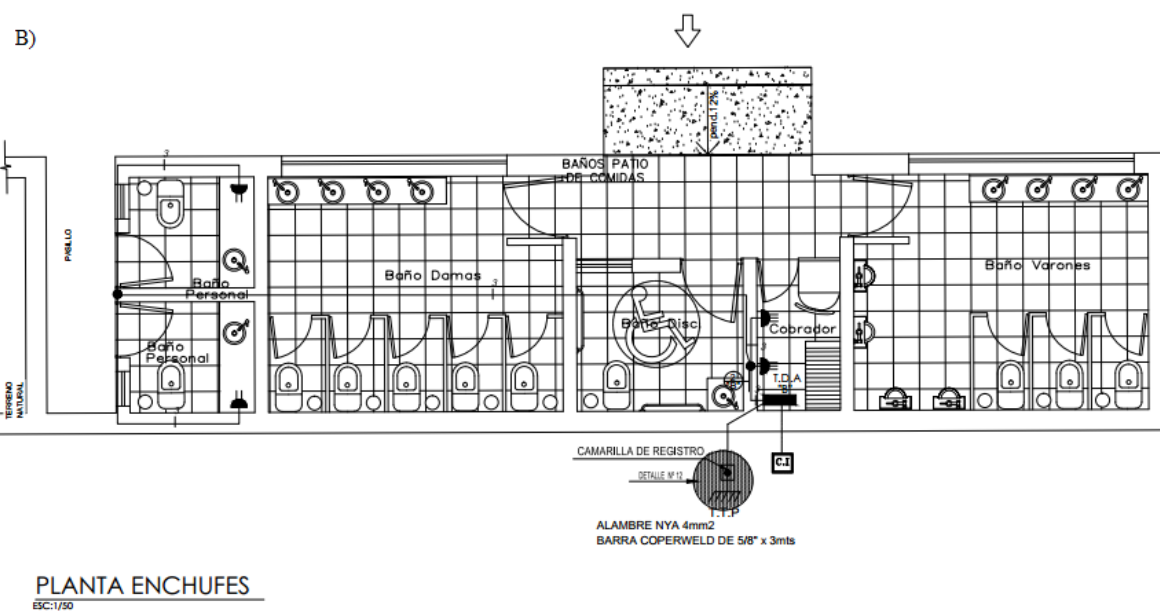
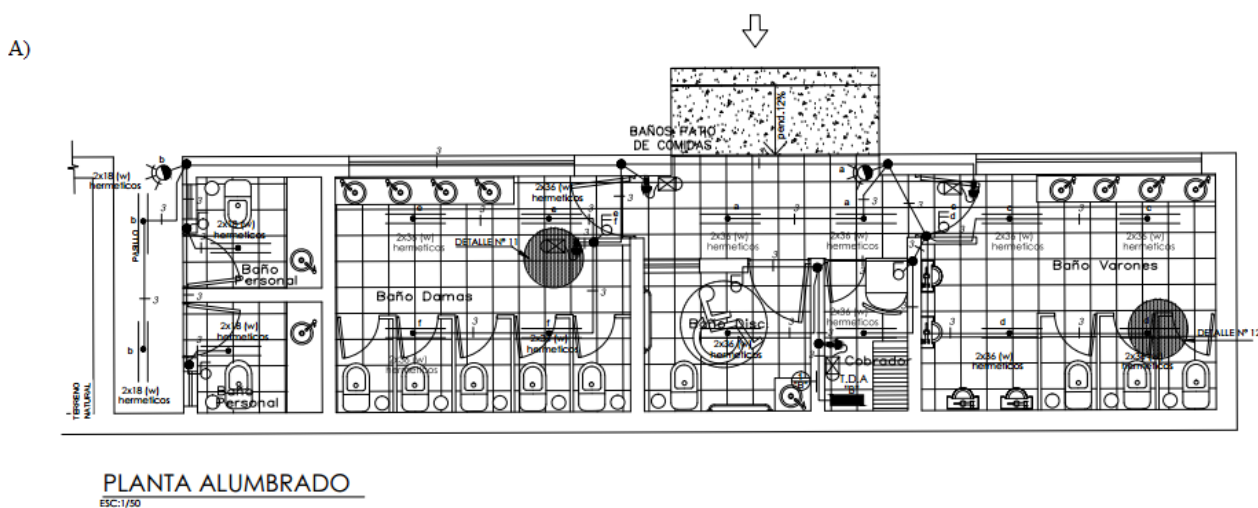
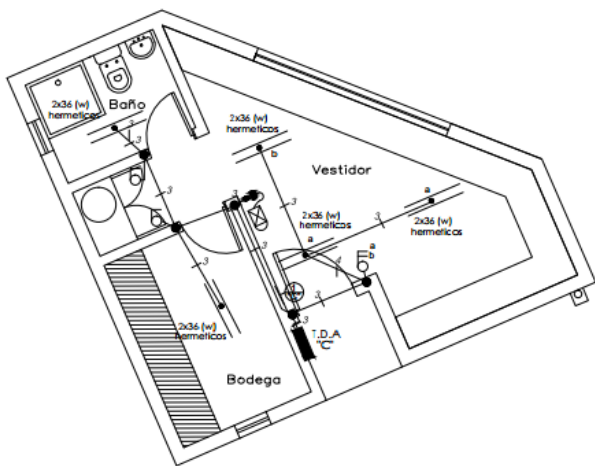
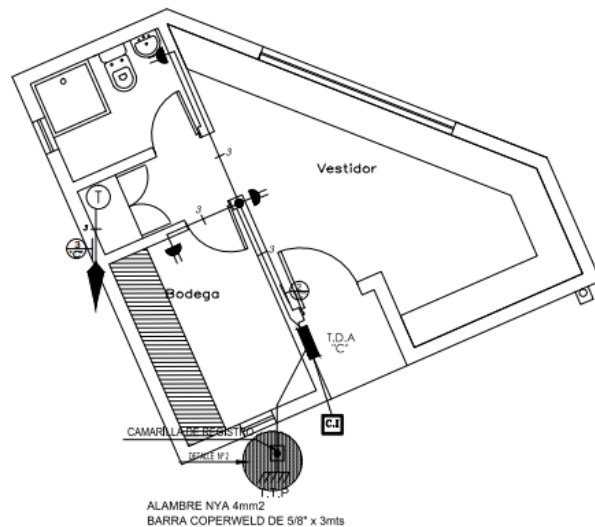


FIGURA 10: PLANOS DE BAÑOS PATIO DE COMIDAS. A) PLANTA DE ALUMBRADO, B) PLANTA DE ENCHUFES.



PLANTA ALUMBRADO VESTIDORES VARONES
ESC:1/50

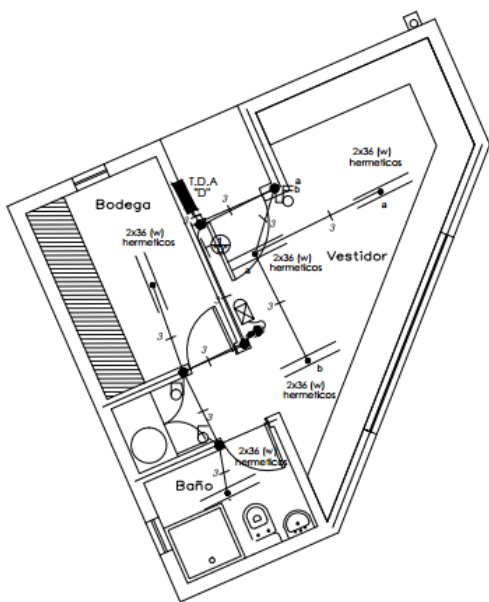
A)



PLANTA ENCHUFES VESTIDORES VARONES
ESC:1/50

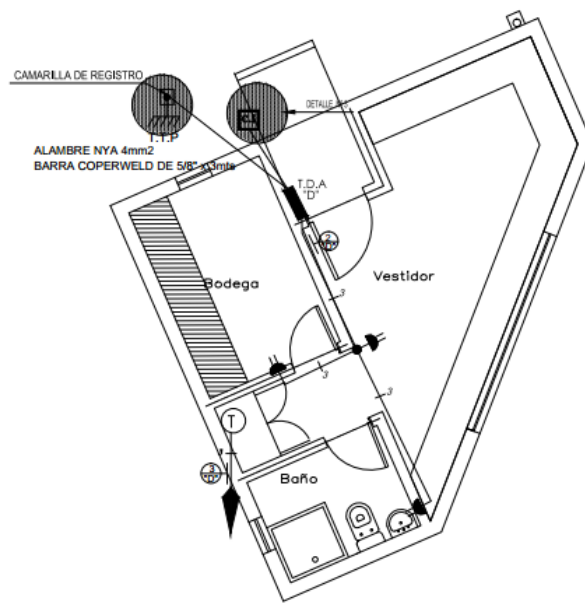
B)

FIGURA 11: PLANOS DE VESTIDORES VARONES. A) PLANTA DE ALUMBRADO, B) PLANTA DE ENCHUFES.



PLANTA ALUMBRADO VESTIDORES DAMAS
ESC:1/50

A)



PLANTA ENCHUFES VESTIDORES DAMAS
ESC:1/50

B)

FIGURA 12: PLANOS DE VESTIDORES DAMAS. A) PLANTA DE ALUMBRADO, B) PLANTA DE ENCHUFES.

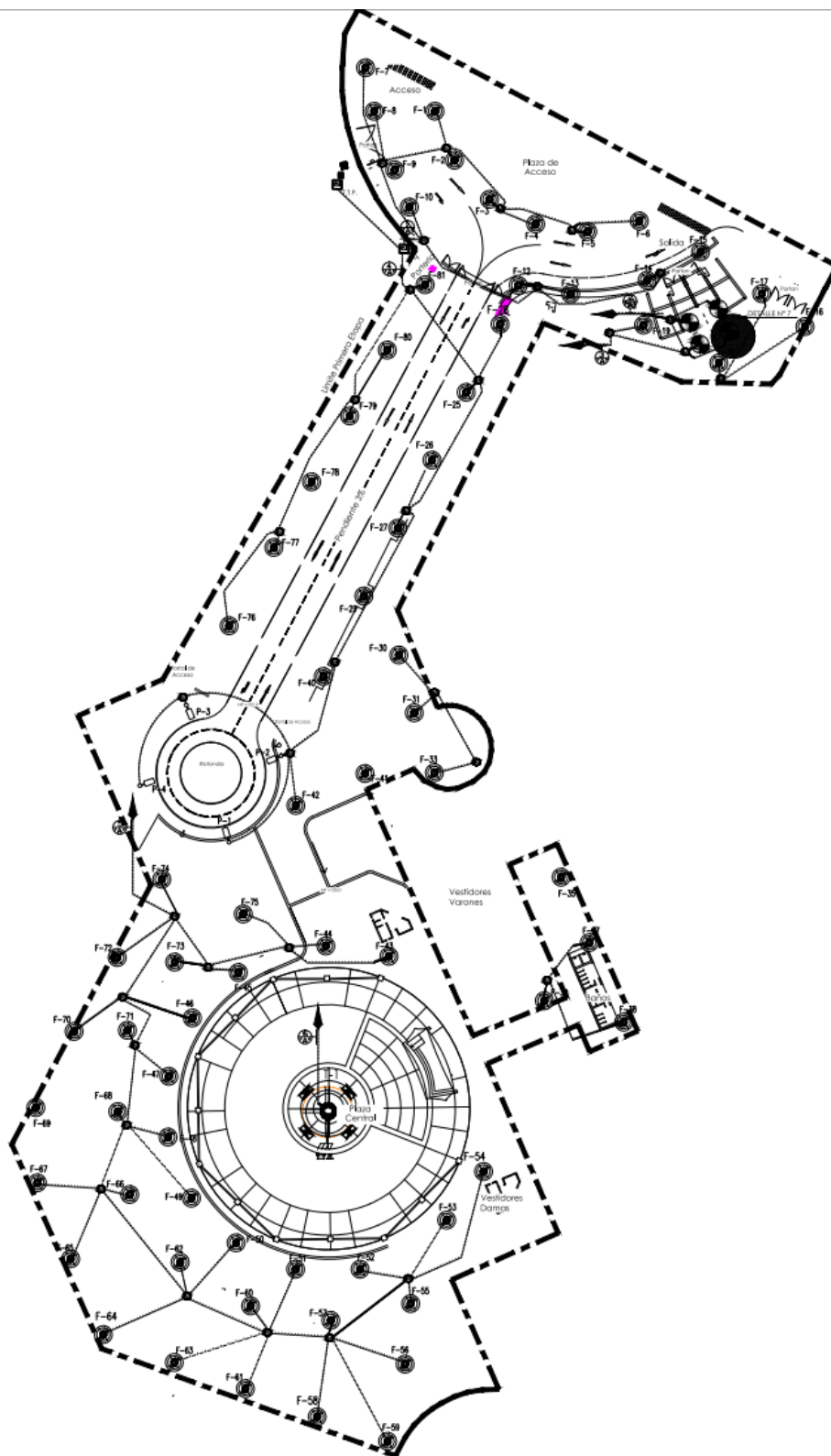


FIGURA 13: PLANO DE ILUMINACIÓN EXTERIOR DEL PARQUE.

El proceso del cálculo del número de módulos fotovoltaicos y número de baterías es denominado dimensionado de una instalación fotovoltaica.

Antes de comenzar por el proceso de dimensionado de una instalación es necesario conocer una serie de datos relacionados con el lugar y la instalación:

- Condiciones de uso: demanda energética y uso (fines de semana, semanal, en verano, etc.).
- Datos climatológicos: conocer la irradiación de la que se dispone.

CÁLCULO DEMANDA ENERGÉTICA							
	Equipos	Potencia	cantidad	Potencia	Horas operando día	Consumo energía on grid	Consumo energía off grid
		[W]		[W]	[h/día]	[Wh/día]	[Wh/día]
Iluminación parque	Iluminación exterior	100	81	8100	12	-	97200
	Iluminación Domo	548	1	548	12	-	6576
Baños Patio de Comida	Iluminación interior baños	18	8	144	12	1728	-
	Iluminación interior baños	36	24	864	12	10368	-
	Enchufe	150	2	300	12	3600	-
	Enchufe	500	2	1000	12	12000	-
Vestidores Varones	Iluminación interior baños	36	10	360	12	4320	-
	Termo eléctrico	3000	1	3000	1	3000	-
	Enchufe	150	3	450	12	5400	-
Vestidores Damas	Iluminación interior baños	36	10	360	12	4320	-
	Termo eléctrico	3000	1	3000	1	3000	-
	Enchufe	150	3	450	12	5400	-
TOTAL				18576	-	53136	103776

TABLA 5: DETALLES DE DEMANDA ENERGÉTICA TEÓRICA.

Meses	Duración noche
Enero	9:39
Febrero	10:34
Marzo	11:45
Abril	12:11
Mayo	13:52
Junio	14:21
Julio	14:04
Agosto	14:15
Septiembre	12:05
Octubre	10:54
Noviembre	9:51
Diciembre	9:20
Promedio	11:54

TABLA 6: HORAS PROMEDIO MENSUAL DE LA DURACIÓN NOCHE.

Para la instalación fotovoltaica off grid se optará por tomar como antecedente la duración promedio anual de la duración noche, ya que un sobredimensionamiento del banco de baterías significa un costo elevado para el proyecto debido al precio de éstas. La cifra finalmente fue aproximada a 12 h e incluida en la tabla 5 y los datos obtenidos para la elaboración de la tabla 6 se encuentran en los anexos, del 1 al 12.

Para realizar el cálculo de los distintos componentes de los sistemas fotovoltaicos se utilizará el método vatios-hora, cuyo cálculo se basa en el consumo diario en Wh. Para el sistema fotovoltaico off grid es necesario tener en cuenta las pérdidas entre la batería y las cargas y el rendimiento de carga de la batería. La batería se dimensiona teniendo en cuenta el “número de días de autonomía”. Para dimensionar el generador fotovoltaico son necesarios los datos de irradiación del lugar de la instalación. En este caso se supone un consumo estacionario durante el año, haciendo uso de los valores del promedio mensual de la insolación diaria obtenidos con el ángulo óptimo en unidades de [kWh/m²/día] para el peor mes del año (2.92 [kWh/m²/día]).

Para el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica on grid se utilizarán los valores del promedio mensual de la insolación diaria conseguidos según el ángulo óptimo en unidades de [kWh/m²/día] para el mejor mes del año (7.52 [kWh/m²/día]), ya que un sobredimensionamiento de la instalación fotovoltaica no sería rentable debido a la baja tarifa de inyección que poseen las empresas distribuidoras.

Para el dimensionamiento de la instalación se define las “Horas de Sol equivalente HSe”, correspondiendo al tiempo equivalente en que la radiación solar que incide sobre la superficie horizontal es de 1000 W/m², este valor es el parámetro de diseño de los paneles fotovoltaicos y con esto se permite determinar su potencia generada.

$$1 HSe = 1 \left(\frac{m^2}{kW} \right) * I_h \left(\frac{kWh}{m^2 * periodo} \right)$$

Toda instalación solar fotovoltaica se ve afectada por infinidad de pérdidas, tales como la autodescarga de la batería, por rendimiento del convertidor, si lo hay, por el del regulador, y por otros de difícil justificación, pero que la afectan de todos modos. Veamos los coeficientes de pérdidas que deben tenerse en cuenta:

K_A = Coeficiente por la autodescarga diaria de la batería, dada a 20° C.

K_A = 0.002 para baterías de NiCd o de PbCa sin mantenimiento.

K_A = 0.005 para las estacionarias de plomo-ácido.

K_A = 0.012 para cualquier otro tipo o muy deteriorada por el uso.

Con temperaturas extremas, se puede calcular la descarga teórica que se daría a esa temperatura

$$K'_A = (0.0014*t^2 + 0.0021*t + 0.4)*K_A$$

K_B = 0.05 a 0.1 originada por el rendimiento de la batería. Para acumuladores viejos, descargas intensas, o bajas temperaturas.

K_C = Debido al rendimiento del convertidor utilizado (si lo hay) que varía entre 75% a 95% a falta de datos se asumirá valor entre 0.05 a 0.25 y 0 si no hay convertidor.

K_R = Contempla el rendimiento del regulador empleado con valores comprendidos entre 0.1 a 0.01 o rendimientos entre 90% al 99%, si no se desea valorar, considerar 0.

K_X = Otras pérdidas no contempladas, por efecto Joule, caídas de tensión, etc. Tomando el valor de 0.15 cuando se conocen las potencias teóricas y 0.1 en general

D_{aut} = Días de autonomía con baja o nula insolación.

P_d : Profundidad de descarga de la batería (en fracción).

El coeficiente de pérdidas totales K_T viene dado por la expresión:

$$K_T = [1 - (K_B + K_C + K_R + K_X)] * \left[1 - \frac{(K_A * D_{aut})}{P_d} \right]$$

Los cálculos realizados en la tabla 5 corresponden exclusivamente al consumo teórico, el cual no existe en la práctica debido a las pérdidas que se producen, es por este motivo que debe ser calculado el consumo energético real, representado por E_{real} y su unidad en Wh. A diferencia del consumo teórico, el consumo real considera las pérdidas asociadas a la instalación fotovoltaica (K_T).

Considerando las especificaciones de los coeficientes y especificaciones técnicas de los equipos a utilizar además de la ubicación geográfica de la ciudad, se consideraron los siguientes valores de la constante:

K_A	0.005
K_B	0.05
K_C	0.06
K_R	0.02
K_X	0.1
D_{aut}	3
P_d	0.5
K_T	0.7469

TABLA 7: COEFICIENTES DE PÉRDIDAS.

Una vez obtenido el K_T se debe a calcular el consumo energético real, el cual será aplicado a la instalación fotovoltaica off grid. La instalación fotovoltaica on grid recibirá un sobredimensionamiento (factor de seguridad) de un 10% sobre el consumo energético real por

pérdidas generales de posibles caídas de tensión, rendimiento del inversor, etc, aplicado de igual forma a la instalación fotovoltaica off grid.

Instalación fotovoltaica		On grid	Off grid
Factor de seguridad	10%	58449.6 Wh	114153.6 Wh
Incluyendo K_T			152836.5 Wh

TABLA 8: CONSUMO ENERGÉTICO DIARIO REAL.

Obtenidos estos datos, se procederá al cálculo de los diferentes equipos que componen la instalación fotovoltaica on grid y la instalación fotovoltaica off grid.

CAPÍTULO 5: Dimensionado de las instalaciones fotovoltaicas.

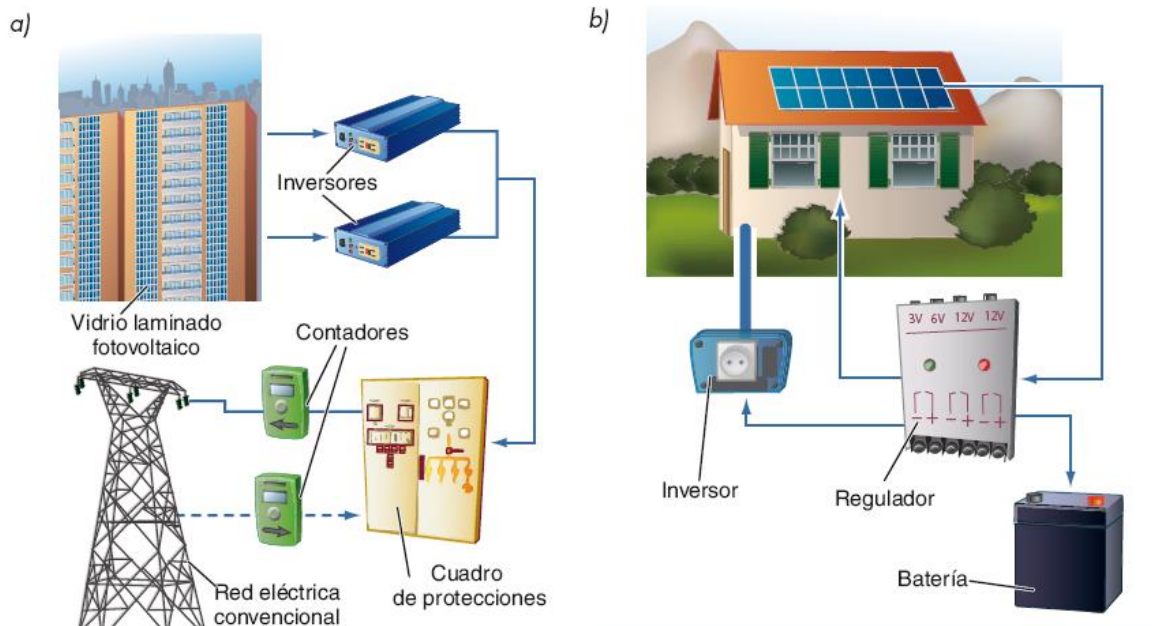


FIGURA 14: ELEMENTOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS. A) INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED. B) INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA.

KUHN SOLAR

PS-150MJ PS-145MJ PS-140MJ PS-135MJ PS-130MJ

- Potencia Maxima: 160W
- Voltaje Maximo (Vmp): 18.5V
- Corriente Maxima (Imp): 8.51A
- Voltaje Circuito Abierto (Voc): 22.9V
- Corriente Corto Circuito (Isc): 8.94A
- Cables de 90mcs con Conectores MC4 instalados
- Dimensiones: 1480 x 670 x 35 mm

PRODUCTO AUTORIZADO **SEC**

FIGURA 15: PANEL FOTOVOLTAICO Y PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS ELECTRICAS.

5.1 Dimensionado de la instalación fotovoltaica on grid:

5.1.1 Dimensionado de paneles fotovoltaicos:

Conocidos los dos parámetros necesarios para obtener el número de paneles solares (NP), se procede a su cálculo. Para este proyecto se considerará el uso de un panel de la marca KUHN cuyos productos están autorizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles según resolución exenta n°12599.

Panel fotovoltaico	KUHN
Modelo	PS-160MJ
Voltaje máximo[V]	18.5
Corriente máxima[A]	8.51
Voltaje en circuito abierto[V]	22.9
Corriente de corto circuito[A]	8.94
Límite corriente inversa [A]	15
Costo Panel [\$]	83501
Potencia panel [W]	157.4

TABLA 9: CARACTERÍSTICAS DEL PANEL KUHN PS-160MJ.

Se asume como dato base para el dimensionamiento de los módulos solares la radiación sup. inclinada del mejor mes en el periodo anual de la TABLA 2, que según definiciones anteriores sería igual a 7.52 HSe con el fin de no sobredimensionar la cantidad requerida de paneles para los meses restantes que poseen una menor hora solar equivalente (HSe).

$$NP = \frac{58449.6 \text{ (Wh/día)}}{7.52 \left(\frac{h}{\text{día}}\right) * 157.4 \text{ W}} = 49.4$$

Por ende, según la ecuación anterior la cantidad de paneles para la instalación fotovoltaica on grid se aproximará a 49 paneles.

5.1.2 Dimensionado del inversor on grid:

Según el instructivo: “Procedimientos y requisitos de seguridad en la puesta en servicio de instalaciones fotovoltaicas en Chile” se hará uso en este estudio de un inversor central para la configuración del sistema on grid.

Según los equipos (inversores on grid) que ofrece el mercado la tensión máxima de entrada es de 1000 Vdc, si se compara a la tensión de la instalación fotovoltaica on grid con todos los paneles conectados en serie ($49 * 22.9 V_{oc}$) ésta última resulta ser mayor, por lo tanto se debe realizar un arreglo eléctrico mediante al menos dos string para que la tensión del circuito disminuya.

Para que ambos string estén balanceados y entreguen el mismo voltaje se sumará otro panel al circuito, por lo cual el sistema fotovoltaico quedará conformado por 25 paneles en serie y dos string en paralelo. Finalmente la instalación presentará las características presentes en la siguiente tabla:

Número de paneles	50	
Superficie panel	0.9916	[m ²]
Superficie total	49.58	[m ²]
Potencia instalada	7871.8	[W]

TABLA 10: CARACTERÍSTICAS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO ON GRID.

En el arreglo fotovoltaico, se debe cuidar que el voltaje de entrada al inversor se encuentre entre las tensiones del inversor MPPT, para asegurar una mayor generación de electricidad mediante esa tecnología.

El arreglo fotovoltaico, también debe cuidar la corriente máxima de entrada del inversor, para no producir problemas eléctricos.

Para aprovechar al máximo las características eléctricas del inversor, principalmente la potencia nominal, se debe elegir uno que tenga una potencia mayor al menos en un 10% a la potencia instalada. Por lo tanto la potencia mínima de selección para el inversor central on grid será:

$$P = 1.1 * 7871.8 \text{ [W]} = 8658.98 \text{ [W]}$$

-La tensión máxima de la unidad de generación fotovoltaica en lado de corriente continua (cc), no deberá ser superior a 1kV (5.7 RGR N° 02/2014).

Tensión máxima en circuito abierto:

$$V_{MOC} = NP_{serie} * V_{OC}$$

$$V_{MOC} = 25 * 22.9(V) = 572.5(V)$$

-Corriente de los circuitos fotovoltaicos o corriente de la unidad de generación fotovoltaica: La corriente máxima será la suma de las corrientes de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos en paralelo, multiplicada por 1.25 veces (10.1 RGR N° 02/2014).

$$I_{MSC} = N_{string} * I_{SC} * 1.25$$

$$I_{MSC} = 2 * 8.94(A) * 1.25 = 22.35(A)$$

Para la elección del inversor se debe tener presente que sus características estén por sobre los rangos de potencia, tensión e intensidad del generador fotovoltaico, calculados anteriormente. Se escoge para el estudio el inversor “SYMO 10.0-3-M” de la marca FRONIUS cuyos productos están autorizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles según la resolución exenta n° 7284.

Marca	FRONIUS
Modelo	SYMO 10.0-3-M
Máxima corriente de entrada (A)	27
Máxima tensión de entrada (V)	1000
Máxima potencia de salida del generador (kW)	15
Rango de tensión MPP (V)	270-800
Potencia nominal de salida ac (kW)	10
Máxima corriente de salida ac (A)	14.4
Máxima eficiencia (%)	98
Costo inversor (\$)	2174360.76

TABLA 11: CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR FRONIUS SYMO 10.3-3M.

5.1.3 Dimensionado de conductores y protecciones de sobre corriente:

La interconexión de los módulos fotovoltaicos de la unidad de generación fotovoltaica deberá realizarse mediante conectores que deberán cumplir con los siguientes requisitos:

- Deberán ser a prueba de agua tipo MC4 u equivalente, diseñado para aplicaciones de energía fotovoltaica, que cumpla con los requerimientos técnicos de la instalación, en conformidad a la norma IEC 60998-1 (9.2.1 RGR N° 02/2014).

Se escogerán conectores “MC4T modelo LQ-1T-MC4”.

Los conductores de interconexión de los módulos fotovoltaicos poseen una longitud de 750 mm según la especificación del proveedor. Para el caso de los conductores desde la unidad generadora hasta la caja de conexiones, éstos deberán estar a una distancia próxima que será de 5 m.

Para la selección de los conductores se tienen las siguientes recomendaciones:

-Los conductores de la unidad de generación deberán tener una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1.5 % (11.8 RGR N° 02/2014).

-Los conductores del lado corriente continua, deberán ser dimensionados para una corriente no inferior a 1.25 veces la máxima intensidad de corriente obtenida del cálculo indicado en el punto 13.8 y/o para soportar la corriente inversa máxima que se puede generar en la unidad de generación (11.9 RGR N° 02/2014).

-Los dispositivos de sobre corriente en el lado corriente continua, serán dimensionados para conducir una corriente no inferior a 1.25 veces la máxima corriente del string y no deberá ser superior a la corriente inversa máxima que soportan los módulos que forman parte del string (13.8 RGR N° 02/2014).

$$I_{fusible} = 1.25 * I_M (A)$$

$$I_{fusible} = 1.25 * 8.51 (A) = 10.64 (A)$$

Por lo tanto se escogerá de acuerdo a las especificaciones del RGR N° 02/2014, un fusible de sobre corriente “HL fusible 12A 1kV rápido” para cada string además de sus respectivos porta fusibles “MC4 línea s/fusible KCN40-FH”.

Selección de los conductores de la unidad de generación:

-Los conductores a utilizar en la unidad de generación fotovoltaica deberán ser conductores tipo fotovoltaicos, PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente, que cumplan con los requisitos para su uso en sistemas fotovoltaicos en conformidad a la norma TÜV 2 pfg 1169/08.2007 (11.6 RGR N° 02/2014).

Para determinar la sección del cable conductor en milímetros cuadrados se utiliza una fórmula que requiere de la siguiente información: saber el material a utilizar, el largo del cable, la caída de voltaje y la corriente que circulara por éste.

$$s(mm^2) = \frac{2 * L(m) * I(A)}{K \left(\frac{m}{\Omega * mm^2} \right) * \Delta V(V)}$$

S: Sección del conductor eléctrico.

I: Intensidad de corriente en amperios.

K: Conductividad eléctrica del material.

ΔV : Caída de tensión desde el principio hasta el final de la línea.

L: Longitud cable

Parámetros a evaluar:

$$I_{dimensionamiento} = 1.25 * I_{fusible}$$

$$I_{dimensionamiento} = 1.25 * 10.64 (A) = 13.3 (A)$$

$$K = 47 m/\Omega * mm^2 \text{ (Conductividad eléctrica del cobre a } 90^\circ C)$$

$$\Delta V = 1.5\% \text{ del } V_m \text{ de un panel (18.5 (V)).}$$

$$L = 0.75 \text{ m}$$

$$s(\text{mm}^2) = \frac{2 * 0.75(\text{m}) * 13.3(\text{A})}{47 \left(\frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} \right) * (0.015 * 18.5)(\text{V})} = 1.53(\text{mm}^2)$$

-La sección mínima de los conductores activos será de 2.5 mm² y la sección mínima del conductor de tierra será de 4 mm² (11.12 RGR N° 02/2014), pero se seguirá los parámetros de construcción del panel que corresponde a un conductor de 4 mm².

Selección de los conductores salida string-caja de conexiones:

-Corriente de los circuitos de salida fotovoltaica: La corriente máxima será la suma de las corrientes máxima de los circuitos de las fuentes en paralelo multiplicado por 1.25 veces (10.2 RGR N° 02/2014).

Parámetros a evaluar:

$$I_{\text{dimensionamiento}} = 1.25 * (I_{\text{string}} + I_{\text{string}})$$

$$I_{\text{dimensionamiento}} = 1.25 * (8.51 + 8.51)(\text{A}) = 21.3 (\text{A})$$

$$K = 47 \text{ m}/\Omega * \text{mm}^2 \text{ (Conductividad eléctrica del cobre a } 90^\circ\text{C)}$$

$$\Delta V = 1.5\% \text{ del } V_m \text{ de un string } (18.5 (\text{V}) * 25).$$

$$L = 5 \text{ m}$$

$$s(\text{mm}^2) = \frac{2 * 5(\text{m}) * 21.3(\text{A})}{47 \left(\frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} \right) * (0.015 * 462.5)(\text{V})} = 0.65(\text{mm}^2)$$

-La sección mínima de los conductores activos será de 2.5 mm² y la sección mínima del conductor de tierra será de 4 mm² (11.12 RGR N° 02/2014).

Selección de los conductores salida caja de conexiones-inversor:

Parámetros a evaluar:

$$I_{\text{dimensionamiento}} = 1.25 * I_{MSC}$$

$$I_{\text{dimensionamiento}} = 1.25 * 22.35(\text{A}) = 27.94 (\text{A})$$

$$K = 47 \text{ m}/\Omega * \text{mm}^2 \text{ (Conductividad eléctrica del cobre a } 90^\circ\text{C)}$$

$$\Delta V = 1.5\% \text{ del } V_m \text{ de un string } (18.5 (\text{V}) * 25).$$

$$L = 3 \text{ m}$$

$$s(\text{mm}^2) = \frac{2 * 3(\text{m}) * 27.94(\text{A})}{47 \left(\frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} \right) * (0.015 * 462.5)(\text{V})} = 0.51(\text{mm}^2)$$

-La sección mínima de los conductores activos será de 2.5 mm² y la sección mínima del conductor de tierra será de 4 mm² (11.12 RGR N° 02/2014).

Selección de los conductores salida inversor-punto conexión a la red:

-Los conductores del lado de corriente alterna, deberán ser dimensionados para una corriente no inferior a 1.25 veces la máxima intensidad de corriente del inversor y deberán quedar protegidos por el dispositivo de sobre corriente establecido en el punto 13.14 (11.10 RGR N° 02/2014).

-Los alimentadores o conductores del lado de corriente alterna de la unidad de generación deberán tener una sección adecuada para evitar las caídas de tensión y calentamientos, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión entre el punto de conexión a la red y la unidad de generación sea inferior del 3%. (11.11 RGR N° 02/2014).

Parámetros a evaluar:

$$I_{\text{dimensionamiento}} = 1.25 * I_{MI}$$

$$I_{\text{dimensionamiento}} = 1.25 * 14.4(\text{A}) = 18(\text{A})$$

$$K = 47 \text{ m}/\Omega * \text{mm}^2 \text{ (Conductividad eléctrica del cobre a } 90^\circ\text{C)}$$

$$\Delta V = 3\% \text{ del } V_m \text{ de salida del inversor (220 V).}$$

$$L = 50 \text{ m}$$

$$s(\text{mm}^2) = \frac{2 * 50(\text{m}) * 18(\text{A})}{47 \left(\frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} \right) * (0.03 * 220)(\text{V})} = 5.8(\text{mm}^2)$$

Por lo tanto se hará uso de un conductor de sección mínima utilizar igual a 6 mm² que corresponde al “Cable solar CS-6MM”

Tramo:	Sección (mm ²) calculada	Sección mínima a utilizar (mm ²)	Conductor
Entre unidad generadora	1.53	4.0	CABLE SOLAR CS-4MM
Salida UG-Caja de conexiones	0.65	2.5	LAPP OLFLEX Solar XLR-R 1x2,5 mm ²
Salida Caja de conexiones-Inversor	0.51	2.5	LAPP OLFLEX Solar XLR-R 1x2,5 mm ²
Salida Inversor-Punto conexión a la red	5.80	6.0	CABLE SOLAR CS-6MM

TABLA 12: CONDUCTORES PARA DIFERENTES TRAMOS INSTALACIÓN ON GRID.

5.1.4 Selección de dispositivos de protección en tablero eléctrico:

-Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, en el lado de corriente alterna, deberán contar con una protección diferencial e interruptor general magnetotérmico bipolar, para el caso de las instalaciones monofásicas o tetrapolar para el caso de las instalaciones trifásicas, con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión (13.14 RGR N° 02/2014).

-La protección diferencial indicada en el punto 13.14, para unidades de generación de potencia instalada inferiores 10 kW, deberá ser de una corriente diferencial no superior a 30 mA. En unidades de generación de potencia instalada igual o superior a 10 kW deberá utilizar una protección diferencial con intensidad diferencial no superior a 300 mA (13.16 RGR N° 02/2014).

-De acuerdo a esta disposición no será aceptable la construcción de tableros grados IP00 y como referencia se sugiere considerar un grado IP 41 como mínimo para tableros en interior e IP44 como mínimo para tableros instalados en exterior (NCH Elec. 4/2003).

El gabinete (tablero) que será utilizado para el estudio corresponde a: Gabinete monoblock metálico 400 x 300 x 200 mm de la marca Saime con un grado IP54.

Para la selección de la protección diferencial se considera la corriente de salida del inversor igual a 14.4 A. Para determinar la capacidad de la protección se debe elegir el dispositivo de acuerdo a las capacidades que se encuentran comercialmente, la que más se acerque a la corriente considerada, teniendo en cuenta que siempre la capacidad del aparato debe ser superior a la corriente del circuito y no exceder el 90% de dicha protección (11.0.4.9 NCH Elec. 4/2003).

El dispositivo de protección diferencial será del tipo HPI con una sensibilidad de 30 mA y tendrá una capacidad de 20 A de la marca Legrand.

Para determinar la capacidad del interruptor general magnetotérmico bipolar se debe considerar la potencia nominal de la instalación que en este caso es 7.9 kW y seleccionar el dispositivo en base al anexo 1.3 del “Pliego técnico normativo RTIC N°1”. Según la tabla de empalmes normalizados (ANEXO 13), se selecciona el valor superior más cercano a la potencia nominal de la instalación, lo que correspondería en la tabla a 8.2 kW, por ende el interruptor necesario debe poseer una capacidad de 40 A. Se escoge un interruptor magnetotérmico bipolar de la marca Legrand de intensidad nominal 40 A.

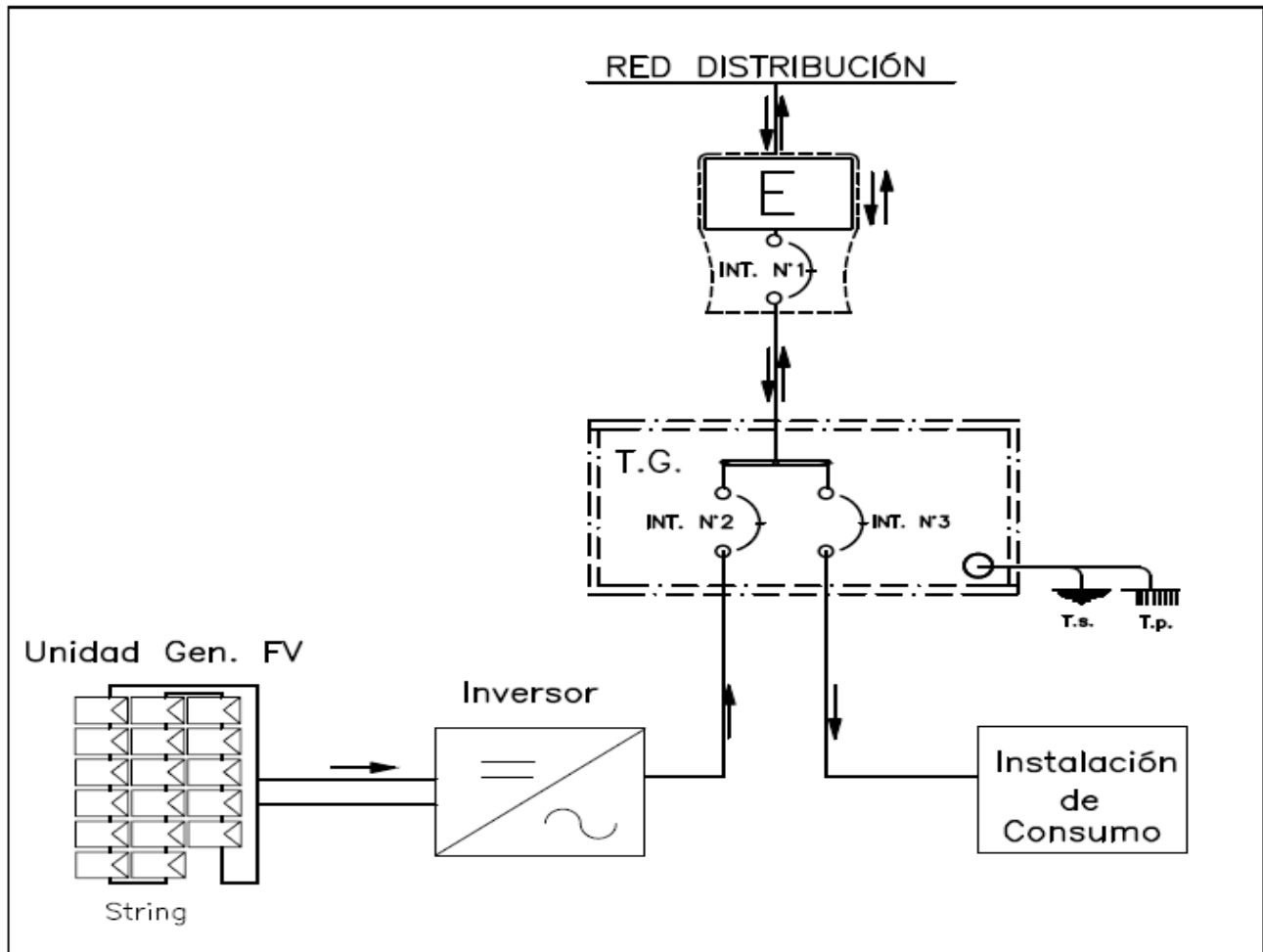


FIGURA 14: LOCALIZACIÓN DE LOS INTERRUPTORES DE DESCONEXIÓN CON LA RED.

5.1.5 Elección del medidor bidireccional:

-Los generadores fotovoltaicos conectados a la red deberán contar con un único equipo de medida con registro bidireccional que permita diferenciar claramente las inyecciones y consumos de energía en forma independiente (17.1 RGR N° 02/2014).

Se escogerá el siguiente medidor bidireccional: Medidor bidireccional monofásico Elster/Honeywell AS220.

5.1.6 Cálculo de costo energía eléctrica (Costo EE), producción de energía, cobertura solar (Factor de servicio), demanda no cubierta, venta inyecciones, costo no cubierto y ahorro económico:

-Para determinar el costo de energía eléctrica mensual en los circuitos del parque que han sido incluidos en la instalación on grid, se tomará como supuesto la tarifa BT1 de la empresa distribuidora Coelcha. En la tabla 13 se detalla la tarifa BT1.

Para la determinación más precisa del costo de energía eléctrica mensual (Costo EE mes) se incluirá el cargo único sistema troncal (CUST), que corresponde al costo por el uso de las instalaciones del sistema de transmisión troncal, siendo Coelcha quien define el precio final igual a 1.48 (\$/kWh).

-El Costo EE es igual a la expresión siguiente:

$$\text{Costo EE} = \text{cargo fijo} \left(\frac{\$}{\text{mes}} \right) + \left(\text{Energía base} \left(\frac{\$}{\text{kWh}} \right) + \text{CUST} \left(\frac{\$}{\text{kWh}} \right) \right) * \text{Demanda Teórica energía} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{mes}} \right)$$

Tarifa BT1	
Cargo fijo (\$/mes)	\$1575.83
Energía base (\$/kWh)	\$186.35

TABLA 13: TARIFA BT1 DE COELCHA.

-La Producción de energía diaria es determinada mediante la siguiente fórmula:

$$Producción\ energía = Potencia_{panel} * HSe * N^{\circ}_{paneles} \left[\frac{Wh}{día} \right]$$

-Para obtener la Producción de energía mensual se multiplica la producción de energía diaria por los respectivos días del mes.

-La cobertura solar (Factor de Servicio %) es obtenida mediante el siguiente cociente:

$$Factor\ de\ Servicio\ (\%) = \frac{Producción\ de\ energía\ mensual}{Demanda\ energía(FS)\ mensual} * 100$$

-La demanda no cubierta se obtiene según la fórmula:

$$Demanda\ no\ cubierta = \left(1 - \frac{factor\ de\ servicio}{100} \right) * demanda\ teórica\ de\ energía \left(\frac{kWh}{mes} \right)$$

-La instalación on grid posee un leve sobredimensionamiento que permite teóricamente la inyección de energía, es por esto que para calcular la venta inyecciones se recurre a la tarifa BT que ofrece Coelcha, expresada en la TABLA 14.

Los precios por inyección de energía están regulados por Coelcha y son detallados a continuación:

PRECIOS PARA VALORIZACION DE INYECCIONES DE ENERGÍA	
Para clientes en opciones tarifarias BT (\$/kWh)	\$72.28
Para clientes en opciones tarifarias AT (\$/kWh)	\$66.76

TABLA 14: VALOR INYECCIÓN DE ENERGÍA.

-El costo no cubierto será determinado de la misma forma que el Costo EE, incluyendo además el cargo único sistema troncal para la demanda no cubierta.

$$Costo\ no\ cubierto = Cargo\ fijo \left(\frac{\$}{mes} \right) + \left(energía\ base \left(\frac{\$}{kWh} \right) + CUST \left(\frac{\$}{kWh} \right) \right) * demanda\ no\ cubierta \left(\frac{kWh}{mes} \right)$$

-El ahorro mensual se definirá de la siguiente forma:

$$Ahorro\ mensual = Costo\ EE\ mes \left[\frac{\$}{mes} \right] + venta\ inyecciones \left[\frac{\$}{mes} \right] - costo\ no\ cubierto \left[\frac{\$}{mes} \right]$$

		Demanda Teórica de energía	Demanda Energía(FS)	Demanda Energía(FS)	Costo EE	Radiación superficie inclinada	Hora solar equivalente (HSe)
Mes	Días	[kWh/mes]	[Wh/día]	[kWh/mes]	[\$/mes]	[kWh/m²-día]	[horas/día]
Enero	31	1647	58449.6	1811.9	310396	7.51	7.51
Febrero	28	1488	58449.6	1636.6	280510	7.38	7.38
Marzo	31	1647	58449.6	1811.9	310396	6.63	6.63
Abril	30	1594	58449.6	1753.5	300434	5.14	5.14
Mayo	31	1647	58449.6	1811.9	310396	3.54	3.54
Junio	30	1594	58449.6	1753.5	300434	2.93	2.93
Julio	31	1647	58449.6	1811.9	310396	3.05	3.05
Agosto	31	1647	58449.6	1811.9	310396	3.90	3.9
Septiembre	30	1594	58449.6	1753.5	300434	5.49	5.49
Octubre	31	1647	58449.6	1811.9	310396	6.08	6.08
Noviembre	30	1594	58449.6	1753.5	300434	6.96	6.96
Diciembre	31	1647	58449.6	1811.9	310396	7.10	7.10

Producción Energía	Producción Energía	Factor de servicio	Demanda No cubierta	Venta Inyecciones	Costo No cubierto	Ahorro mensual
[Wh/día]	[kWh/mes]	[%]	[kWh/mes]	[\$/mes]	[\$/mes]	[\$/mes]
59116.8	1832.6	101.14%	-18.8	1354	0	311749
58093.5	1626.6	99.39%	9.1	0	3275	277235
52189.7	1617.9	89.29%	176.4	0	34650	275746
40460.8	1213.8	69.22%	490.6	0	93554	206880
27866.0	863.8	47.68%	861.9	0	163166	147230
23064.2	691.9	39.46%	965.1	0	182504	117930
24008.8	744.3	41.08%	970.6	0	183544	126852
30699.8	951.7	52.52%	782.0	0	148192	162204
43215.9	1296.5	73.94%	415.5	0	79467	220967
47860.2	1483.7	81.88%	298.4	0	57525	252871
54787.4	1643.6	93.73%	99.9	0	20301	280133
55889.4	1732.6	95.62%	72.2	0	15103	295293
43104.4	15699.0	73.75%	5122.8	\$ 1354	\$ 981281	\$ 2675089

TABLA 15: EVALUACIÓN MENSUAL DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA ON GRID.

Mes	Días	Potencia instalada [kW]	Producción teórica mes [kWh/mes]	Factor Operación [%]
Enero	31	7.87	2928.3	62.6%
Febrero	28	7.87	2644.9	61.5%
Marzo	31	7.87	2928.3	55.3%
Abril	30	7.87	2833.8	42.8%
Mayo	31	7.87	2928.3	29.5%
Junio	30	7.87	2833.8	24.4%
Julio	31	7.87	2928.3	25.4%
Agosto	31	7.87	2928.3	32.5%
Septiembre	30	7.87	2833.8	45.8%
Octubre	31	7.87	2928.3	50.7%
Noviembre	30	7.87	2833.8	58.0%
Diciembre	31	7.87	2928.3	59.2%
Promedio				45.6%

TABLA 16: EVALUACIÓN DEL FACTOR OPERACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA ON GRID.

Para el cálculo de la producción teórica mensual de la instalación, se estableció un supuesto de jornada laboral del parque igual a 12 horas. Siendo la fórmula de cálculo de la producción teórica mes igual a:

$$\text{Producción teórica mes} = (\text{n}^\circ \text{ días mes}) * \text{potencia instalada (kW)} * 12 \text{ (h)}$$

El factor de operación de la instalación o rendimiento fue obtenido mediante el cociente entre la producción energía de la tabla 15, en kWh/mes, y la producción teórica mes de la tabla 16.

5.2 Dimensionado de la instalación fotovoltaica off grid:

5.2.1 Dimensionado de banco de baterías:

La batería se define como un sistema eléctrico que permite la acumulación de energía y su posterior suministro. Dentro de las características de las baterías se encuentran:

-Profundidad de descarga P_d : Corresponde al porcentaje de descarga de una batería, partiendo del acumulador completamente cargado. Está relacionado con la duración o vida útil del acumulador. Si el porcentaje de descarga es mayor, la vida útil disminuye y viceversa.

-Capacidad (Ah): Se define la capacidad de una batería como la cantidad de electricidad que puede obtenerse durante una descarga completa de la batería plenamente llena. Esta capacidad se mide en amperios/hora (Ah), para un determinado tiempo de descarga.

La capacidad de un banco de baterías se dimensiona en función de la energía consumida diariamente o que se requiere debido a las cargas eléctricas del usuario. Seguido se define los días de autonomía que se tendrá del sistema de acumulación considerando bajos niveles de energía solar. Además se considera la profundidad de descarga que se le quiere dar a las baterías.

En un sistema fotovoltaico la autonomía del banco de baterías es el número de días que funcionarían las cargas eléctricas con cero carga de energía solar. Por tanto es un criterio de costo, debido a que dos días de autonomía implica el doble de acumulación.

Para realizar el cálculo, primero se debe conocer la energía necesaria por el usuario, es decir la demanda energética diaria. Según los valores de la TABLA 8, para la instalación off grid la demanda diaria real corresponde a 152836.5 Wh.

El siguiente dato son los días de autonomía que se tendrá en caso de ausencia de radiación solar. Los días de autonomía son de 3 días a 15 días (4.3.1 NCh2978). Debido al costo que implica un banco de acumulación calculado para un elevado número de días de autonomía se seleccionará 3 días.

Por último se determina la profundidad de descarga de las baterías, es decir, el porcentaje máximo de utilización de la batería, que para este caso será de un 50%.

La siguiente ecuación define la capacidad total del banco de baterías que incluye los parámetros antes seleccionados.

$$CAP_{baterías} = \frac{Demanda_{max} * D_{aut}}{P_d * V_{panel}} [Ah]$$

Dónde:

$Demanda_{max}$ = Demanda máxima por día [Wh/día]

D_{aut} = Días de autonomía.

P_d = Profundidad de descarga [fracción]

V_{panel} = Tensión de servicio [V] (12 V)

$$CAP_{baterías} = \frac{152836.5 * 3}{0.5 * 12} [Ah] = 76418.3 [Ah]$$

El número de baterías que compone el banco está directamente relacionado con la $CAP_{baterías}$ calculada anteriormente y con las capacidades de las baterías que se encuentran comercialmente. Siendo el número de baterías expresado mediante el cociente:

$$N^{\circ}_{baterías} = \frac{CAP_{baterías}}{CAP_{batería}}$$

Para las instalaciones fotovoltaicas autónomas la inversión de un banco de baterías de grandes proporciones significa un incremento importante respecto a los demás componentes debido al costo de los acumuladores. Es por esto que la correcta elección del banco de baterías, y más del tipo de baterías, es primordial a la hora de dimensionar la instalación dado su acotada vida útil. Se debe tener en consideración las características de los tipos de batería a la hora de escoger la más adecuada según los requerimientos de la instalación fotovoltaica y de las características climáticas del lugar.

La tabla 2 B) entrega el promedio mensual de la insolación diaria en unidades de $[kWh/m^2/día]$ sobre el panel inclinado. Se observa que la mínima insolación diaria corresponde al mes de junio con un valor de $2.92 [kWh/m^2/día]$, datos que se transforman a 2.92 HSe. La instalación off grid posee la necesidad de facultar iluminación durante todas las noches del año, por lo que en los periodos de escasa radiación las baterías deben ser capaces de recargarse lo suficiente, además de tener la capacidad para satisfacer la demanda energética sin descargarse completamente.

Tipos de baterías:

a) **Baterías monoblock:** Las baterías monoblock son baterías de ácido abierto por lo que necesitan de un mantenimiento periódico cada año y medio aproximadamente. El modelo de mayor capacidad tiene 250 Ah y se conecta con otras baterías para conseguir una mayor capacidad de almacenamiento. Son el modelo más económico y recomendado en instalaciones de baja y media potencia donde se utilicen aparatos eléctricos sencillos y que no usen motor. Estos dispositivos son el televisor, el reproductor de música o DVD, el microondas, bombillas o focos de iluminación, etc. Sin embargo estas baterías solares no son recomendadas para aparatos complejos que lleven motor ya que no soportan bien los picos de arranque altos que producen estos equipos. Como ejemplo se encuentra la lavadora, la bomba de agua, un taladro, etc. La vida media de una solar monoblock son 4-5 años, sin embargo, si se utiliza con aparatos con motor se perjudicará su vida útil reduciéndola solamente a 1 año.

b) **Baterías tipo VRLA:** la batería VRLA – Valve Regulated Lead Acid battery – en español ácido-plomo regulada por válvula es otro tipo de batería de plomo recargable. No se encuentran completamente selladas pero contienen una tecnología que recombinan el oxígeno e hidrógeno que sale de las placas durante la carga y así eliminan la pérdida de agua si no son sobrecargadas. Estas a su vez se dividen en:

-**Baterías de gel:** que como su nombre lo indica el ácido que contiene está en forma de gel, lo que impide que se pierda líquido. Otras ventajas de este tipo de batería son; funcionan en cualquier posición, se reduce la corrosión, son resistentes a temperaturas bajas y su vida útil es mayor que en las baterías líquidas. Entre algunas de las desventajas de este tipo de batería está que son muy delicadas para cargar y su alto precio.

-**Baterías tipo AGM:** En inglés: Absorbed Glass Mat - en español: Separador de Vidrio Absorbente, cuentan con una malla de fibra de vidrio entre las placas de la batería, que sirve para contener el electrolito. Este tipo de batería son muy resistentes a bajas temperaturas, su eficiencia es de 95%, puede funcionar a alta corriente y en general tiene una buena relación costo por vida útil.

c) **Baterías estacionarias:** Forman parte las baterías OPZS, OPZV y TOPZS. Estos tipos de baterías están formados por vasos independientes de 2V cada uno, con capacidades de carga que pueden llegar hasta los 4500Ah. Si bien los modelos más utilizados abarcan desde los 300Ah hasta los

1500Ah. Los vasos se conectan entre sí mediante conectores y formando sistemas de 12V, 24V o 48V.

El modelo OPZS es el más utilizado en grandes instalaciones o bien en instalaciones medias donde se necesite una batería de mayor duración que las Gel o AGM. Las OPZS tienen una vida útil de 20 años y tienen una gran resistencia para ciclos continuos de carga-descarga. Al tratarse de una batería abierta, requiere un mantenimiento de rellenado cada 2 años y colocarse en un lugar ventilado.

El modelo OPZV tiene las ventajas de una batería OPZS y además dispone de electrolito gelificado con lo cual se convierte en una batería estacionaria completamente sellada y sin mantenimiento. Esto permite poder colocar en cualquier posición ya sea vertical u horizontal. Su vida útil es de 15-20 años.

En último lugar se encuentra el modelo TOPZS o UOPZS, las cuales son baterías como las OPZS pero fabricadas en un envase translucido más económico y en cadena de montaje automatizada, con lo cual se reducen los costes de fabricación. La vida útil de las TOPZS es de 15-20 años.

d) Baterías de litio: La aleación de LI-Fe de las baterías de litio permite una descarga del 100% de su potencia. Por ejemplo, una batería de litio de 200 Ah se puede cargar a ese nivel, al contrario que en otras como las AGM o gel, en las que la potencia de carga se sitúa en un 10-20% de la máxima potencia admitida por la batería. Ésta característica permite que el proceso de carga sea mucho más rápido que en todas las demás. Además, permite múltiples procesos de descarga. Otra ventaja de las baterías de litio es el sistema de gestión de la batería y el servicio ininterrumpido con fuente de alimentación autónoma, incluso en caso de fallo de alimentación.

El criterio para seleccionar la capacidad de acumulación es un tema netamente económico. En base a los precios de mercado y a la recuperación de capital se seleccionará una batería AGM de la marca Kaise con una capacidad de 200 Ah con un ciclo de vida igual a 10 años, por lo que el número de baterías se obtendrá mediante la siguiente expresión:

$$N^{\circ}_{baterias} = \frac{76418.3 \text{ Ah}}{200 \text{ Ah}} = 382.09 \approx 382 \text{ baterías}$$

5.2.2 Dimensionado de paneles fotovoltaicos:

Se asume como dato base para el dimensionamiento de los módulos solares la radiación sup. inclinada del peor mes en el periodo anual de la TABLA 2, que según definiciones anteriores sería igual a 2.92 HSe, esto se ha fijado así ya que el estudio busca el análisis técnico-económico de un sistema autosuficiente mediante la energía eléctrica entregada por una instalación fotovoltaica, que funcionaría sin energía aportada por el Sistema Interconectado Central. Por lo tanto, en este tipo de instalación es necesario proveer el 100% de energía en las peores condiciones de radiación, ya que el sistema de iluminación debe poseer la energía suficiente almacenada en el banco de baterías. Además se considerará una eficiencia del 90% de los paneles y se hará uso del mismo panel KUHN PS-160MJ.

$$NP = \frac{152836.5 \text{ (Wh/día)}}{2.92 \left(\frac{h}{\text{día}}\right) * 157.4W * 0.9} = 368.1$$

Por ende, según la ecuación anterior la cantidad de paneles para la instalación fotovoltaica on grid se aproximará a 368 paneles.

5.2.3 Dimensionado del regulador de carga:

El regulador es un dispositivo electrónico, que cumple con la importante función en el sistema fotovoltaico, de controlar y supervisar el proceso de carga y descarga de las baterías, para que estas no sufran de sobrecargas o sobre descargas, que afectarían en la eficiencia del sistema y acortarían drásticamente la vida útil de las mismas, los reguladores de carga son capaces de desconectar el consumo, cuando comprueba que la descarga de la batería ha superado cierto rango de la capacidad nominal de almacenamiento.

Otra característica importante del regulador es que controla el flujo de la corriente de carga desde los paneles fotovoltaicos, hacia la batería, como también el flujo de la corriente de descarga desde la batería hacia los artefactos de consumo. El regulador detecta todos estos parámetros midiendo la tensión la batería en todo momento.

Si la batería ya está cargada, el regulador interrumpe el paso de corriente de los módulos hacia ésta, y si la misma ha alcanzado su nivel máximo de descarga, el regulador interrumpe el paso de

corriente desde la batería hacia los consumos. Si el regulador censa un voltaje alto, cercano a los 13.8 V en las baterías, corta la corriente del panel a la batería, de esta manera, no permite un aumento del voltaje y evita la sobrecarga de la misma.

Si el regulador censa un voltaje bajo, entre los 11.2 a 11.4 V, desconecta el consumo de la batería evitando así una descarga profunda, esto ocurre en horas de baja radiación incidente en los módulos fotovoltaicos o de noche.

Las cargas que consumen de la batería, permanecen desconectados hasta que se recupere la carga, al estar recibiendo corriente de los módulos fotovoltaicos, con valores aproximados y mayores a los 12.5 V, el regulador reconecta el consumo.

Tipos de reguladores de carga:

a) Reguladores de carga enclavados

Una de las principales funciones del regulador de carga es prevenir la sobre carga de la batería, para lograr esto existen reguladores que reducen la corriente de carga gradualmente utilizando una tecnología llamada “modulación de anchura de pulso” o “pulse width modulation (PWM)” como indican sus siglas en inglés, este tipo de reguladores administra la carga en fases, permitiendo alcanzar una tensión máxima segura para que la batería alcance la carga completa y luego disminuye para mantener la carga de la batería en una fase de flotación.

Cabe señalar que estos reguladores tienen un óptimo funcionamiento en instalaciones de pequeño tamaño, además de tener un bajo costo.

b) Reguladores de carga con MPPT

Los reguladores de carga con MPPT o “Maximun power point tracking” según sus siglas en inglés, funcionan realizando un seguimiento del punto de máxima potencia, estos reguladores censan la potencia de salida de los módulos fotovoltaicos y se ajustan a los puntos máximos de tensión y corriente. A diferencia con el regulador PWM que operan con la tensión de la batería y obligan a los módulos a trabajar en esta tensión, por ejemplo 12 V, el regulador MPPT censa la tensión del módulo en condiciones de radiación óptimas alcanzando por ejemplo 17 V, en resumen lo que hace el regulador MPPT es independizar la tensión de la batería con la del módulo, logrando con esto un aumento en la intensidad de carga de la batería aumentando en un 30% la energía generada.

Cabe señalar que estos reguladores operan mejor en instalaciones de mayor tamaño al ser más versátiles y soportar más tensión de entrada de los módulos, su desventaja es que pueden llegar a triplicar el precio de un regulador PWM.

Dadas las características de la instalación off grid y su gran número de paneles se optará por implementar reguladores de carga con MPPT. Según los detalles técnicos y económicos de los reguladores de carga se procederá a seleccionar la mejor alternativa ofrecida por digishop.cl, tienda recomendada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para la instalación off grid.

Para dimensionar la cantidad de reguladores de carga es necesario poseer las características técnicas de los productos que ofrece el mercado, es por esto que se considerará usar reguladores de la marca SmartSolar, específicamente el modelo MPPT 250/100.

Marca	SmartSolar
Modelo	MPPT 250/100
Corriente corto circuito máxima FV	70 A
Tensión máxima del circuito abierto FV	250 V

TABLA 17: DETALLES DEL REGULADOR DE CARGA SMARTSOLAR-MPPT 250/100
PARA INSTALACIÓN OFF GRID.

Para encontrar la cantidad de paneles en serie y paralelo que es posible conectar se realiza los siguientes cálculos:

$$P_{serie} = \frac{V_{oc\ regulador}}{V_{oc\ panel}}$$

$$P_{serie} = \frac{250\ V}{22.9\ V} = 10.91$$

Por lo tanto la cantidad máxima de paneles en serie que es posible conectar corresponde a 10.

$$P_{paralelo} = \frac{I_{sc\ regulador}}{I_{sc\ panel}}$$

$$P_{paralelo} = \frac{70 A}{8.94 A} = 7.83$$

A su vez, la cantidad máxima de paneles que se pueden conectar en paralelo es 7. Por ende, finalmente el arreglo para este regulador de carga es 7 string de 10 paneles en serie, haciendo un total de 70 paneles por arreglo (string).

La cantidad total de reguladores de carga que son requeridos por la instalación off grid se determinará mediante el cociente entre la totalidad de paneles (368) y el total de paneles por arreglo (70).

$$N_{reguladores} = \frac{\text{total paneles}}{\text{paneles} * \text{arreglo}}$$

$$N_{reguladores} = \frac{368}{70} = 5.25$$

Serán necesarios 5 reguladores de carga pero como es de esperar, se deberá incorporar otro regulador de carga por lo que se optará por elegir, según los productos del mercado, aquel que posea las características que permitan conectar todos los paneles restantes de la instalación.

Según especificaciones técnicas y económicas para lograr conectar los 18 paneles restantes se hará uso del regulador de carga de la marca BlueSolar modelo MPPT 150/35, cuyas características generales se encuentran en la siguiente tabla:

Marca	BlueSolar
Modelo	MPPT 150/35
Cantidad	1
Corriente corto circuito máxima FV	35 A
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V

TABLA 18: DETALLES DEL REGULADOR DE CARGA BLUESOLAR- MPPT 150/35
PARA INSTALACIÓN OFF GRID.

El arreglo fotovoltaico para conectar los paneles al regulador de carga poseerá 3 string con 6 paneles conectados en serie, lo que da un total de 18 paneles totales.

5.2.4 Dimensionado del Inversor Off Grid:

Se debe dimensionar el o los inversores necesarios de acuerdo a la potencia total de la instalación off grid. Cabe mencionar que se establecerá un sobredimensionamiento del 25%.

$$P_{total\ off\ grid} = 57923.2\ W$$

$$P_{requerimiento} = 1.25 * P_{total\ off\ grid}$$

$$P_{requerimiento} = 1.25 * 57923.2\ W = 72404\ W$$

Serán utilizados inversores off grid de onda sinusoidal pura de la marca Victron modelo Phoenix 24/5000, se destaca que estos productos son recomendados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para la instalación off grid y son encontrados en el sitio web: www.digishop.cl.

Los inversores a utilizar poseen un voltaje de entrada igual a 24 V en corriente continua, es por esto que el banco de baterías poseerá un arreglo mixto para lograr el voltaje requerido. Se toma este valor para que las pérdidas se minimicen además de que los conductores posean una menor sección al conducir corrientes más bajas.

El número de inversores off grid se determinará mediante el cociente entre la potencia de requerimiento y la potencia máxima que ofrece el inversor.

$$N_{inversores} = \frac{P_{requerimiento}}{P_{inversor}}$$

$$N_{inversores} = \frac{72404\ W}{4000\ W} = 18.1$$

Por lo tanto se necesitan 18 inversores off grid, las características generales del equipo escogido se presentan en la tabla a continuación:

Marca	Victron
Modelo	Phoenix 24/5000
Tensión de entrada (V)	24
Rango de tensión de entrada (V sc)	19 – 33
Rango de tensión de salida (V ac)	Salida: 230V \pm 2% / 50/60Hz \pm 0,1%
Potencia de salida (W)	4000
Eficacia máx.	94%

TABLA 19: DETALLES DEL INVERSOR OFF GRID VICTRON MODELO PHOENIX 24/5000 PARA INSTALACIÓN OFF GRID.

5.2.5 Dimensionado de conductores:

Será calculada la sección del conductor para cada tramo de la instalación off grid según las indicaciones del RGR N° 02/2014.

Selección de los conductores de la unidad de generación:

Se seguirán las mismas especificaciones técnicas de la instalación on grid, ya que se usará el mismo tipo de panel fotovoltaico.

Selección de los conductores salida string-caja de conexiones:

Existirán diferentes string y arreglos fotovoltaicos dependiendo del regulador de carga, para ello se calculará la respectiva sección del conductor.

Arreglo Fotovoltaico para regulador de carga SmartSolar (7 string de 10 paneles en serie):

-Corriente de los circuitos de salida fotovoltaica: La corriente máxima será la suma de las corrientes máxima de los circuitos de las fuentes en paralelo multiplicado por 1.25 veces (10.2 RGR N° 02/2014).

Parámetros a evaluar:

$$I_{dimensionamiento} = 1.25 * (7 * I_{string})$$

$$I_{dimensionamiento} = 1.25 * (7 * 8.51)(A) = 74.5 (A)$$

$$K = 47 \text{ m}/\Omega * \text{mm}^2 \text{ (Conductividad eléctrica del cobre a } 90^\circ\text{C)}$$

$$\Delta V = 1.5\% \text{ del } V_m \text{ de un string } (18.5 (V) * 10).$$

$$L = 5 \text{ m}$$

$$s(\text{mm}^2) = \frac{2 * 5(m) * 74.5(A)}{47 \left(\frac{m}{\Omega * \text{mm}^2} \right) * (0.015 * 185)(V)} = 5.7(\text{mm}^2)$$

Arreglo fotovoltaico para regulador de carga BlueSolar (3 string de 6 paneles en serie):

Parámetros a evaluar:

$$I_{dimensionamiento} = 1.25 * (3 * I_{string})$$

$$I_{dimensionamiento} = 1.25 * (3 * 8.51)(A) = 25.53 (A)$$

$$K = 47 \text{ m}/\Omega * \text{mm}^2 \text{ (Conductividad eléctrica del cobre a } 90^\circ\text{C)}$$

$$\Delta V = 1.5\% \text{ del } V_m \text{ de un string } (18.5 (V) * 6).$$

$$L = 5 \text{ m}$$

$$s(\text{mm}^2) = \frac{2 * 5(m) * 25.53(A)}{47 \left(\frac{m}{\Omega * \text{mm}^2} \right) * (0.015 * 111)(V)} = 3.26(\text{mm}^2)$$

Selección de los conductores salida caja de conexiones-reguladores de carga:

Se deben realizar 10 arreglos fotovoltaicos, por ende 10 cajas de conexiones que dependerán de los reguladores de carga a utilizar.

Parámetros a evaluar para arreglo fotovoltaico regulador SmartSolar:

$$I_{dimensionamiento} = 1.25 * I_{MSC}$$

$$I_{MSC} = N_{string} * I_{SC} * 1.25$$

$$I_{MSC} = 7 * 0.94(A) * 1.25 = 78.23(A)$$

$$I_{dimensionamiento} = 1.25 * 78.23(A) = 97.79 (A)$$

$K = 47 \text{ m}/\Omega * \text{mm}^2$ (Conductividad eléctrica del cobre a 90°C)

$\Delta V = 1.5\%$ del V_m de un string ($18.5 (V) * 10$).

$L = 3 \text{ m}$

$$s(\text{mm}^2) = \frac{2 * 3(\text{m}) * 97.79(\text{A})}{47 \left(\frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} \right) * (0.015 * 185)(\text{V})} = 4.5(\text{mm}^2)$$

Parámetros a evaluar para arreglo fotovoltaico regulador BlueSolar:

$$I_{dimensionamiento} = 1.25 * I_{MSC}$$

$$I_{MSC} = N_{string} * I_{SC} * 1.25$$

$$I_{MSC} = 3 * 8.94(A) * 1.25 = 33.53(A)$$

$$I_{dimensionamiento} = 1.25 * 33.53(A) = 41.91 (A)$$

$K = 47 \text{ m}/\Omega * \text{mm}^2$ (Conductividad eléctrica del cobre a 90°C)

$\Delta V = 1.5\%$ del V_m de un string ($18.5 (V) * 6$).

$L = 3 \text{ m}$

$$s(\text{mm}^2) = \frac{2 * 3(\text{m}) * 41.91(\text{A})}{47 \left(\frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} \right) * (0.015 * 111)(\text{V})} = 2.6(\text{mm}^2)$$

Selección de los conductores salida reguladores de carga-banco de baterías:

Para esta sección es necesario calcular la corriente que entrega cada regulador, según la tensión de las baterías que serán conectadas en serie para alcanzar un arreglo de 24 V y la potencia máxima del regulador.

Parámetros a evaluar regulador SmartSolar:

$$I_{\text{dimensionamiento}} = \frac{P_{\text{regulador}}}{V_{\text{banco de baterías}}}$$

$$I_{\text{dimensionamiento}} = \frac{2900 \text{ W}}{24 \text{ V}} = 120.83 \text{ (A)}$$

$K = 47 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$ (Conductividad eléctrica del cobre a 90°C)

$\Delta V = 1.5\%$ de 24 V.

$L = 2 \text{ m}$

$$s(\text{mm}^2) = \frac{2 * 2(\text{m}) * 120.83(\text{A})}{47 \left(\frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \right) * (0.015 * 24)(\text{V})} = 28.57(\text{mm}^2)$$

Parámetros a evaluar regulador BlueSolar:

$$I_{\text{dimensionamiento}} = \frac{P_{\text{regulador}}}{V_{\text{banco de baterías}}}$$

$$I_{\text{dimensionamiento}} = \frac{500 \text{ W}}{24 \text{ V}} = 20.83 \text{ (A)}$$

$K = 47 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$ (Conductividad eléctrica del cobre a 90°C)

$\Delta V = 1.5\%$ de 24 v.

$L = 2 \text{ m}$

$$s(\text{mm}^2) = \frac{2 * 2(\text{m}) * 20.83(\text{A})}{47 \left(\frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \right) * (0.015 * 24)(\text{V})} = 4.9(\text{mm}^2)$$

Selección de los conductores salida banco de baterías-inversor off grid:

Al igual que los cálculos anteriores es necesario calcular la corriente que circulará desde el banco de baterías hasta los inversores off grid, según la tensión del arreglo de las baterías y la potencia máxima del inversor.

Parámetros a evaluar:

$$I_{dimensionamiento} = \frac{P_{inversor}}{V_{banco\ de\ baterias}}$$

$$I_{dimensionamiento} = \frac{4000\ W}{24\ V} = 166.67\ (A)$$

$K = 47\ m/\Omega * mm^2$ (Conductividad eléctrica del cobre a 90°C)

$\Delta V = 1.5\%$ de 24 V.

$L = 1\ m$

$$s(mm^2) = \frac{2 * 1(m) * 166.67(A)}{47 \left(\frac{m}{\Omega * mm^2} \right) * (0.015 * 24)(V)} = 19.7(mm^2)$$

Tramo:	Sección (mm ²) calculada	Sección mínima a utilizar (mm ²)	Conductor
Entre unidad generadora	1.53	4	CABLE SOLAR CS-4MM
Salida string-caja de conexiones	5.7	6	CABLE SOLAR CS-6MM
	3.26	4	CABLE SOLAR CS-4MM
Salida caja de conexiones-reguladores de carga	4.5	6	CABLE SOLAR CS-6MM
	2.6	4	CABLE SOLAR CS-4MM
Salida reguladores de carga-banco de baterías	28.57	32	Solar Wire 1 x 32.0 mm ²
	4.9	6	CABLE SOLAR CS-6MM
Salida banco de baterías-inversor off grid	19.7	25	Solar Wire 1 x 25.0 mm ²

TABLA 20: CONDUCTORES PARA DIFERENTES TRAMOS INSTALACIÓN OFF GRID.

5.2.6 Cálculo de costo energía eléctrica (Costo EE), producción de energía y ahorro económico:

A diferencia de la instalación on grid, el dimensionamiento de la instalación off grid se realizó para suministrar completamente la demanda de energía en el mes más desfavorable, ya que se busca un sistema de energía autosustentable.

-Para determinar el costo de energía eléctrica mensual en los circuitos del parque que han sido incluidos en la instalación off grid, se procederá de igual forma que en la instalación on grid.

El costo EE es igual a la expresión siguiente:

$$\text{Costo EE} = \text{carga fijo} \left(\frac{\$}{\text{mes}} \right) + \left(\text{energía base} \left(\frac{\$}{\text{kWh}} \right) + \text{CUST} \left(\frac{\$}{\text{kWh}} \right) \right) * \text{demanda teórica energía} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{mes}} \right)$$

-La producción de energía diaria es determinada mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Producción energía} = \text{potencia}_{\text{panel}} * H_{\text{Se}} * N^{\circ}_{\text{paneles}} \left[\frac{\text{Wh}}{\text{día}} \right]$$

-Para obtener la producción de energía mensual se multiplica la producción de energía diaria por los respectivos días del mes.

-El ahorro económico para la instalación off grid es equivalente al costo energía eléctrica, según las tarifas supuestas entregadas en el punto 5.1.6, cuyos valores fueron fijados por la empresa de distribución Coelcha.

$$\text{Ahorro mensual} = \text{Costo EE mes} [\$/\text{mes}]$$

		Demanda teórica de energía	Demanda real energía	Demanda real energía	Costo EE mes	Radiación superficie inclinada	Hora solar equivalente HSe
Mes	Días	[kWh/mes]	[Wh/día]	[kWh/mes]	[\$/mes]	[KWh/m²-dia]	[horas/día]
Enero	31	3217	152837	4737.9	604709	7.51	7.51
Febrero	28	2906	152837	4279.4	546342	7.38	7.38
Marzo	31	3217	152837	4737.9	604709	6.63	6.63
Abril	30	3113	152837	4585.1	585254	5.14	5.14
Mayo	31	3217	152837	4737.9	604709	3.54	3.54
Junio	30	3113	152837	4585.1	585254	2.93	2.93
Julio	31	3217	152837	4737.9	604709	3.05	3.05
Agosto	31	3217	152837	4737.9	604709	3.90	3.9
Septiembre	30	3113	152837	4585.1	585254	5.49	5.49
Octubre	31	3217	152837	4737.9	604709	6.08	6.08
Noviembre	30	3113	152837	4585.1	585254	6.96	6.96
Diciembre	31	3217	152837	4737.9	604709	7.10	7.10

Producción energía	Producción energía	Demanda cubierta en exceso	Ahorro mensual
[Wh/día]	[kWh/mes]	[kWh/mes]	[\$/mes]
435100.0	13488.1	10271.0	604709
427568.3	11971.9	9066.2	546342
384116.2	11907.6	8690.5	604709
297791.5	8933.7	5820.5	585254
205093.7	6357.9	3140.8	604709
169752.7	5092.6	1979.3	585254
176705.0	5477.9	2260.8	604709
225950.7	7004.5	3787.4	604709
318069.1	9542.1	6428.8	585254
352251.4	10919.8	7702.7	604709
403235.1	12097.1	8983.8	585254
411346.2	12751.7	9534.7	604709
317248.3	115544.8	77666.6	\$ 7120322

TABLA 21: EVALUACIÓN MENSUAL DE LA INSTALACIÓN OFF GRID.

Mes	Días	Potencia instalada [kW]	Producción teórica mes [kWh/mes]	Factor operación [%]
Enero	31	57.93	21552.2	62.6%
Febrero	28	57.93	19466.5	61.5%
Marzo	31	57.93	21552.2	55.3%
Abril	30	57.93	20857.0	42.8%
Mayo	31	57.93	21552.2	29.5%
Junio	30	57.93	20857.0	24.4%
Julio	31	57.93	21552.2	25.4%
Agosto	31	57.93	21552.2	32.5%
Septiembre	30	57.93	20857.0	45.8%
Octubre	31	57.93	21552.2	50.7%
Noviembre	30	57.93	20857.0	58.0%
Diciembre	31	57.93	21552.2	59.2%
Promedio				45.6%

TABLA 22: EVALUACIÓN DEL FACTOR OPERACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA OFF GRID.

Para el cálculo de la producción teórica mensual de la instalación, se consideró el periodo de funcionamiento del alumbrado, el cual fue aproximado a 12 horas. Siendo la fórmula de cálculo de la producción teórica mes igual a:

$$\text{Producción teórica mes} = (\text{n}^\circ \text{ días mes}) * \text{Potencia instalada (kW)} * 12 \text{ (h)}$$

El factor de operación de la instalación o rendimiento fue obtenido mediante el cociente entre la producción energía de la TABLA 21, en kWh/mes, y la producción teórica mes de la TABLA 22.

5.3 Análisis de la estructura de soporte:

-Las estructuras de soporte deben ser capaces de resistir, como mínimo, 20 años de exposición a la intemperie (8.1.1 NCh2896).

-La estructura de soporte de la unidad de generación fotovoltaica deberá satisfacer la normativa vigente en Chile, en cuanto a edificación y diseño estructural para los efectos del viento, nieve y sísmicos (7.1 RGR N° 02/2014).

-Las estructuras de soporte deben soportar vientos de 120 km/h, como mínimo (8.2.1 NCh2896).

5.3.1 Análisis carga de nieve:

-sobrecarga de nieve (n): sobrecarga que se emplea en los cálculos de estabilidad y que se obtiene de la sobrecarga básica de nieve (n_0) (3.1 NCh431.Of77).

- En techos con una inclinación menor o igual a 30° con respecto a la horizontal la sobrecarga de nieve es igual a la sobrecarga básica de nieve indicada en 4.4.1. Debe considerarse uniformemente repartida sobre la proyección horizontal de la superficie (4.1.1 NCh431.Of77).

Como se calculó en la sección 2.6, el ángulo óptimo corresponde a 30° , por lo tanto la sobrecarga de nieve es igual a la sobrecarga básica de nieve y se define mediante el punto siguiente:

- Las sobrecargas básicas mínimas de nieve (n_0) se indican en la tabla 2 en función de la latitud geográfica y altitud del lugar. Sin embargo, el proyectista estructural deberá verificar las condiciones reales de nieve caída en el lugar donde se ubicará la estructura, en base a estadísticas u otras informaciones fidedignas correspondientes a un periodo de observación no menor a 10 años (4.4.1 NCh431.Of77).

Dentro de los parámetros del Capítulo 3 se encuentran una altitud de 148 m y una latitud geográfica igual a 37.0123°S , por lo tanto la sobrecarga básica mínima de nieve según el punto 4.4.1 de la NCh431. Of77 es 0.25 kN/m^2 (25 kgf/m^2).

Para la instalación on grid se tendrán las siguientes consideraciones:

- La estructura de soporte deberá poseer el largo suficiente para ubicar 5 paneles.
- La estructura soporte será ubicada en una superficie plana en suelo de concreto.

- Los paneles se instalarán unidos por el lado más largo de cada uno de ellos.

El largo mínimo de la estructura se obtiene a continuación:

$$L_{\text{mínimo}} = N^{\circ}\text{paneles} * \text{ancho}_{\text{panel}}(m)$$

$$L_{\text{mínimo}} = 5 * 0.67 \text{ m} = 3.35 \text{ m}$$

Por lo tanto, la fuerza ejercida por la sobrecarga de nieve que deberá soportar la estructura corresponde a:

$$n = L_{\text{mínimo}}(m) * \text{largo}_{\text{panel}}(m) * 0.25 \left(\frac{kN}{m^2} \right)$$

$$n = 3.35 \text{ m} * 1.48 \text{ m} * 0.25 \left(\frac{kN}{m^2} \right)$$

$$n = 1.24 \text{ kN}$$

Para la instalación off grid se tendrán las siguientes consideraciones:

- La estructura de soporte se adaptará para albergar dos diferentes distribuciones de paneles. En la primera serán ubicados 5 paneles por estructura y en la segunda estructura serán ubicados 6 paneles.
- La estructura soporte será ubicada en una superficie plana en suelo de concreto.
- Los paneles se instalarán unidos por el lado más largo de cada uno de ellos.

Los cálculos para la primera estructura se obtienen de la misma forma que para la instalación on grid.

El largo mínimo de la segunda estructura se obtiene a continuación:

$$L_{\text{mínimo}} = N^{\circ}\text{paneles} * \text{ancho}_{\text{panel}}(m)$$

$$L_{\text{mínimo}} = 6 * 0.67 \text{ m} = 4.02 \text{ m}$$

Por lo tanto, la fuerza ejercida por la sobrecarga de nieve que deberá soportar la segunda estructura corresponde a:

$$n = L_{\text{mínimo}}(m) * \text{largo}_{\text{panel}}(m) * 0.25 \left(\frac{kN}{m^2} \right)$$

$$n = 4.02 \text{ m} * 1.48 \text{ m} * 0.25 \left(\frac{kN}{m^2} \right)$$

$$n = 1.49 \text{ kN}$$

5.3.2 Análisis efecto del viento:

Según la TABLA 4 B) *PROMEDIO DE LA MAGNITUD DEL VIENTO PARA CADA HORA*, la máxima velocidad del viento es 3.85 m/s pero la NCh2896 establece la velocidad mínima igual a 33.33 m/s (120 km/h).

- Los valores de las presiones y succiones serán considerados proporcionales a una magnitud denominada "presión básica del viento" a la que se le puede aplicar la fórmula:

$$q = \frac{u^2}{16}$$

En que:

q = es la presión básica, en kg/m²;

u = es la velocidad máxima instantánea del viento, en m/s (6.1 NCh432. Of71).

$$q = \frac{33,33^2}{16} = 69.43 \text{ kg/m}^2$$

- La velocidad u, máxima instantánea del viento, que se considerará para el cálculo de la presión básica, deberá obtenerse de una estadística directa o indirecta, que abarque un período no inferior a 20 años y aceptada por la autoridad revisora (6.3 NCh432. Of71).

- En caso de que no se cuente con la estadística a que se refiere en 6.3, en construcciones hasta de 100 m de altura, podrán usarse los siguientes valores para la "presión básica" que se indican en la tabla 1 (6.4 NCh432. Of71).

La estructura estará a nivel del suelo, por lo tanto según la tabla 1 de la NCh432, la presión básica tiene un valor de 70 kg/m^2 a una altura de 0 m (construcciones situadas en campo abierto, ante el mar, o en sitios asimilables a estas condiciones, a juicio de la autoridad revisora).

-La fuerza del viento por unidad de superficie se obtendrá multiplicando la presión básica q por un factor de forma C (9.1 NCh432. Of71).

-Los valores de C que se utilizarán para el cálculo de construcciones serán los que se indican en 9.2.1 (9.2 NCh432. Of71).

-Construcciones cerradas con paredes planas.

En el frente que da el viento:

a) Superficies perpendiculares a la dirección del viento:

$$C = 1.2$$

b) Superficies perpendiculares a la dirección del viento con altura 5 o más veces el ancho medio, medido perpendicularmente al viento:

$$C = 1.6$$

c) Superficies inclinadas en un ángulo β con relación a la dirección del viento:

$$C = 1.2 * \text{sen}\beta$$

d) Superficies inclinadas con altura 5 o más veces el ancho medio, perpendicularmente al viento:

$$C = 1.6 * \text{sen}\beta. \text{ (9.2.1 NCh432. Of71).}$$

-Construcciones abiertas.

Los valores dados en a), b) y d) de 9.2.1, son válidos también para este caso, pero se hará una segunda comprobación, en que a los valores mencionados se les agregará la presión del viento de abajo hacia arriba, perpendicularmente a la superficie del techo, FIGURA 15, en que $C = 1.2$. Se adoptará el mayor valor que resulte entre la primera y segunda comprobación (9.2.2 NCh432. Of71).

La primera comprobación se realiza con el factor de forma que indica el punto 9.2.1 NCh432. Of71, letra “c”, con un $\beta = 30^\circ$.

La fuerza del viento por unidad de superficie:

$$C * q = 1.2 * \text{sen}30^\circ * 70 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2}$$

$$C * q = 4.2 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2}$$

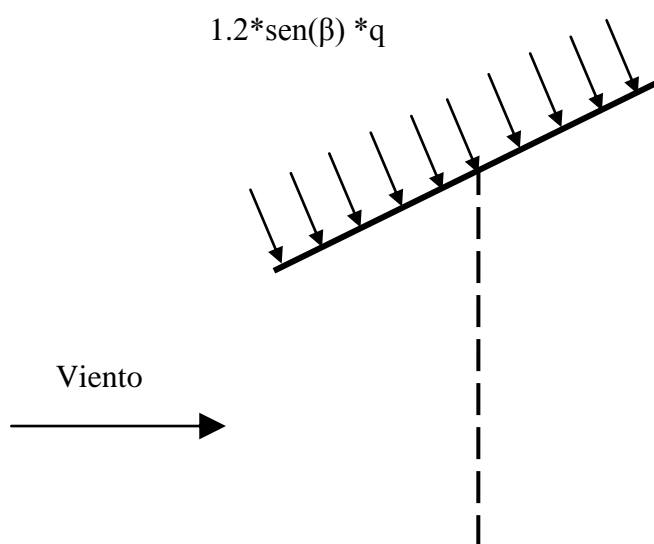


FIGURA 15: FUERZA DEL VIENTO SOBRE EL PANEL FOTOVOLTAICO, PRIMERA COMPROBACIÓN.

La segunda comprobación se realiza agregando el empuje realizado por el viento de abajo hacia arriba y haciendo una suma de cargas distribuidas, para obtener el valor total de la fuerza del viento por unidad de superficie.

$C*q$	Fuerza del viento por unidad de área
$1.2*\text{sen}(30^\circ)*70 \text{ kg/m}^2$	42 kg/m^2
$-1.2*70 \text{ kg/m}^2$	-84 kg/m^2
Suma de Esfuerzos	-42 kg/m^2

TABLA 23: SEGUNDA COMPROBACIÓN DE LA FUERZA DEL VIENTO POR UNIDAD DE ÁREA.

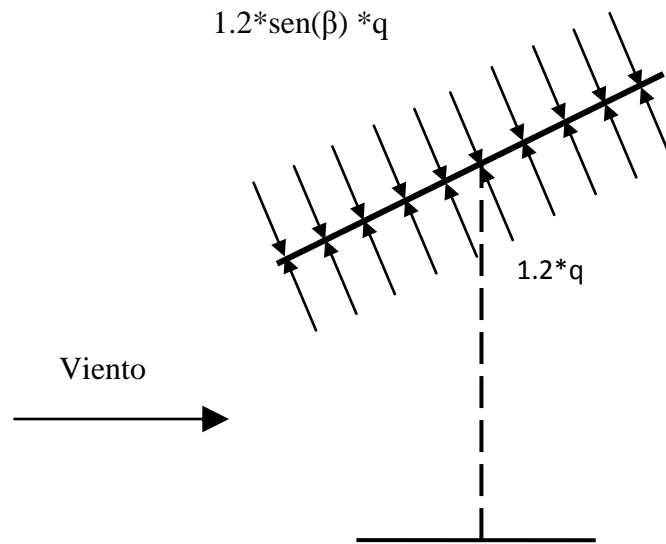


FIGURA 16: FUERZA DEL VIENTO SOBRE EL PANEL FOTOVOLTAICO, SEGUNDA COMPROBACIÓN.

Una vez realizada las dos comprobaciones que se requieren, se puede observar que la estructura está sometida a una presión y succión de igual magnitud por lo que finalmente se selecciona la fuerza del viento por unidad de área igual a 42 kg/m^2 .

5.3.3 Análisis fuerza peso de los paneles sobre la estructura:

El peso de los paneles genera una fuerza vertical en dirección al suelo, sumado a las cargas de nieve y presión del viento, su magnitud es la siguiente:

$$Fuerza\ peso = N^{\circ}paneles_{estructura} * peso_{panel} \text{ (kg)}$$

Como se mencionó anteriormente, se utilizarán dos estructuras, una soportará 5 paneles y la segunda soportará 6 paneles.

$$Fuerza\ peso = N^{\circ}paneles_{estructura} * peso_{panel} \text{ (kg)}$$

$$Fuerza\ peso_{1^{\circ}\ estructura} = 5 * 12 \text{ (kg)} = 60 \text{ kg}$$

$$Fuerza\ peso_{2^{\circ}\ estructura} = 6 * 12 \text{ (kg)} = 72 \text{ kg}$$

Fuerzas sobre Estructuras	1° estructura (5 paneles)	2° estructura (6paneles)
Fuerza de la nieve (kN)	1.24	1.47
Fuerza del viento (kN)	2.04	2.45
Fuerza peso (kN)	0.588	0.7056
Sumatoria de fuerzas	3.87 kN	4.63 kN

TABLA 24: FUERZAS QUE ACTÚAN SOBRE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS Y ESTRUCTURA SOPORTE.

Por lo tanto, se deberá seleccionar una estructura que resista las sumatoria de fuerzas de la tabla 24 y que sea capaz de resistir, como mínimo, 20 años de exposición a la intemperie.

La empresa TRITEC-INTERVENTO posee estructuras capaces de soportar cargas de hasta 5.4 kN y poseen una vida útil de 20 años, la inclinación puede ser de 20° y 30°, por lo tanto cumple con el requisito de condiciones mínimas que se han detallado. Cabe mencionar que la probabilidad de caída de nieve en la comuna de Yumbel es muy baja, puesto que este acontecimiento se da cada ciertas décadas, por lo que la carga de nieve puede no estar presente en el ciclo de vida de las Instalaciones.

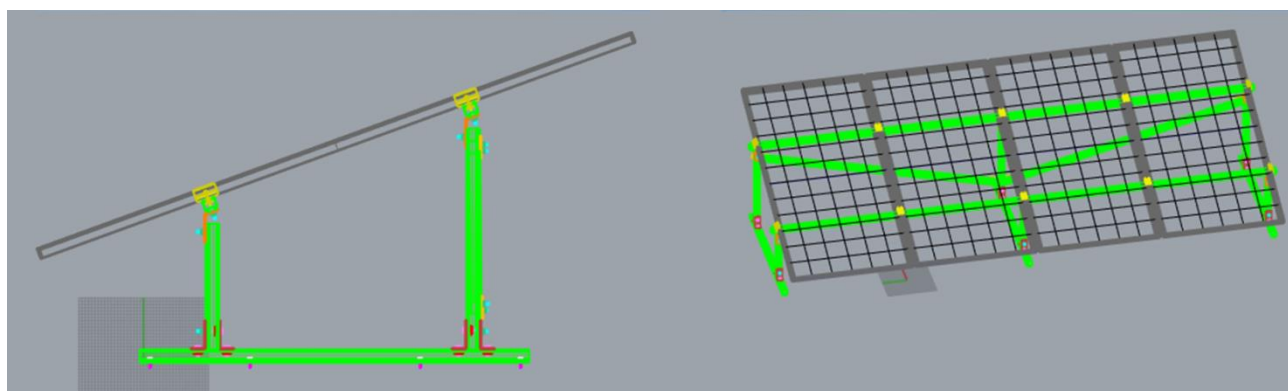


FIGURA 17: DISEÑO DE ESTRUCTURA TRI-STAND DE LA EMPRESA TRITEC-INTERVENTO.

5.4 Ubicación Instalaciones en Parque Cerro La Virgen:

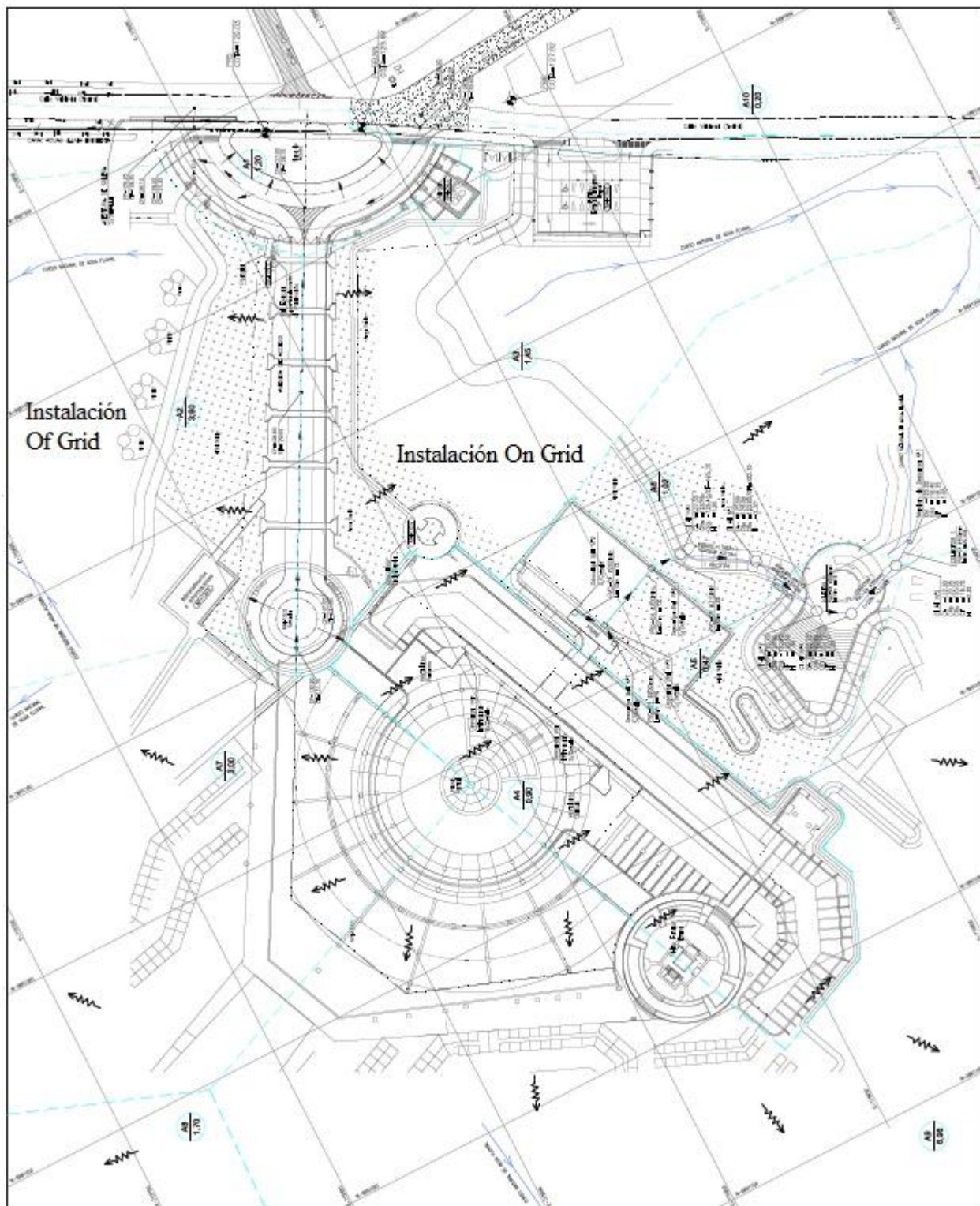


FIGURA 18: UBICACIÓN DE INSTALACIÓN ON GRID E INSTALACIÓN OFF GRID.

5.5 Mantenimiento de las instalaciones:

Como toda instalación industrial, el mantenimiento de plantas fotovoltaicas es indispensable para garantizar su buen funcionamiento. El mantenimiento depende de diversos factores como la complejidad de la instalación o la climatología de la localización donde se ubica. Dentro de las principales funciones del mantenimiento se encuentran:

-Limpieza paneles: Se limpian los paneles fotovoltaicos, se revisa en qué estado se encuentran los elementos constructivos. Esta función se debe realizar de forma periódica dependiendo del grado de suciedad. Es distinto según la zona geográfica, ya que en el sur las lluvias permiten la autolimpieza de los paneles.

-Apriete de conexiones: Inspección de las conexiones y todos los cables, el estado de las cajas de los cuadros y su estanqueidad. Revisión de equipos de mando y protección. Es recomendable realizar cada 1 año. Si el sistema está mal conexionado presentará fallas de conexión de forma inmediata, los equipos a diferencia de las máquinas rotativas no necesitan grandes intervenciones.

-Estructura de Soporte: Las principales tareas que se realizan en la estructura o seguidor es inspección de daños, como los causados por oxidación y su deterioro por agentes ambientales.

El costo del mantenimiento se estima de acuerdo al tamaño de las Instalaciones. Según consultas realizadas a profesionales del sector eléctrico el valor de mantenimiento corresponderá a 3 UF por kW instalado.

Finalmente, el costo anual del mantenimiento de las instalaciones se obtiene aproximando la potencia de la instalación on grid a 8 kW y la potencia de la instalación off grid a 58 kW además de suponer como valor UF el promedio anual del año 2016 igual a \$26022.67.

Instalación	Potencia (kW)	UF (\$)	Total (\$)
On Grid	8	26022.67	624544
Off Grid	58	26022.67	4527944.58

TABLA 25: COSTO DE MANTENIMIENTO ANUAL DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.

CAPÍTULO 6: Evaluación de inversión de las instalaciones fotovoltaicas.

6.1 Componentes principales de la instalación fotovoltaica on grid:

EQUIPOS UTILIZADOS	
Panel Fotovoltaico	Panel solar monocristalino KUHN PS-160MJ [W]
Inversor	FRONIUS SYMO 10.0-3-M
Medidor	Medidor bidireccional monofásico Elster/Honeywell A220
Fusible	HL fusible 12A 1kV rápido
Conector	Set conector MC4T modelo LQ-1T-MC4
Conductor 1	MT cable solar 1*6mm, CS-6MM-BLK/MT
Conductor 2	LAPP OLFLEX Solar XLR-R 1*2.5 mm ²
Conductor 3	MT cable solar 1*4mm, CS-4MM-RED/MT
Interruptor Magnetotérmico (IMT)	Interruptor automático bipolar 40 A Legrand
Diferencial	Interruptor diferencial 20 A Legrand
Porta fusible	MC4 línea s/fusible KCN40-FH
Estructura soporte	Estructura TRI-STAND - 30°
Tablero	Gabinete monoblock metálico 400 * 300 * 200 mm Saime IP54

TABLA 26: EQUIPOS Y COMPONENTES INSTALACIÓN ON GRID.

6.1.1 Costos principales de inversión de la instalación fotovoltaica on grid:

COSTOS	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
		[\$]	[\$]
Paneles	50	83501	4968310
Inversor	1	2174361	2587489
Medidor	1	128210	152570
Conductores	100	851	85100
Protecciones (IMT)	4	8146	38774
Tablero	1	43275	43275
Diferencial	1	16990	16990
Interruptor	2	25650	51300
Fusible /porta fusibles	2	16838	33676
Conectores	50	12462	623100
Estructura Soporte	50	30000	1500000
Subtotal Inversión inicial			\$ 10100584

TABLA 27: COSTOS DE EQUIPOS Y COMPONENTES DE INSTALACIÓN ON GRID.

6.1.2 Costos de instalación de equipos y trámite TE4 de la instalación fotovoltaica on grid:

Las instalaciones fotovoltaicas deben ser proyectadas y ejecutadas bajo la supervisión directa de un instalador electricista autorizado según los reglamentos de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Se tomará como supuesto que el costo por instalar los equipos corresponde a un 30% y un 20% de cada subtotal para la instalación on grid e instalación off grid, respectivamente. Además, la Superintendencia exige la obligatoriedad del trámite TE4 según resolución exenta n° 13530, documento que debe ser completado por un instalador o profesional que declara y es requisito para la puesta en servicio de las instalaciones conectadas a red. Ambos costos se detallan en la TABLA 28.

Instalación	30%	\$10100584	\$ 3030175
Certificado TE4	1	\$ 1300000	\$ 1300000
Subtotal inversión inicial, TABLA 27			\$ 10100584
Total inversión inicial			\$ 14430759

TABLA 28: COSTOS DE INSTALACIÓN DE LOS EQUIPOS, FORMULARIO DECLARACIÓN TE4 Y TOTAL INVERSIÓN INICIAL INSTALACIÓN ON GRID.

6.2 Componentes principales de la instalación fotovoltaica off grid:

EQUIPOS UTILIZADOS	
Panel Fotovoltaico	Panel solar monocristalino KUHN PS-160MJ [W]
Baterías	Kaise KBL122000 AGM ciclo profundo
Regulador de carga	SMARTSOLAR- MPPT 250/100
Regulador de carga	BlueSolar- MPPT 150/35
Inversor	Victron inversor Phoenix 24V 5000VA 230V 50Hz VE.Bus

TABLA 29: EQUIPOS Y COMPONENTES INSTALACIÓN OFF GRID.

Los equipos principales que forman la instalación off grid mostrados en la TABLA 29, a diferencia de la instalación conectada a red, poseen un costo de inversión significativamente elevado, es por esto que no se incluirán los costos de conductores y equipos de protección, ya que representan un valor que puede ser despreciado si se comparan a la inversión del campo solar o del banco de baterías.

6.2.1 Costos de principales inversiones de la instalación fotovoltaica off grid:

COSTOS	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
		[\$]	[\$]
Paneles	368	83501	30728368
Baterías	382	265000	101230000
Inversor	18	1557000	28026000
Regulador	5	760000	3800000
Regulador	1	264000	264000
Soporte	368	30000	11040000
Subtotal inversión inicial			\$ 175088368

TABLA 30: COSTOS DE EQUIPOS Y COMPONENTES DE INSTALACIÓN OFF GRID.

6.2.2 Costos de instalar equipos de la instalación off grid y trámite TE1:

Instalación	20%	\$ 175088368	\$ 35017674
Certificado TE1	1	\$ 1300000	\$ 1300000
Subtotal inversión inicial, TABLA 30			\$ 175088368
Total inversión inicial			\$ 211406042

TABLA 31: COSTOS DE INSTALACIÓN DE LOS EQUIPOS Y TOTAL INVERSIÓN INICIAL INSTALACIÓN OFF GRID.

Todas las instalaciones eléctricas deben ser declaradas a la SEC. Para el caso de las instalaciones aisladas, se recomienda emplear la normativa vigente de sistemas fotovoltaicos conectados a la red (RGR N° 01/2014 - RGR N°02/2014).

Todo proyecto de instalación eléctrica debe ser realizado por un instalador eléctrico autorizado por la SEC en la clase que corresponda de acuerdo a lo establecido en el reglamento de instaladores eléctricos, ya que dichas personas son las únicas responsables de la presentación y contenido de tal proyecto, sin perjuicio de las responsabilidades ante la justicia del propietario y del proyectista eléctrico.

6.3 Horizonte de evaluación:

Para la determinación del horizonte de evaluación del proyecto se tomará como referencia la vida útil de los paneles fotovoltaicos, recurriendo a la generalidad de 20 años de vida útil. Es por esto que el proyecto de las instalaciones fotovoltaicas será evaluado para un periodo de 20 años.

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico considerará un cambio en el subsistema de almacenamiento (banco de baterías) a los 11 años, por lo que si se utilizan baterías adecuadas (AGM Ciclo Profundo), no debiese haber desperfectos antes de una década.

6.4 Determinación de gastos de administración en período operacional:

Se asume que ambas instalaciones serán responsabilidad de la Municipalidad de Yumbel, por lo tanto el encargado de cada instalación será elegido desde el cuerpo técnico de la Municipalidad, siendo capacitado por los profesionales que instalan los equipos. Por lo tanto, se prescindiría de gastos en sueldo por la contratación de un técnico externo al Municipio.

6.5 Determinación de ahorros en período operacional:

Los ahorros (Beneficios) corresponden a la valoración de la energía fotovoltaica denominado ahorro mensual, presentes en las TABLAS 15 y 21. Con las condiciones de radiación solar en Yumbel y las características técnicas de los paneles solares elegidos, se generan 15699 kWh al año de energía en la instalación fotovoltaica on grid y 115545 kWh al año de energía en la instalación fotovoltaica off grid.

6.6 Análisis de ciclo de vida de instalaciones y sistemas Norma ASTM E917:

Esta norma permite evaluar proyectos de eficiencia energética que no poseen ingresos por venta y consiste en traer al presente los valores de las diversas anualidades futuras.

Los criterios generales para la evaluación económica de las instalaciones fotovoltaicas son los siguientes:

-De acuerdo a la agencia internacional de la energía, la tasa de descuento para proyectos fotovoltaicos debe ser de un 10%.

-Depreciación lineal: 11 años para el banco de baterías y 25 años para el resto de los equipos.

A lo largo del horizonte de evaluación, la rentabilidad del proyecto viene dada por el ahorro energía eléctrica que ofrecen las instalaciones fotovoltaicas.

-Los ahorros en electricidad, serán calculados con un 1.6% de reajuste en el monto anual, de acuerdo al porcentaje de variación anual del kWh, empresa Coelcha.

6.6.1 Análisis de costo alternativa instalación on grid:

El costo de energía eléctrica al no poseer el proyecto de instalación on grid se obtiene de la siguiente manera:

- Anualidades del costo de la energía, que considera el escalamiento de la electricidad a lo largo del horizonte de evaluación, traída al presente en [\$].

$$C_{energía} = C_{electricidad} * \left(\frac{1 + e}{i - e} \right) * \left[1 - \left(\frac{1 + e}{1 + i} \right)^n \right]$$

Donde

$C_{electricidad}$: Costo anual de la electricidad en [\$] (es igual al costo que cubriría la instalación on grid el primer año).

e: Tasa escalamiento de la electricidad en [%].

i: Tasa de descuento del proyecto en [%].

n: Horizonte de evaluación del proyecto en años.

$$C_{energía} = 2675089 * \left(\frac{1 + 0.016}{0.1 - 0.016} \right) * \left[1 - \left(\frac{1 + 0.016}{1 + 0.1} \right)^{20} \right]$$

$$C_{energía} = \$25749313$$

Ahora corresponde evaluar el costo de implementar la instalación on grid.

- Valor por anualidades de mantenimiento (operación y mano de obra), traído al presente [\\$]

$$C_{O\&M} = C_{Mantenimiento} * \left[\frac{(1 + i)^n - 1}{i(1 + i)^n} \right]$$

Donde

$C_{Mantenimiento}$: Valor mantenimiento anual [\\$].

$$C_{O\&M} = 624544 * \left[\frac{(1 + 0.1)^{20} - 1}{0.1(1 + 0.1)^{20}} \right]$$

$$C_{O\&M} = \$5317095$$

- Valor residual traído al presente, es el único ingreso del proyecto al final del horizonte de evaluación y su valor dependerá del potencial del equipo en un mercado secundario.

$$VR = -V_r * \left[\frac{1}{(1 + i)^n} \right]$$

Donde

El valor residual de la instalación on grid al cabo de 20 años (V_r) es \$2020117 para una depreciación lineal de 25 años.

$$VR = -2020117 * \left[\frac{1}{(1 + 0.1)^{20}} \right]$$

$$VR = -\$300277$$

	Valor Presente
Inversión Inicial	\$14430759
Costo O&M	\$5317095
Valor Residual	-\$300277
Total	\$19447577

TABLA 32: COSTO TOTAL ALTERNATIVA INSTALACIÓN ON GRID.

6.6.2 Análisis de costo alternativa instalación off grid:

De igual forma que en el análisis de costo para la instalación on grid, se procederá a obtener el costo de energía eléctrica sin tener la instalación off grid.

- Anualidades del costo de la energía, que considera el escalamiento de la electricidad a lo largo del horizonte de evaluación, traída al presente en [\$].

$$C_{energía} = C_{electricidad} * \left(\frac{1 + e}{i - e} \right) * \left[1 - \left(\frac{1 + e}{1 + i} \right)^n \right]$$

Donde

$C_{electricidad}$: Costo anual de la electricidad en [\$] (es igual al costo que cubriría la instalación on grid el primer año).

e: Tasa escalamiento de la electricidad en [%].

i: Tasa de descuento del proyecto en [%].

n: Horizonte de evaluación del proyecto en años.

$$C_{energía} = 7120322 * \left(\frac{1 + 0.016}{0.1 - 0.016} \right) * \left[1 - \left(\frac{1 + 0.016}{1 + 0.1} \right)^{20} \right]$$

$$C_{energía} = \$68537308$$

Ahora corresponde evaluar el costo de implementar la instalación off grid.

- Valor por anualidades de mantenimiento (operación y mano de obra), traído al presente [\$]

$$C_{O\&M} = C_{Mantenimiento} * \left[\frac{(1 + i)^n - 1}{i(1 + i)^n} \right]$$

Donde

$C_{\text{Mantenimiento}}$: Valor mantenimiento anual [\\$].

$$C_{O\&M} = 4527945 * \left[\frac{(1 + 0.1)^{20} - 1}{0.1(1 + 0.1)^{20}} \right]$$

$$C_{O\&M} = \$38548948$$

- Costo de reemplazo futuro de algún equipo u accesorio

Las baterías serán reemplazadas al décimo primer año y no poseerán un valor de salvamento.

$$C_{\text{reemplazo}} = V_{\text{baterías}} * \left[\frac{1}{(1 + i)^n} \right]$$

Donde

$V_{\text{baterías}}$: Costo del banco de baterías [\\$].

n: Año en el cual se hará el reemplazo.

$$C_{\text{reemplazo}} = 101230000 * \left[\frac{1}{(1 + 0.1)^{11}} \right]$$

$$C_{\text{reemplazo}} = \$35480497$$

- Valor residual traído al presente, es el único ingreso del proyecto al final del horizonte de evaluación y su valor dependerá del potencial del equipo en un mercado secundario.

$$VR = -V_r * \left[\frac{1}{(1 + i)^n} \right]$$

Donde

El valor residual de la instalación off grid al cabo de 20 años (V_r) es \$14771674 para una depreciación lineal de 25 años.

$$VR = -14771674 * \left[\frac{1}{(1 + 0.1)^{20}} \right]$$

$$VR = -\$2195715$$

	Valor Presente
Inversión Inicial	\$211406042
Costo O&M	\$38548948
Costo Reemplazo	\$35480497
Valor Residual	-\$2195715
Total	\$283239769

TABLA 33: COSTO TOTAL ALTERNATIVA INSTALACIÓN OFF GRID.

6.7 Determinación periodo de recuperación de capital para instalación on grid:

años	Flujo (\$)	flujo acumulado (\$)
0 (Inversión inicial)	1.430759	-14430759
1	2050545	-12380214
2	2081480	-10298734
3	2112875	-8185859
4	2144735	-6041124
5	2177068	-3864056
6	2209881	-1654175
7	2243181	589006
8	2276974	2865980
9	2311268	5177248
10	2346070	7523319
11	2381388	9904707
12	2417229	12321935
13	2453600	14775535
14	2490509	17266044
15	2527964	19794008
16	2565973	22359981
17	2604544	24964524
18	2643684	27608208
19	2683403	30291611
20	2723708	33015320
	PR años	7.74

TABLA 34: FLUJOS DE CAPITAL ACUMULADO Y PERIODO DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL, INSTALACIÓN ON GRID.

6.9 Determinación Periodo de Recuperación de Capital para Instalación Off Grid:

Años	Flujo (\$)	flujo acumulado (\$)
0 (Inversión inicial)	211406042	-211406042
1	2592377	-208813664
2	2620272	-206193393
3	2648354	-203545039
4	2676623	-200868416
5	2705076	-198163340
6	2733711	-195429629
7	2762526	-192667103
8	2791519	-189875584
9	2820686	-187054898
10	2850026	-184204872
11	2879535	-181325337
12	2909211	-178416126
13	2939050	-175477077
14	2969048	-172508028
15	2999204	-169508825
16	3029512	-166479313
17	3059969	-163419344
18	3090571	-160328773
19	3121314	-157207459
20	3152194	-154055265

TABLA 35: FLUJOS DE CAPITAL ACUMULADO, INSTALACIÓN OFF GRID.

Se observa en la TABLA 35 que los flujos acumulados de la instalación off grid, en un horizonte de evaluación igual a 20 años referente a la vida útil de los paneles fotovoltaicos y de la Instalación, no permiten recuperar la inversión inicial. Esto se debe principalmente al sobredimensionamiento de los paneles solares y las baterías, en mayor medida estas últimas, lo que implicó un alto costo de inversión para lograr abastecer la demanda energética del parque en el mes de peor radiación con el fin de poseer la autosuficiencia en la iluminación que proveería la Instalación Off Grid.

CAPÍTULO 7: Discusión y Conclusiones.

La Ley 20.571 establece un sistema que permite la autogeneración de energía en base a energías renovables no convencionales. Es por esto que esta ley abre el mercado para la generación ciudadana, entregando el derecho a los usuarios a vender sus excedentes de energía a la empresa distribuidora con la que realizó el contrato de conexión a un precio regulado, el cual se encuentra publicado en los sitios web de las empresas distribuidoras.

Los sistemas de generación eléctrica deben ser declarados ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC, para poder acogerse a esta ley. Además, desde el año 2015 la Superintendencia cuenta con una unidad técnica especializada en ERNC para atender los requerimientos de la ciudadanía. Como fue mencionado en el capítulo 6, las instalaciones eléctricas deben ser declaradas por un instalador autorizado.

Se puede concluir que, debido a las bajas tarifas que pagan las empresas distribuidoras por la energía inyectada de la generación ciudadana, no es recomendable invertir en un equipo de generación sobredimensionado y resulta más conveniente utilizar directamente la energía producida por la autogeneración para que ésta sea valorada al mismo precio que se compra el kWh proveniente de la red, permitiendo así un retorno más rápido de la inversión.

La SEC pone a disposición de la ciudadanía un listado de los productos autorizados para ser utilizados en sistemas de generación ciudadana, así como la información de contacto de todos los instaladores que ya han declarado exitosamente algún sistema de este tipo, mediante el Trámite TE4. Por lo tanto, las Instalaciones Fotovoltaicas que fueron estudiadas en la presente Habilitación Profesional recurrieron estrictamente a los productos autorizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, garantizando así el cumplimiento de las exigencias por dicha entidad para el dimensionado de las instalaciones eléctricas.

Los resultados que fueron obtenidos de los indicadores económicos arrojan las siguientes interpretaciones: la instalación on grid es tanto técnica como económicamente factible de implementar, esto se debe principalmente a la actual normativa que regula los diseños y dimensionamientos de las instalaciones fotovoltaicas además de tener la opción de prescindir de un banco de baterías y utilizar la energía de la red, lo que disminuye considerablemente los costos de inversión que conlleva la acumulación de energía, pero no se logra la autosuficiencia energética, ya que esto implicaría sobredimensionar el generador fotovoltaico. En la instalación on grid se obtuvo

un costo total de inversión igual a \$ 19447577, siendo menor que el costo de suministrar energía desde la red del distribuidor local Coelcha que corresponde a \$ 25749313. El periodo de recuperación del capital se obtendría a los 7.74 años según los ahorros obtenidos en electricidad. El proyecto de una instalación on grid ofrece un panorama más atractivo, por lo que el proyecto de inversión crearía valor.

Los costos de inversión unitarios de la tecnología solar fotovoltaica han presentado valores decrecientes en los últimos años. En concordancia con ello, el costo de inversión unitario ha pasado de 2700 US\$/kW del año 2013 a 2300 US\$/kW en 2015. El costo de inversión unitario de la instalación on grid corresponde a 2712 US\$/kW, si bien este costo resulta ser mayor a lo obtenido en 2015, sigue estando dentro de los parámetros de referencia para la evaluación de proyectos de este tipo.

La instalación off grid técnicamente es posible de implementar, ya que se posee el espacio suficiente para albergar los equipos, que además se encuentran disponibles en el mercado, pero el costo de inversión, principalmente del banco de baterías, vuelve el proyecto con grandes desventajas económicas, puesto que los costos totales de la instalación que corresponden a \$ 283239769 y superan ampliamente la opción de suministrar la iluminación del parque mediante la red del distribuidor local, que posee un costo de \$68537308. La inversión no es posible de recuperar mediante los ahorros de energía eléctrica en la vida útil de la instalación, además se debe tener presente que el banco de baterías requiere ser repuesto al menos al décimo primer año. Por ende, suministrar completamente la energía de iluminación para el Parque Cerro La Virgen de Yumbel y volverlo autosuficiente mediante una instalación fotovoltaica autónoma en términos económicos no es atractivo comparado a la opción de la empresa distribuidora. Cabe destacar que un sistema fotovoltaico autónomo, dimensionado para cubrir las necesidades energéticas del mes más desfavorable, capta mucha energía en los meses con mayor radiación, energía que es desaprovechada si no se realizan planes de eficiencia energética. Si se hiciera uso de toda la energía que provee la instalación off grid, el ahorro de energía eléctrica anual sería de \$ 21681253, un valor muy superior en comparación de los \$ 7120322 que fueron valorados al entregar el 100% de la iluminación.

El costo unitario de la instalación off grid equivale a un total de 5398 US\$/kW, valor que refleja el alto costo de esta instalación, comparado a la tendencia de baja del costo unitario de inversión. Por

lo tanto, comparado a los precios actuales de inversión, la instalación off grid no resulta ser una inversión atractiva como fuente de energía para el Parque Urbano Cerro La Virgen.

Como se observó en los capítulos anteriores, la instalación autónoma, al estar dimensionada para lograr abastecer el 100% de energía en el mes de menor radiación, genera un exceso de electricidad que no se estaría aprovechando, por ende un plan de eficiencia energética es esencial si se quiere optar por este tipo de tecnologías como alternativa a las fuentes convencionales. Es por esto que una de los posibles usos que se le podría dar a la energía en exceso que genera la instalación off grid sería aportar a la demanda no cubierta de la instalación on grid, acción técnicamente posible si los inversores son de onda sinusoidal pura, el cual es el caso de ambas instalaciones. Otra alternativa sería utilizar el exceso de energía para cubrir necesidades energéticas que se presenten en actividades religiosas o artísticas, requiriendo el uso de equipos de amplificación.

De igual forma se presenta que, al usar el 100% de la energía eléctrica generada por la instalación off grid, su costo total sigue siendo mayor que el costo total de suministrar la misma energía por medio de una fuente convencional (\$ 208694876). Luego de reconocer que los costos seguirán siendo mayores ante la alternativa de suministrar la energía por medio de la empresa distribuidora, se concluye que la autosuficiencia es posible pero no es una alternativa económicamente atractiva, por lo tanto no se recomienda implementar la Instalación fotovoltaica off grid.

CAPÍTULO 8: Bibliografía.

-Superintendencia de Electricidad y Combustibles. 2005 .Procedimientos de comunicación de energización de instalaciones fotovoltaicas y buenas y malas prácticas. Santiago, Chile.

- Bloomberg New Energy Finance, Banco Interamericano de Desarrollo. 2015. New Energy Finance Climascoppe.

- Sánchez A., Reinaldo. Apuntes de asignatura. “Proyecto de equipos e instalaciones térmicas y de fluidos”, 2014.

-Normas:

- Instituto Nacional de Normalización. 1977. Construcción – Sobrecargas de nieve. NCh431.Of77. Santiago, Chile.
- Instituto Nacional de Normalización. 1994. Cálculo de la acción del viento sobre las construcciones. NCh432.Of71. Santiago, Chile.
- Instituto Nacional de Normalización. 2003. Electricidad - Instalaciones de consumo en baja tensión. NCh Elec. 4/2003. Santiago, Chile.
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles. 2014. NGR N° 02: Diseño y ejecución de las Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a red. Santiago, Chile.
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles. 2014. NGR N° 01: Procedimiento de comunicación de energización de generadoras residenciales. Santiago, Chile.
- Norma ASTM E917.

-Software:

- Explorador Solar. Ministerio de Energía. Versión: 2017.

-Tesis:

- Valenzuela, L.F. 2011. Dimensionamiento de un Sistema Fotovoltaico para la Iluminación del Laboratorio de Energías Renovables No-Convencionales del Departamento de Ingeniería Mecánica – Universidad del Bío-Bío. Seminario Ing. Ejec. Mecánica. Universidad del Bío-Bío, Facultad de Ingeniería, Depto. de Ingeniería Mecánica. Concepción, Chile.

- Constenla, V. 2012. Diseño de un plan de negocios para una empresa proveedora de energía eléctrica solar fotovoltaica. Memoria Ing. Civil Industrial. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Depto. de Ingeniería Industrial. Santiago, Chile.
- Figueroa, C.F., N.A, Parra., Rodríguez, C.H. 2014. Evaluación de la factibilidad técnica y económica de la instalación de paneles solares fotovoltaicos en hogares de familias de escasos recursos de la comuna de San Nicolás. Memoria Técnico Universitario en Administración. Universidad del Bío-Bío, Facultad de Ciencias Empresariales, Depto de Gestión Empresarial. Chillan, Chile.

-Web:

- Mercado Público. Licitación: Constr. Etapa 1 Parque Urb. Cerro la Virgen Yumbel. <<http://www.mercadopublico.cl/Procurement/Modules/RFB/DetailsAcquisition.aspx?qS=SRPjbRm9IISB+VfIQPKP47sITKh9NYb5DmUw9SbzXyIFBB77L1Rd3S2OekOekoZE>> [consulta: 04 enero 2017].

CAPÍTULO 9: Anexos.

Fecha	Sol				Crepúsculo					
	Salida	Puesta	Mediodía solar	Duración del día	Civil		Náutico		Astronómico	
					Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin
Viernes, 1 de enero	6:34	21:13	13:53	14h 39min 18s	6:03	21:44	5:25	22:22	4:42	23:05
Sábado, 2 de enero	6:35	21:13	13:54	14h 38min 36s	6:04	21:44	5:26	22:22	4:43	23:05
Domingo, 3 de enero	6:35	21:13	13:54	14h 37min 51s	6:05	21:44	5:27	22:22	4:44	23:04
Lunes, 4 de enero	6:36	21:13	13:55	14h 37min 3s	6:06	21:44	5:28	22:22	4:45	23:04
Martes, 5 de enero	6:37	21:13	13:55	14h 36min 11s	6:07	21:44	5:29	22:22	4:47	23:04
Miércoles, 6 de enero	6:38	21:13	13:56	14h 35min 17s	6:08	21:44	5:30	22:22	4:48	23:04
Jueves, 7 de enero	6:39	21:13	13:56	14h 34min 19s	6:09	21:44	5:31	22:21	4:49	23:03
Viernes, 8 de enero	6:40	21:13	13:57	14h 33min 18s	6:10	21:43	5:32	22:21	4:50	23:03
Sábado, 9 de enero	6:41	21:13	13:57	14h 32min 13s	6:11	21:43	5:33	22:21	4:52	23:02
Domingo, 10 de enero	6:42	21:13	13:57	14h 31min 6s	6:12	21:43	5:34	22:20	4:53	23:02
Lunes, 11 de enero	6:43	21:13	13:58	14h 29min 56s	6:13	21:43	5:35	22:20	4:54	23:01
Martes, 12 de enero	6:44	21:13	13:58	14h 28min 42s	6:14	21:42	5:37	22:20	4:56	23:01
Miércoles, 13 de enero	6:45	21:12	13:59	14h 27min 26s	6:15	21:42	5:38	22:19	4:57	23:00
Jueves, 14 de enero	6:46	21:12	13:59	14h 26min 8s	6:16	21:42	5:39	22:19	4:58	23:00
Viernes, 15 de enero	6:47	21:12	13:59	14h 24min 46s	6:17	21:41	5:40	22:18	5:00	22:59
Sábado, 16 de enero	6:48	21:11	14:00	14h 23min 22s	6:18	21:41	5:42	22:18	5:01	22:58
Domingo, 17 de enero	6:49	21:11	14:00	14h 21min 55s	6:19	21:40	5:43	22:17	5:03	22:57
Lunes, 18 de enero	6:50	21:10	14:00	14h 20min 25s	6:21	21:40	5:44	22:16	5:04	22:56
Martes, 19 de enero	6:51	21:10	14:01	14h 18min 54s	6:22	21:39	5:45	22:16	5:06	22:56
Miércoles, 20 de enero	6:52	21:10	14:01	14h 17min 19s	6:23	21:39	5:47	22:15	5:07	22:55
Jueves, 21 de enero	6:53	21:09	14:01	14h 15min 43s	6:24	21:38	5:48	22:14	5:09	22:54
Viernes, 22 de enero	6:54	21:08	14:01	14h 14min 3s	6:25	21:38	5:49	22:14	5:10	22:53
Sábado, 23 de enero	6:55	21:08	14:02	14h 12min 23s	6:26	21:37	5:51	22:13	5:12	22:52
Domingo, 24 de enero	6:57	21:07	14:02	14h 10min 39s	6:28	21:36	5:52	22:12	5:13	22:51
Lunes, 25 de enero	6:58	21:07	14:02	14h 8min 54s	6:29	21:36	5:53	22:11	5:15	22:50
Martes, 26 de enero	6:59	21:06	14:02	14h 7min 8s	6:30	21:35	5:55	22:10	5:16	22:48
Miércoles, 27 de enero	7:00	21:05	14:03	14h 5min 18s	6:31	21:34	5:56	22:09	5:18	22:47
Jueves, 28 de enero	7:01	21:04	14:03	14h 3min 27s	6:32	21:33	5:57	22:08	5:19	22:46
Viernes, 29 de enero	7:02	21:04	14:03	14h 1min 34s	6:34	21:32	5:59	22:07	5:21	22:45
Sábado, 30 de enero	7:03	21:03	14:03	13h 59min 40s	6:35	21:31	6:00	22:06	5:22	22:44
Domingo, 31 de enero	7:04	21:02	14:03	13h 57min 43s	6:36	21:30	6:01	22:05	5:24	22:42

ANEXO 1: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES DE ENERO.

Fecha	Sol				Crepúsculo					
					Civil		Náutico		Astronómico	
	Salida	Puesta	Mediodía solar	Duración del día	Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin
Lunes, 1 de febrero	7:05	21:01	14:03	13h 55min 46s	6:37	21:30	6:03	22:04	5:26	22:41
Martes, 2 de febrero	7:07	21:00	14:03	13h 53min 46s	6:38	21:29	6:04	22:03	5:27	22:40
Miércoles, 3 de febrero	7:08	20:59	14:04	13h 51min 46s	6:40	21:28	6:05	22:02	5:29	22:39
Jueves, 4 de febrero	7:09	20:59	14:04	13h 49min 44s	6:41	21:27	6:07	22:01	5:30	22:37
Viernes, 5 de febrero	7:10	20:58	14:04	13h 47min 40s	6:42	21:26	6:08	22:00	5:32	22:36
Sábado, 6 de febrero	7:11	20:57	14:04	13h 45min 35s	6:43	21:25	6:09	21:58	5:33	22:34
Domingo, 7 de febrero	7:12	20:56	14:04	13h 43min 30s	6:44	21:23	6:11	21:57	5:35	22:33
Lunes, 8 de febrero	7:13	20:55	14:04	13h 41min 22s	6:45	21:22	6:12	21:56	5:36	22:32
Martes, 9 de febrero	7:14	20:54	14:04	13h 39min 14s	6:47	21:21	6:13	21:55	5:38	22:30
Miércoles, 10 de febrero	7:15	20:52	14:04	13h 37min 4s	6:48	21:20	6:14	21:53	5:39	22:29
Jueves, 11 de febrero	7:17	20:51	14:04	13h 34min 54s	6:49	21:19	6:16	21:52	5:41	22:27
Viernes, 12 de febrero	7:18	20:50	14:04	13h 32min 42s	6:50	21:18	6:17	21:51	5:42	22:26
Sábado, 13 de febrero	7:19	20:49	14:04	13h 30min 30s	6:51	21:17	6:18	21:50	5:44	22:24
Domingo, 14 de febrero	7:20	20:48	14:04	13h 28min 16s	6:52	21:15	6:20	21:48	5:45	22:23
Lunes, 15 de febrero	7:21	20:47	14:04	13h 26min 2s	6:54	21:14	6:21	21:47	5:46	22:21
Martes, 16 de febrero	7:22	20:46	14:04	13h 23min 47s	6:55	21:13	6:22	21:45	5:48	22:20
Miércoles, 17 de febrero	7:23	20:44	14:04	13h 21min 31s	6:56	21:12	6:23	21:44	5:49	22:18
Jueves, 18 de febrero	7:24	20:43	14:04	13h 19min 14s	6:57	21:10	6:25	21:43	5:51	22:17
Viernes, 19 de febrero	7:25	20:42	14:04	13h 16min 58s	6:58	21:09	6:26	21:41	5:52	22:15
Sábado, 20 de febrero	7:26	20:41	14:03	13h 14min 40s	6:59	21:08	6:27	21:40	5:53	22:13
Domingo, 21 de febrero	7:27	20:39	14:03	13h 12min 21s	7:00	21:06	6:28	21:38	5:55	22:12
Lunes, 22 de febrero	7:28	20:38	14:03	13h 10min 2s	7:01	21:05	6:29	21:37	5:56	22:10
Martes, 23 de febrero	7:29	20:37	14:03	13h 7min 43s	7:02	21:04	6:31	21:36	5:57	22:09
Miércoles, 24 de febrero	7:30	20:36	14:03	13h 5min 23s	7:04	21:02	6:32	21:34	5:59	22:07
Jueves, 25 de febrero	7:31	20:34	14:03	13h 3min 3s	7:05	21:01	6:33	21:33	6:00	22:05
Viernes, 26 de febrero	7:32	20:33	14:03	13h 0min 42s	7:06	20:59	6:34	21:31	6:01	22:04
Sábado, 27 de febrero	7:33	20:32	14:02	12h 58min 20s	7:07	20:58	6:35	21:30	6:03	22:02
Domingo, 28 de febrero	7:34	20:30	14:02	12h 55min 58s	7:08	20:57	6:36	21:28	6:04	22:01
Lunes, 29 de febrero	7:35	20:29	14:02	12h 53min 37s	7:09	20:55	6:37	21:27	6:05	21:59

ANEXO 2: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES DE FEBRERO.

Fecha	Sol				Crepúsculo					
	Salida	Puesta	Mediodía solar	Duración del día	Civil		Náutico		Astronómico	
					Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin
Martes, 1 de marzo	7:36	20:27	14:02	12h 51min 15s	7:10	20:54	6:39	21:25	6:06	21:57
Miércoles, 2 de marzo	7:37	20:26	14:02	12h 48min 52s	7:11	20:52	6:40	21:24	6:07	21:56
Jueves, 3 de marzo	7:38	20:25	14:01	12h 46min 29s	7:12	20:51	6:41	21:22	6:09	21:54
Viernes, 4 de marzo	7:39	20:23	14:01	12h 44min 7s	7:13	20:49	6:42	21:21	6:10	21:52
Sábado, 5 de marzo	7:40	20:22	14:01	12h 41min 43s	7:14	20:48	6:43	21:19	6:11	21:51
Domingo, 6 de marzo	7:41	20:20	14:01	12h 39min 20s	7:15	20:47	6:44	21:17	6:12	21:49
Lunes, 7 de marzo	7:42	20:19	14:00	12h 36min 57s	7:16	20:45	6:45	21:16	6:13	21:48
Martes, 8 de marzo	7:43	20:17	14:00	12h 34min 33s	7:17	20:44	6:46	21:14	6:14	21:46
Miércoles, 9 de marzo	7:44	20:16	14:00	12h 32min 10s	7:18	20:42	6:47	21:13	6:16	21:44
Jueves, 10 de marzo	7:45	20:15	14:00	12h 29min 46s	7:19	20:41	6:48	21:11	6:17	21:43
Viernes, 11 de marzo	7:46	20:13	13:59	12h 27min 22s	7:20	20:39	6:49	21:10	6:18	21:41
Sábado, 12 de marzo	7:47	20:12	13:59	12h 24min 58s	7:21	20:38	6:50	21:08	6:19	21:39
Domingo, 13 de marzo	7:48	20:10	13:59	12h 22min 34s	7:22	20:36	6:51	21:07	6:20	21:38
Lunes, 14 de marzo	7:48	20:09	13:59	12h 20min 10s	7:23	20:35	6:52	21:05	6:21	21:36
Martes, 15 de marzo	7:49	20:07	13:58	12h 17min 47s	7:24	20:33	6:53	21:04	6:22	21:35
Miércoles, 16 de marzo	7:50	20:06	13:58	12h 15min 22s	7:24	20:32	6:54	21:02	6:23	21:33
Jueves, 17 de marzo	7:51	20:04	13:58	12h 12min 59s	7:25	20:30	6:55	21:00	6:24	21:31
Viernes, 18 de marzo	7:52	20:03	13:57	12h 10min 35s	7:26	20:29	6:56	20:59	6:25	21:30
Sábado, 19 de marzo	7:53	20:01	13:57	12h 8min 11s	7:27	20:27	6:57	20:57	6:26	21:28
Domingo, 20 de marzo	7:54	20:00	13:57	12h 5min 48s	7:28	20:26	6:58	20:56	6:27	21:27
Lunes, 21 de marzo	7:55	19:58	13:57	12h 3min 25s	7:29	20:24	6:59	20:54	6:28	21:25
Martes, 22 de marzo	7:56	19:57	13:56	12h 1min 1s	7:30	20:23	7:00	20:53	6:29	21:23
Miércoles, 23 de marzo	7:57	19:55	13:56	11h 58min 39s	7:31	20:21	7:01	20:51	6:30	21:22
Jueves, 24 de marzo	7:58	19:54	13:56	11h 56min 15s	7:32	20:20	7:01	20:50	6:31	21:20
Viernes, 25 de marzo	7:58	19:52	13:55	11h 53min 53s	7:33	20:18	7:02	20:48	6:32	21:19
Sábado, 26 de marzo	7:59	19:51	13:55	11h 51min 31s	7:33	20:17	7:03	20:47	6:33	21:17
Domingo, 27 de marzo	8:00	19:49	13:55	11h 49min 9s	7:34	20:15	7:04	20:45	6:34	21:16
Lunes, 28 de marzo	8:01	19:48	13:54	11h 46min 48s	7:35	20:14	7:05	20:44	6:35	21:14
Martes, 29 de marzo	8:02	19:46	13:54	11h 44min 26s	7:36	20:12	7:06	20:42	6:36	21:13
Miércoles, 30 de marzo	8:03	19:45	13:54	11h 42min 4s	7:37	20:11	7:07	20:41	6:37	21:11
Jueves, 31 de marzo	8:04	19:43	13:54	11h 39min 44s	7:38	20:09	7:08	20:39	6:37	21:10

ANEXO 3: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES DE MARZO.

Fecha	Sol				Crepúsculo					
					Civil		Náutico		Astronómico	
	Salida	Puesta	Mediodía solar	Duración del día	Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin
Viernes, 1 de abril	8:05	19:42	13:53	11h 37min 23s	7:39	20:08	7:09	20:38	6:38	21:08
Sábado, 2 de abril	8:05	19:40	13:53	11h 35min 2s	7:40	20:06	7:09	20:36	6:39	21:07
Domingo, 3 de abril	8:06	19:39	13:53	11h 32min 43s	7:40	20:05	7:10	20:35	6:40	21:05
Lunes, 4 de abril	8:07	19:38	13:52	11h 30min 24s	7:41	20:04	7:11	20:34	6:41	21:04
Martes, 5 de abril	8:08	19:36	13:52	11h 28min 5s	7:42	20:02	7:12	20:32	6:42	21:02
Miércoles, 6 de abril	8:09	19:35	13:52	11h 25min 47s	7:43	20:01	7:13	20:31	6:43	21:01
Jueves, 7 de abril	8:10	19:33	13:52	11h 23min 28s	7:44	19:59	7:14	20:29	6:44	21:00
Viernes, 8 de abril	8:11	19:32	13:51	11h 21min 11s	7:45	19:58	7:14	20:28	6:44	20:58
Sábado, 9 de abril	8:12	19:30	13:51	11h 18min 54s	7:45	19:56	7:15	20:27	6:45	20:57
Domingo, 10 de abril	8:12	19:29	13:51	11h 16min 37s	7:46	19:55	7:16	20:25	6:46	20:55
Lunes, 11 de abril	8:13	19:28	13:50	11h 14min 22s	7:47	19:54	7:17	20:24	6:47	20:54
Martes, 12 de abril	8:14	19:26	13:50	11h 12min 7s	7:48	19:52	7:18	20:23	6:48	20:53
Miércoles, 13 de abril	8:15	19:25	13:50	11h 9min 52s	7:49	19:51	7:19	20:21	6:49	20:51
Jueves, 14 de abril	8:16	19:24	13:50	11h 7min 39s	7:50	19:50	7:19	20:20	6:49	20:50
Viernes, 15 de abril	8:17	19:22	13:49	11h 5min 25s	7:51	19:48	7:20	20:19	6:50	20:49
Sábado, 16 de abril	8:18	19:21	13:49	11h 3min 13s	7:51	19:47	7:21	20:17	6:51	20:48
Domingo, 17 de abril	8:19	19:20	13:49	11h 1min 1s	7:52	19:46	7:22	20:16	6:52	20:46
Lunes, 18 de abril	8:19	19:18	13:49	10h 58min 50s	7:53	19:45	7:23	20:15	6:53	20:45
Martes, 19 de abril	8:20	19:17	13:49	10h 56min 39s	7:54	19:43	7:23	20:14	6:53	20:44
Miércoles, 20 de abril	8:21	19:16	13:48	10h 54min 31s	7:55	19:42	7:24	20:13	6:54	20:43
Jueves, 21 de abril	8:22	19:14	13:48	10h 52min 22s	7:56	19:41	7:25	20:11	6:55	20:42
Viernes, 22 de abril	8:23	19:13	13:48	10h 50min 15s	7:56	19:40	7:26	20:10	6:56	20:40
Sábado, 23 de abril	8:24	19:12	13:48	10h 48min 8s	7:57	19:39	7:27	20:09	6:56	20:39
Domingo, 24 de abril	8:25	19:11	13:48	10h 46min 2s	7:58	19:37	7:27	20:08	6:57	20:38
Lunes, 25 de abril	8:26	19:09	13:47	10h 43min 57s	7:59	19:36	7:28	20:07	6:58	20:37
Martes, 26 de abril	8:26	19:08	13:47	10h 41min 54s	8:00	19:35	7:29	20:06	6:59	20:36
Miércoles, 27 de abril	8:27	19:07	13:47	10h 39min 51s	8:00	19:34	7:30	20:05	6:59	20:35
Jueves, 28 de abril	8:28	19:06	13:47	10h 37min 50s	8:01	19:33	7:31	20:04	7:00	20:34
Viernes, 29 de abril	8:29	19:05	13:47	10h 35min 50s	8:02	19:32	7:31	20:03	7:01	20:33
Sábado, 30 de abril	8:30	19:04	13:47	10h 33min 50s	8:03	19:31	7:32	20:02	7:02	20:32

ANEXO 4: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES DE ABRIL.

Fecha	Sol				Crepúsculo					
	Salida	Puesta	Mediodía solar	Duración del día	Civil		Náutico		Astronómico	
					Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin
Domingo, 1 de mayo	8:31	19:03	13:47	10h 31min 53s	8:04	19:30	7:33	20:01	7:02	20:31
Lunes, 2 de mayo	8:32	19:02	13:47	10h 29min 56s	8:05	19:29	7:34	20:00	7:03	20:30
Martes, 3 de mayo	8:32	19:01	13:47	10h 28min 1s	8:05	19:28	7:34	19:59	7:04	20:29
Miércoles, 4 de mayo	8:33	18:59	13:46	10h 26min 7s	8:06	19:27	7:35	19:58	7:05	20:28
Jueves, 5 de mayo	8:34	18:58	13:46	10h 24min 15s	8:07	19:26	7:36	19:57	7:05	20:27
Viernes, 6 de mayo	8:35	18:57	13:46	10h 22min 24s	8:08	19:25	7:37	19:56	7:06	20:26
Sábado, 7 de mayo	8:36	18:57	13:46	10h 20min 34s	8:09	19:24	7:37	19:55	7:07	20:26
Domingo, 8 de mayo	8:37	18:56	13:46	10h 18min 46s	8:09	19:23	7:38	19:54	7:08	20:25
Lunes, 9 de mayo	8:38	18:55	13:46	10h 17min 0s	8:10	19:22	7:39	19:53	7:08	20:24
Martes, 10 de mayo	8:38	18:54	13:46	10h 15min 15s	8:11	19:21	7:40	19:53	7:09	20:23
Miércoles, 11 de mayo	8:39	18:53	13:46	10h 13min 32s	8:12	19:20	7:40	19:52	7:10	20:23
Jueves, 12 de mayo	8:40	18:52	13:46	10h 11min 51s	8:13	19:20	7:41	19:51	7:10	20:22
Viernes, 13 de mayo	8:41	18:51	13:46	10h 10min 12s	8:13	19:19	7:42	19:50	7:11	20:21
Sábado, 14 de mayo	8:42	18:50	13:46	10h 8min 33s	8:14	19:18	7:43	19:50	7:12	20:20
Domingo, 15 de mayo	7:43	17:50	12:46	10h 6min 54s	7:15	18:17	6:43	18:49	6:12	19:20
Lunes, 16 de mayo	7:43	17:49	12:46	10h 5min 21s	7:16	18:17	6:44	18:48	6:13	19:19
Martes, 17 de mayo	7:44	17:48	12:46	10h 3min 48s	7:16	18:16	6:45	18:48	6:14	19:19
Miércoles, 18 de mayo	7:45	17:47	12:46	10h 2min 18s	7:17	18:15	6:45	18:47	6:14	19:18
Jueves, 19 de mayo	7:46	17:47	12:46	10h 0min 51s	7:18	18:15	6:46	18:46	6:15	19:18
Viernes, 20 de mayo	7:47	17:46	12:46	9h 59min 25s	7:19	18:14	6:47	18:46	6:16	19:17
Sábado, 21 de mayo	7:47	17:45	12:46	9h 58min 2s	7:19	18:14	6:47	18:45	6:16	19:17
Domingo, 22 de mayo	7:48	17:45	12:47	9h 56min 40s	7:20	18:13	6:48	18:45	6:17	19:16
Lunes, 23 de mayo	7:49	17:44	12:47	9h 55min 21s	7:21	18:13	6:49	18:44	6:18	19:16
Martes, 24 de mayo	7:50	17:44	12:47	9h 54min 5s	7:21	18:12	6:49	18:44	6:18	19:15
Miércoles, 25 de mayo	7:50	17:43	12:47	9h 52min 50s	7:22	18:12	6:50	18:44	6:19	19:15
Jueves, 26 de mayo	7:51	17:43	12:47	9h 51min 39s	7:23	18:11	6:51	18:43	6:19	19:14
Viernes, 27 de mayo	7:52	17:42	12:47	9h 50min 29s	7:23	18:11	6:51	18:43	6:20	19:14
Sábado, 28 de mayo	7:53	17:42	12:47	9h 49min 23s	7:24	18:10	6:52	18:42	6:21	19:14
Domingo, 29 de mayo	7:53	17:41	12:47	9h 48min 19s	7:25	18:10	6:52	18:42	6:21	19:14
Lunes, 30 de mayo	7:54	17:41	12:47	9h 47min 17s	7:25	18:10	6:53	18:42	6:22	19:13
Martes, 31 de mayo	7:54	17:41	12:48	9h 46min 17s	7:26	18:09	6:54	18:42	6:22	19:13

ANEXO 5: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES DE MAYO.

Fecha	Sol				Crepúsculo					
	Salida	Puesta	Mediodía solar	Duración del día	Civil		Náutico		Astronómico	
					Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin
Miércoles, 1 de junio	7:55	17:40	12:48	9h 45min 21s	7:26	18:09	6:54	18:41	6:23	19:13
Jueves, 2 de junio	7:56	17:40	12:48	9h 44min 28s	7:27	18:09	6:55	18:41	6:23	19:13
Viernes, 3 de junio	7:56	17:40	12:48	9h 43min 37s	7:28	18:09	6:55	18:41	6:24	19:12
Sábado, 4 de junio	7:57	17:40	12:48	9h 42min 48s	7:28	18:08	6:56	18:41	6:24	19:12
Domingo, 5 de junio	7:57	17:40	12:48	9h 42min 3s	7:29	18:08	6:56	18:41	6:25	19:12
Lunes, 6 de junio	7:58	17:39	12:49	9h 41min 20s	7:29	18:08	6:57	18:41	6:25	19:12
Martes, 7 de junio	7:59	17:39	12:49	9h 40min 41s	7:30	18:08	6:57	18:41	6:26	19:12
Miércoles, 8 de junio	7:59	17:39	12:49	9h 40min 4s	7:30	18:08	6:58	18:40	6:26	19:12
Jueves, 9 de junio	8:00	17:39	12:49	9h 39min 31s	7:31	18:08	6:58	18:40	6:26	19:12
Viernes, 10 de junio	8:00	17:39	12:49	9h 38min 59s	7:31	18:08	6:59	18:40	6:27	19:12
Sábado, 11 de junio	8:00	17:39	12:50	9h 38min 32s	7:31	18:08	6:59	18:40	6:27	19:12
Domingo, 12 de junio	8:01	17:39	12:50	9h 38min 7s	7:32	18:08	6:59	18:40	6:28	19:12
Lunes, 13 de junio	8:01	17:39	12:50	9h 37min 46s	7:32	18:08	7:00	18:41	6:28	19:12
Martes, 14 de junio	8:02	17:39	12:50	9h 37min 26s	7:33	18:08	7:00	18:41	6:28	19:12
Miércoles, 15 de junio	8:02	17:39	12:51	9h 37min 11s	7:33	18:08	7:00	18:41	6:29	19:12
Jueves, 16 de junio	8:02	17:39	12:51	9h 36min 58s	7:33	18:08	7:01	18:41	6:29	19:13
Viernes, 17 de junio	8:03	17:39	12:51	9h 36min 50s	7:34	18:08	7:01	18:41	6:29	19:13
Sábado, 18 de junio	8:03	17:40	12:51	9h 36min 42s	7:34	18:09	7:01	18:41	6:29	19:13
Domingo, 19 de junio	8:03	17:40	12:51	9h 36min 40s	7:34	18:09	7:01	18:41	6:30	19:13
Lunes, 20 de junio	8:03	17:40	12:52	9h 36min 39s	7:34	18:09	7:02	18:42	6:30	19:13
Martes, 21 de junio	8:03	17:40	12:52	9h 36min 42s	7:34	18:09	7:02	18:42	6:30	19:14
Miércoles, 22 de junio	8:04	17:40	12:52	9h 36min 48s	7:35	18:09	7:02	18:42	6:30	19:14
Jueves, 23 de junio	8:04	17:41	12:52	9h 36min 58s	7:35	18:10	7:02	18:42	6:30	19:14
Viernes, 24 de junio	8:04	17:41	12:52	9h 37min 9s	7:35	18:10	7:02	18:43	6:31	19:14
Sábado, 25 de junio	8:04	17:41	12:53	9h 37min 25s	7:35	18:10	7:02	18:43	6:31	19:15
Domingo, 26 de junio	8:04	17:42	12:53	9h 37min 43s	7:35	18:11	7:02	18:43	6:31	19:15
Lunes, 27 de junio	8:04	17:42	12:53	9h 38min 4s	7:35	18:11	7:03	18:44	6:31	19:15
Martes, 28 de junio	8:04	17:43	12:53	9h 38min 28s	7:35	18:11	7:03	18:44	6:31	19:16
Miércoles, 29 de junio	8:04	17:43	12:53	9h 38min 56s	7:35	18:12	7:03	18:44	6:31	19:16
Jueves, 30 de junio	8:04	17:43	12:54	9h 39min 26s	7:35	18:12	7:03	18:45	6:31	19:16

ANEXO 6: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES JUNIO.

Fecha	Sol				Crepúsculo					
					Civil		Náutico		Astronómico	
	Salida	Puesta	Mediodía solar	Duración del día	Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin
Viernes, 1 de julio	8:04	17:44	12:54	9h 40min 0s	7:35	18:13	7:03	18:45	6:31	19:17
Sábado, 2 de julio	8:04	17:44	12:54	9h 40min 36s	7:35	18:13	7:02	18:46	6:31	19:17
Domingo, 3 de julio	8:04	17:45	12:54	9h 41min 14s	7:35	18:14	7:02	18:46	6:31	19:18
Lunes, 4 de julio	8:03	17:45	12:54	9h 41min 56s	7:35	18:14	7:02	18:47	6:31	19:18
Martes, 5 de julio	8:03	17:46	12:55	9h 42min 41s	7:34	18:15	7:02	18:47	6:31	19:19
Miércoles, 6 de julio	8:03	17:46	12:55	9h 43min 28s	7:34	18:15	7:02	18:48	6:30	19:19
Jueves, 7 de julio	8:03	17:47	12:55	9h 44min 18s	7:34	18:16	7:02	18:48	6:30	19:20
Viernes, 8 de julio	8:02	17:48	12:55	9h 45min 12s	7:34	18:16	7:01	18:49	6:30	19:20
Sábado, 9 de julio	8:02	17:48	12:55	9h 46min 7s	7:33	18:17	7:01	18:49	6:30	19:21
Domingo, 10 de julio	8:02	17:49	12:55	9h 47min 6s	7:33	18:17	7:01	18:50	6:30	19:21
Lunes, 11 de julio	8:01	17:49	12:55	9h 48min 6s	7:33	18:18	7:01	18:50	6:29	19:22
Martes, 12 de julio	8:01	17:50	12:56	9h 49min 10s	7:32	18:19	7:00	18:51	6:29	19:22
Miércoles, 13 de julio	8:01	17:51	12:56	9h 50min 17s	7:32	18:19	7:00	18:51	6:29	19:23
Jueves, 14 de julio	8:00	17:51	12:56	9h 51min 25s	7:32	18:20	7:00	18:52	6:28	19:23
Viernes, 15 de julio	8:00	17:52	12:56	9h 52min 36s	7:31	18:21	6:59	18:53	6:28	19:24
Sábado, 16 de julio	7:59	17:53	12:56	9h 53min 49s	7:31	18:21	6:59	18:53	6:28	19:24
Domingo, 17 de julio	7:58	17:54	12:56	9h 55min 4s	7:30	18:22	6:58	18:54	6:27	19:25
Lunes, 18 de julio	7:58	17:54	12:56	9h 56min 22s	7:30	18:22	6:58	18:54	6:27	19:26
Martes, 19 de julio	7:57	17:55	12:56	9h 57min 42s	7:29	18:23	6:57	18:55	6:26	19:26
Miércoles, 20 de julio	7:57	17:56	12:56	9h 59min 4s	7:29	18:24	6:57	18:56	6:26	19:27
Jueves, 21 de julio	7:56	17:56	12:56	10h 0min 29s	7:28	18:25	6:56	18:56	6:25	19:27
Viernes, 22 de julio	7:55	17:57	12:56	10h 1min 56s	7:27	18:25	6:56	18:57	6:25	19:28
Sábado, 23 de julio	7:55	17:58	12:56	10h 3min 24s	7:27	18:26	6:55	18:58	6:24	19:29
Domingo, 24 de julio	7:54	17:59	12:56	10h 4min 55s	7:26	18:27	6:54	18:58	6:23	19:29
Lunes, 25 de julio	7:53	18:00	12:56	10h 6min 27s	7:25	18:27	6:54	18:59	6:23	19:30
Martes, 26 de julio	7:52	18:00	12:56	10h 8min 2s	7:24	18:28	6:53	19:00	6:22	19:30
Miércoles, 27 de julio	7:51	18:01	12:56	10h 9min 37s	7:24	18:29	6:52	19:00	6:21	19:31
Jueves, 28 de julio	7:51	18:02	12:56	10h 11min 16s	7:23	18:30	6:52	19:01	6:21	19:32
Viernes, 29 de julio	7:50	18:03	12:56	10h 12min 55s	7:22	18:30	6:51	19:02	6:20	19:32
Sábado, 30 de julio	7:49	18:03	12:56	10h 14min 37s	7:21	18:31	6:50	19:02	6:19	19:33
Domingo, 31 de julio	7:48	18:04	12:56	10h 16min 19s	7:20	18:32	6:49	19:03	6:18	19:34

ANEXO 7: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES DE JULIO

Fecha	Sol				Crepúsculo					
	Salida	Puesta	Mediodía solar	Duración del día	Civil		Náutico		Astronómico	
					Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin
Lunes, 1 de agosto	7:47	18:05	12:56	10h 18min 5s	7:20	18:32	6:48	19:04	6:18	19:34
Martes, 2 de agosto	7:46	18:06	12:56	10h 19min 51s	7:19	18:33	6:47	19:04	6:17	19:35
Miércoles, 3 de agosto	7:45	18:07	12:56	10h 21min 38s	7:18	18:34	6:47	19:05	6:16	19:36
Jueves, 4 de agosto	7:44	18:07	12:56	10h 23min 28s	7:17	18:35	6:46	19:06	6:15	19:36
Viernes, 5 de agosto	7:43	18:08	12:56	10h 25min 18s	7:16	18:35	6:45	19:06	6:14	19:37
Sábado, 6 de agosto	7:42	18:09	12:55	10h 27min 11s	7:15	18:36	6:44	19:07	6:13	19:38
Domingo, 7 de agosto	7:41	18:10	12:55	10h 29min 4s	7:14	18:37	6:43	19:08	6:12	19:38
Lunes, 8 de agosto	7:40	18:11	12:55	10h 30min 59s	7:13	18:38	6:42	19:09	6:11	19:39
Martes, 9 de agosto	7:39	18:12	12:55	10h 32min 54s	7:12	18:39	6:41	19:09	6:10	19:40
Miércoles, 10 de agosto	7:37	18:12	12:55	10h 34min 51s	7:11	18:39	6:40	19:10	6:09	19:40
Jueves, 11 de agosto	7:36	18:13	12:55	10h 36min 49s	7:09	18:40	6:39	19:11	6:08	19:41
Viernes, 12 de agosto	7:35	18:14	12:55	10h 38min 49s	7:08	18:41	6:38	19:12	6:07	19:42
Sábado, 13 de agosto	7:34	18:15	12:54	10h 40min 49s	7:07	18:42	6:36	19:12	6:06	19:43
Domingo, 14 de agosto	8:33	19:16	13:54	10h 42min 46s	8:06	19:42	7:35	20:13	7:05	20:43
Lunes, 15 de agosto	8:32	19:16	13:54	10h 44min 49s	8:05	19:43	7:34	20:14	7:04	20:44
Martes, 16 de agosto	8:30	19:17	13:54	10h 46min 52s	8:04	19:44	7:33	20:14	7:03	20:45
Miércoles, 17 de agosto	8:29	19:18	13:54	10h 48min 57s	8:02	19:45	7:32	20:15	7:02	20:45
Jueves, 18 de agosto	8:28	19:19	13:53	10h 51min 2s	8:01	19:45	7:31	20:16	7:01	20:46
Viernes, 19 de agosto	8:26	19:20	13:53	10h 53min 8s	8:00	19:46	7:30	20:17	6:59	20:47
Sábado, 20 de agosto	8:25	19:20	13:53	10h 55min 15s	7:59	19:47	7:28	20:17	6:58	20:47
Domingo, 21 de agosto	8:24	19:21	13:53	10h 57min 23s	7:57	19:48	7:27	20:18	6:57	20:48
Lunes, 22 de agosto	8:23	19:22	13:52	10h 59min 32s	7:56	19:48	7:26	20:19	6:56	20:49
Martes, 23 de agosto	8:21	19:23	13:52	11h 1min 41s	7:55	19:49	7:25	20:20	6:54	20:50
Miércoles, 24 de agosto	8:20	19:24	13:52	11h 3min 52s	7:54	19:50	7:23	20:20	6:53	20:50
Jueves, 25 de agosto	8:18	19:24	13:51	11h 6min 2s	7:52	19:51	7:22	20:21	6:52	20:51
Viernes, 26 de agosto	8:17	19:25	13:51	11h 8min 14s	7:51	19:52	7:21	20:22	6:50	20:52
Sábado, 27 de agosto	8:16	19:26	13:51	11h 10min 26s	7:49	19:52	7:19	20:23	6:49	20:53
Domingo, 28 de agosto	8:14	19:27	13:51	11h 12min 38s	7:48	19:53	7:18	20:23	6:48	20:53
Lunes, 29 de agosto	8:13	19:28	13:50	11h 14min 53s	7:47	19:54	7:17	20:24	6:46	20:54
Martes, 30 de agosto	8:11	19:29	13:50	11h 17min 6s	7:45	19:55	7:15	20:25	6:45	20:55
Miércoles, 31 de agosto	8:10	19:29	13:50	11h 19min 21s	7:44	19:55	7:14	20:26	6:44	20:56

ANEXO 8: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES DE AGOSTO.

Fecha	Sol				Crepúsculo					
	Salida	Puesta	Mediodía solar	Duración del día	Civil		Náutico		Astronómico	
					Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin
Jueves, 1 de septiembre	8:09	19:30	13:49	11h 21min 36s	7:42	19:56	7:12	20:26	6:42	20:56
Viernes, 2 de septiembre	8:07	19:31	13:49	11h 23min 52s	7:41	19:57	7:11	20:27	6:41	20:57
Sábado, 3 de septiembre	8:06	19:32	13:49	11h 26min 8s	7:40	19:58	7:10	20:28	6:39	20:58
Domingo, 4 de septiembre	8:04	19:33	13:48	11h 28min 24s	7:38	19:59	7:08	20:29	6:38	20:59
Lunes, 5 de septiembre	8:03	19:33	13:48	11h 30min 41s	7:37	19:59	7:07	20:29	6:36	21:00
Martes, 6 de septiembre	8:01	19:34	13:48	11h 32min 58s	7:35	20:00	7:05	20:30	6:35	21:00
Miércoles, 7 de septiembre	8:00	19:35	13:47	11h 35min 16s	7:34	20:01	7:04	20:31	6:33	21:01
Jueves, 8 de septiembre	7:58	19:36	13:47	11h 37min 34s	7:32	20:02	7:02	20:32	6:32	21:02
Viernes, 9 de septiembre	7:57	19:37	13:47	11h 39min 52s	7:31	20:02	7:01	20:33	6:30	21:03
Sábado, 10 de septiembre	7:55	19:37	13:46	11h 42min 11s	7:29	20:03	6:59	20:33	6:29	21:04
Domingo, 11 de septiembre	7:54	19:38	13:46	11h 44min 31s	7:28	20:04	6:58	20:34	6:27	21:04
Lunes, 12 de septiembre	7:52	19:39	13:46	11h 46min 50s	7:26	20:05	6:56	20:35	6:26	21:05
Martes, 13 de septiembre	7:51	19:40	13:45	11h 49min 10s	7:25	20:06	6:55	20:36	6:24	21:06
Miércoles, 14 de septiembre	7:49	19:41	13:45	11h 51min 29s	7:23	20:06	6:53	20:37	6:23	21:07
Jueves, 15 de septiembre	7:48	19:41	13:44	11h 53min 50s	7:22	20:07	6:52	20:37	6:21	21:08
Viernes, 16 de septiembre	7:46	19:42	13:44	11h 56min 10s	7:20	20:08	6:50	20:38	6:20	21:09
Sábado, 17 de septiembre	7:45	19:43	13:44	11h 58min 30s	7:19	20:09	6:48	20:39	6:18	21:10
Domingo, 18 de septiembre	7:43	19:44	13:43	12h 0min 51s	7:17	20:10	6:47	20:40	6:16	21:10
Lunes, 19 de septiembre	7:41	19:45	13:43	12h 3min 13s	7:16	20:11	6:45	20:41	6:15	21:11
Martes, 20 de septiembre	7:40	19:45	13:43	12h 5min 33s	7:14	20:11	6:44	20:42	6:13	21:12
Miércoles, 21 de septiembre	7:38	19:46	13:42	12h 7min 54s	7:13	20:12	6:42	20:42	6:12	21:13
Jueves, 22 de septiembre	7:37	19:47	13:42	12h 10min 16s	7:11	20:13	6:41	20:43	6:10	21:14
Viernes, 23 de septiembre	7:35	19:48	13:42	12h 12min 38s	7:09	20:14	6:39	20:44	6:08	21:15
Sábado, 24 de septiembre	7:34	19:49	13:41	12h 14min 59s	7:08	20:15	6:38	20:45	6:07	21:16
Domingo, 25 de septiembre	7:32	19:50	13:41	12h 17min 21s	7:06	20:16	6:36	20:46	6:05	21:17
Lunes, 26 de septiembre	7:31	19:50	13:41	12h 19min 43s	7:05	20:16	6:34	20:47	6:03	21:18
Martes, 27 de septiembre	7:29	19:51	13:40	12h 22min 4s	7:03	20:17	6:33	20:48	6:02	21:19
Miércoles, 28 de septiembre	7:28	19:52	13:40	12h 24min 26s	7:02	20:18	6:31	20:49	6:00	21:20
Jueves, 29 de septiembre	7:26	19:53	13:40	12h 26min 47s	7:00	20:19	6:30	20:50	5:58	21:21
Viernes, 30 de septiembre	7:25	19:54	13:39	12h 29min 9s	6:59	20:20	6:28	20:51	5:57	21:22

ANEXO 9: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES DE SEPTIEMBRE.

Fecha	Sol				Crepúsculo					
	Salida	Puesta	Mediodía solar	Duración del día	Civil		Náutico		Astronómico	
					Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin
Sábado, 1 de octubre	7:23	19:55	13:39	12h 31min 31s	6:57	20:21	6:26	20:52	5:55	21:23
Domingo, 2 de octubre	7:22	19:56	13:39	12h 33min 53s	6:56	20:22	6:25	20:52	5:53	21:24
Lunes, 3 de octubre	7:20	19:56	13:38	12h 36min 14s	6:54	20:23	6:23	20:53	5:52	21:25
Martes, 4 de octubre	7:19	19:57	13:38	12h 38min 35s	6:53	20:24	6:22	20:54	5:50	21:26
Miércoles, 5 de octubre	7:17	19:58	13:38	12h 40min 56s	6:51	20:24	6:20	20:55	5:48	21:27
Jueves, 6 de octubre	7:16	19:59	13:37	12h 43min 18s	6:50	20:25	6:19	20:56	5:47	21:28
Viernes, 7 de octubre	7:14	20:00	13:37	12h 45min 38s	6:48	20:26	6:17	20:57	5:45	21:29
Sábado, 8 de octubre	7:13	20:01	13:37	12h 47min 59s	6:47	20:27	6:15	20:58	5:43	21:31
Domingo, 9 de octubre	7:12	20:02	13:37	12h 50min 19s	6:45	20:28	6:14	20:59	5:42	21:32
Lunes, 10 de octubre	7:10	20:03	13:36	12h 52min 40s	6:44	20:29	6:12	21:00	5:40	21:33
Martes, 11 de octubre	7:09	20:04	13:36	12h 55min 0s	6:42	20:30	6:11	21:02	5:38	21:34
Miércoles, 12 de octubre	7:07	20:05	13:36	12h 57min 19s	6:41	20:31	6:09	21:03	5:37	21:35
Jueves, 13 de octubre	7:06	20:06	13:36	12h 59min 39s	6:39	20:32	6:08	21:04	5:35	21:36
Viernes, 14 de octubre	7:04	20:06	13:35	13h 1min 58s	6:38	20:33	6:06	21:05	5:33	21:38
Sábado, 15 de octubre	7:03	20:07	13:35	13h 4min 17s	6:36	20:34	6:05	21:06	5:32	21:39
Domingo, 16 de octubre	7:02	20:08	13:35	13h 6min 36s	6:35	20:35	6:03	21:07	5:30	21:40
Lunes, 17 de octubre	7:00	20:09	13:35	13h 8min 53s	6:34	20:36	6:02	21:08	5:28	21:41
Martes, 18 de octubre	6:59	20:10	13:35	13h 11min 10s	6:32	20:37	6:00	21:09	5:27	21:43
Miércoles, 19 de octubre	6:58	20:11	13:34	13h 13min 27s	6:31	20:38	5:59	21:10	5:25	21:44
Jueves, 20 de octubre	6:56	20:12	13:34	13h 15min 44s	6:30	20:39	5:57	21:11	5:24	21:45
Viernes, 21 de octubre	6:55	20:13	13:34	13h 17min 59s	6:28	20:40	5:56	21:13	5:22	21:46
Sábado, 22 de octubre	6:54	20:14	13:34	13h 20min 14s	6:27	20:41	5:54	21:14	5:20	21:48
Domingo, 23 de octubre	6:53	20:15	13:34	13h 22min 28s	6:26	20:42	5:53	21:15	5:19	21:49
Lunes, 24 de octubre	6:51	20:16	13:34	13h 24min 42s	6:24	20:43	5:52	21:16	5:17	21:50
Martes, 25 de octubre	6:50	20:17	13:34	13h 26min 55s	6:23	20:44	5:50	21:17	5:16	21:52
Miércoles, 26 de octubre	6:49	20:18	13:34	13h 29min 8s	6:22	20:45	5:49	21:18	5:14	21:53
Jueves, 27 de octubre	6:48	20:19	13:34	13h 31min 19s	6:20	20:47	5:47	21:20	5:13	21:54
Viernes, 28 de octubre	6:47	20:20	13:33	13h 33min 29s	6:19	20:48	5:46	21:21	5:11	21:56
Sábado, 29 de octubre	6:46	20:21	13:33	13h 35min 39s	6:18	20:49	5:45	21:22	5:10	21:57
Domingo, 30 de octubre	6:44	20:22	13:33	13h 37min 47s	6:17	20:50	5:43	21:23	5:08	21:59
Lunes, 31 de octubre	6:43	20:23	13:33	13h 39min 56s	6:16	20:51	5:42	21:25	5:07	22:00

ANEXO 10: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES DE OCTUBRE.

Fecha	Sol				Crepúsculo					
					Civil		Náutico		Astronómico	
	Salida	Puesta	Mediodía solar	Duración del día	Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin
Martes, 1 de noviembre	6:42	20:24	13:33	13h 42min 2s	6:15	20:52	5:41	21:26	5:05	22:01
Miércoles, 2 de noviembre	6:41	20:25	13:33	13h 44min 8s	6:13	20:53	5:40	21:27	5:04	22:03
Jueves, 3 de noviembre	6:40	20:26	13:33	13h 46min 12s	6:12	20:54	5:38	21:28	5:02	22:04
Viernes, 4 de noviembre	6:39	20:27	13:33	13h 48min 15s	6:11	20:55	5:37	21:30	5:01	22:06
Sábado, 5 de noviembre	6:38	20:29	13:33	13h 50min 16s	6:10	20:57	5:36	21:31	4:59	22:07
Domingo, 6 de noviembre	6:37	20:30	13:33	13h 52min 17s	6:09	20:58	5:35	21:32	4:58	22:09
Lunes, 7 de noviembre	6:36	20:31	13:34	13h 54min 16s	6:08	20:59	5:34	21:33	4:57	22:10
Martes, 8 de noviembre	6:35	20:32	13:34	13h 56min 14s	6:07	21:00	5:33	21:35	4:55	22:12
Miércoles, 9 de noviembre	6:35	20:33	13:34	13h 58min 10s	6:06	21:01	5:31	21:36	4:54	22:13
Jueves, 10 de noviembre	6:34	20:34	13:34	14h 0min 5s	6:05	21:02	5:30	21:37	4:53	22:15
Viernes, 11 de noviembre	6:33	20:35	13:34	14h 1min 58s	6:04	21:04	5:29	21:39	4:52	22:16
Sábado, 12 de noviembre	6:32	20:36	13:34	14h 3min 49s	6:03	21:05	5:28	21:40	4:50	22:18
Domingo, 13 de noviembre	6:31	20:37	13:34	14h 5min 39s	6:03	21:06	5:27	21:41	4:49	22:19
Lunes, 14 de noviembre	6:31	20:38	13:34	14h 7min 27s	6:02	21:07	5:26	21:42	4:48	22:21
Martes, 15 de noviembre	6:30	20:39	13:35	14h 9min 13s	6:01	21:08	5:25	21:44	4:47	22:22
Miércoles, 16 de noviembre	6:29	20:40	13:35	14h 10min 56s	6:00	21:09	5:25	21:45	4:46	22:24
Jueves, 17 de noviembre	6:29	20:41	13:35	14h 12min 38s	6:00	21:10	5:24	21:46	4:45	22:25
Viernes, 18 de noviembre	6:28	20:42	13:35	14h 14min 18s	5:59	21:12	5:23	21:47	4:44	22:27
Sábado, 19 de noviembre	6:27	20:43	13:35	14h 15min 56s	5:58	21:13	5:22	21:49	4:43	22:28
Domingo, 20 de noviembre	6:27	20:44	13:36	14h 17min 32s	5:58	21:14	5:21	21:50	4:42	22:30
Lunes, 21 de noviembre	6:26	20:45	13:36	14h 19min 5s	5:57	21:15	5:21	21:51	4:41	22:31
Martes, 22 de noviembre	6:26	20:47	13:36	14h 20min 36s	5:56	21:16	5:20	21:53	4:40	22:32
Miércoles, 23 de noviembre	6:25	20:48	13:37	14h 22min 4s	5:56	21:17	5:19	21:54	4:39	22:34
Jueves, 24 de noviembre	6:25	20:49	13:37	14h 23min 30s	5:55	21:18	5:19	21:55	4:38	22:35
Viernes, 25 de noviembre	6:25	20:50	13:37	14h 24min 54s	5:55	21:19	5:18	21:56	4:37	22:37
Sábado, 26 de noviembre	6:24	20:51	13:37	14h 26min 15s	5:55	21:20	5:18	21:57	4:37	22:38
Domingo, 27 de noviembre	6:24	20:52	13:38	14h 27min 32s	5:54	21:21	5:17	21:59	4:36	22:40
Lunes, 28 de noviembre	6:24	20:53	13:38	14h 28min 48s	5:54	21:23	5:17	22:00	4:35	22:41
Martes, 29 de noviembre	6:23	20:54	13:39	14h 30min 1s	5:53	21:24	5:16	22:01	4:35	22:42
Miércoles, 30 de noviembre	6:23	20:54	13:39	14h 31min 10s	5:53	21:25	5:16	22:02	4:34	22:44

ANEXO 12: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES DE NOVIEMBRE.

Fecha	Sol				Crepúsculo					
					Civil		Náutico		Astronómico	
	Salida	Puesta	Mediodía solar	Duración del día	Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin
Jueves, 1 de diciembre	6:23	20:55	13:39	14h 32min 18s	5:53	21:26	5:15	22:03	4:34	22:45
Viernes, 2 de diciembre	6:23	20:56	13:40	14h 33min 21s	5:53	21:27	5:15	22:04	4:33	22:46
Sábado, 3 de diciembre	6:23	20:57	13:40	14h 34min 22s	5:53	21:28	5:15	22:05	4:33	22:47
Domingo, 4 de diciembre	6:23	20:58	13:40	14h 35min 19s	5:52	21:28	5:15	22:06	4:32	22:48
Lunes, 5 de diciembre	6:23	20:59	13:41	14h 36min 14s	5:52	21:29	5:14	22:07	4:32	22:50
Martes, 6 de diciembre	6:23	21:00	13:41	14h 37min 5s	5:52	21:30	5:14	22:08	4:32	22:51
Miércoles, 7 de diciembre	6:23	21:01	13:42	14h 37min 53s	5:52	21:31	5:14	22:09	4:32	22:52
Jueves, 8 de diciembre	6:23	21:02	13:42	14h 38min 37s	5:52	21:32	5:14	22:10	4:31	22:53
Viernes, 9 de diciembre	6:23	21:02	13:43	14h 39min 19s	5:52	21:33	5:14	22:11	4:31	22:54
Sábado, 10 de diciembre	6:23	21:03	13:43	14h 39min 57s	5:53	21:34	5:14	22:12	4:31	22:55
Domingo, 11 de diciembre	6:23	21:04	13:44	14h 40min 31s	5:53	21:34	5:14	22:13	4:31	22:56
Lunes, 12 de diciembre	6:24	21:05	13:44	14h 41min 3s	5:53	21:35	5:14	22:14	4:31	22:57
Martes, 13 de diciembre	6:24	21:05	13:45	14h 41min 30s	5:53	21:36	5:15	22:14	4:31	22:58
Miércoles, 14 de diciembre	6:24	21:06	13:45	14h 41min 54s	5:53	21:37	5:15	22:15	4:32	22:58
Jueves, 15 de diciembre	6:24	21:07	13:45	14h 42min 14s	5:54	21:37	5:15	22:16	4:32	22:59
Viernes, 16 de diciembre	6:25	21:07	13:46	14h 42min 31s	5:54	21:38	5:15	22:17	4:32	23:00
Sábado, 17 de diciembre	6:25	21:08	13:46	14h 42min 44s	5:54	21:39	5:16	22:17	4:32	23:01
Domingo, 18 de diciembre	6:26	21:08	13:47	14h 42min 53s	5:55	21:39	5:16	22:18	4:33	23:01
Lunes, 19 de diciembre	6:26	21:09	13:47	14h 42min 59s	5:55	21:40	5:17	22:18	4:33	23:02
Martes, 20 de diciembre	6:26	21:09	13:48	14h 43min 2s	5:56	21:40	5:17	22:19	4:34	23:02
Miércoles, 21 de diciembre	6:27	21:10	13:48	14h 43min 0s	5:56	21:41	5:18	22:19	4:34	23:03
Jueves, 22 de diciembre	6:27	21:10	13:49	14h 42min 55s	5:57	21:41	5:18	22:20	4:35	23:03
Viernes, 23 de diciembre	6:28	21:11	13:49	14h 42min 47s	5:57	21:42	5:19	22:20	4:35	23:04
Sábado, 24 de diciembre	6:29	21:11	13:50	14h 42min 34s	5:58	21:42	5:19	22:21	4:36	23:04
Domingo, 25 de diciembre	6:29	21:12	13:50	14h 42min 18s	5:59	21:42	5:20	22:21	4:37	23:04
Lunes, 26 de diciembre	6:30	21:12	13:51	14h 41min 59s	5:59	21:43	5:21	22:21	4:37	23:04
Martes, 27 de diciembre	6:31	21:12	13:51	14h 41min 35s	6:00	21:43	5:21	22:21	4:38	23:05
Miércoles, 28 de diciembre	6:31	21:12	13:52	14h 41min 8s	6:01	21:43	5:22	22:22	4:39	23:05
Jueves, 29 de diciembre	6:32	21:13	13:52	14h 40min 38s	6:01	21:43	5:23	22:22	4:40	23:05
Viernes, 30 de diciembre	6:33	21:13	13:53	14h 40min 5s	6:02	21:44	5:24	22:22	4:41	23:05
Sábado, 31 de diciembre	6:34	21:13	13:53	14h 39min 28s	6:03	21:44	5:25	22:22	4:42	23:05

ANEXO 12: SALIDA Y PUESTA DE SOL, MES DE DICIEMBRE.

EMPALMES MONOFASICOS.			
Potencia Nominal (KW)	Potencia Máxima (KW)	Interruptor (A)	Tipo de Empalme
1,2	1,3	6	A-6 o S-6
2,0	2,2	10	
3,3	3,5	16	
4,1	4,4	20	
5,1	5,5	25	
6,1	6,6	30	A-9 o S-9
7,2	7,7	35	
8,2	8,8	40	

A: CONCENTRICO (Aéreo) / S: Subterráneo.

ANEXO 13: TIPOS DE EMPALME.

TABLA 2 - Sobrecargas básicas mínimas de nieve en kN/m² (kgf/m²) (1)

Altitud (m)	Latitud geográfica (Sur) del lugar						
	17-26	26-32	32-34	34-38	38-42	42-48	48-55
0 a 300	0	0	0,25 (25) (2)	0,25 (25) (2)	0,25 (25) (2)	0,25 (25)	0,50 (50)
300 a 600	0	0	0,25 (25)	0,25 (25)	0,25 (25)	0,25 (25)	1,25 (125)
600 a 800	0	0,25 (25)	0,50 (50)	0,75 (75)	0,75 (75)	0,50 (50)	1,25 (125)
800 a 1000	0	0,25 (25)	0,75 (75)	1,00 (100)	1,00 (100)	1,00 (100)	1,25 (125)
1000 a 1250	0	0,25 (25)	1,00 (100)	1,50 (150)	1,50 (150)	1,50 (150)	-
1250 a 1500	0	0,25 (25)	2,00 (200)	3,00 (300)	3,00 (300)	2,00 (200)	-
1500 a 1750	0	0,25 (25)	3,00 (300)	4,50 (450)	4,50 (450)	3,00 (300)	-
1750 a 2000	0	0,50 (50)	4,00 (400)	6,00 (600)	6,00 (600)	-	-
2000 a 2500	x	1,00 (100)	5,00 (500)	7,00 (700)	-	-	-
2500 a 3000	x	2,00 (200)	6,00 (600)	-	-	-	-
Sobre 3000	x	3,00 (300)	7,00 (700)	-	-	-	-

(1) 1 kN = 100 kgf

(2) En el litoral no se considerar carga de nieve.

(x) No hay informaciones.

(-) Esas altitudes no se presentan en esas latitudes.

ANEXO 14: 4.4.1 NCh431.Of77, TABLA 2.

Flujo de Caja Puro	10%				
	año 0	año 1	año 2	año 3	año 4
Ahorro		2675089	2717890	2761377	2805559
Costos Mantenimiento		624544	636410	648502	660824
Depreciación	10100584	9696561	9292537	8888514	8484491
Resultado del ejercicio (sin depreciación)		2050545	2081480	2112875	2144735
Inversión	14430759				
Flujo de Caja	-14430759	11747106	11374017	11001388	10629226
CAN		3717428	7098891	10175265	12974550
CAE		4089171	4090313	4091625	4093092

año 5	año6	año 7	año 8	año 9	año 10	año 11	año 12
2850448	2896055	2942392	2989470	3037301	3085898	3135273	3185437
673379	686174	699211	712496	726033	739828	753885	768208
8080467	7676444	7272420	6868397	6464374	6060350	5656327	5252304
2177068	2209881	2243181	2276974	2311268	2346070	2381388	2417229
10257536	9886325	9515601	9145371	8775642	8406421	8037715	7669532
15522140	17841070	19952233	21874586	23625331	25220076	26672990	27996930
4094702	4096441	4098298	4100260	4102315	4104451	4106657	4108922

año 13	año 14	año 15	año 16	año 17	año 18	año 19	año 20
3236404	3288186	3340797	3394250	3448558	3503735	3559795	3616752
782804	797678	812834	828277	844015	860051	876392	893043
4848280	4444257	4040234	3636210	3232187	2828164	2424140	2020117
2453600	2490509	2527964	2565973	2604544	2643684	2683403	2723708
7301880	6934766	6568198	6202183	5836730	5471848	5107543	4743825
29203573	30303518	31306390	32220932	33055085	33816064	34510423	35144118
4111236	4113588	4115969	4118371	4120784	4123200	4125613	4128015

ANEXO 15: FLUJO DE CAJA INSTALACIÓN ON GRID.

Flujo de Caja Puro	10%				
	año 0	año 1	año 2	año 3	año 4
Ahorro		7120322	7234247	7349995	7467595
Costos Mantenimiento		4527945	4613976	4701641	4790972
Depreciación	73858368	70904033	67949699	64995364	62041029
Depreciación baterías	10123000	9202727	8282455	7362182	6441909
Resultado del ejercicio (sin depreciación)		2592377	2620272	2648354	2676623
Inversión	-211406041.6				
Flujo de Caja	-211406041.6	82699138	78852425	75005900	71159561

año 5	año 6	año 7	año 8	año 9	año 10	año 11	año 12
7587077	7708470	7831805	7957114	8084428	8213779	8345199	8478722
4882001	4974759	5069279	5165595	5263742	5363753	5465664	5569512
59086694	56132360	53178025	50223690	47269356	44315021	41360686	38406351
5521636	4601364	3681091	2760818	1840545	920273	9202727	8282455
2705076	2733711	2762526	2791519	2820686	2850026	2879535	2909211
						-101230000	
67313407	63467434	59621642	55776027	51930587	48085319	53442948	49598017

año 13	año 14	año 15	año 16	año 17	año 18	año 19	año 20
8614382	8752212	8892248	9034524	9179076	9325941	9475156	9626759
5675333	5783164	5893044	6005012	6119107	6235370	6353842	6474565
35452017	32497682	29543347	26589012	23634678	20680343	17726008	14771674
7362182	6441909	5521636	4601364	3681091	2760818	1840545	920273
2939050	2969048	2999204	3029512	3059969	3090571	3121314	3152194
45753248	41908639	38064187	34219888	30375738	26531732	22687868	18844140

ANEXO 16: FLUJO DE CAJA INSTALACIÓN OFF GRID



Mono-Crystalline

Module type	Pm(W)	Number of cell	Cell Dimension (mm)	Max System Voltage(V)	Vm(V)	Im(A)	Voc(V)	Isc(A)
PS-160MJ	160W	36 (4*9)	156	1000	18.5	8.51	22.9	8.94

Parameter

Maximum system voltage (V)	1000
Temperature coefficients of Isc (%)	+0.1%/°C
Temperature coefficients of Voc (%)	-0.38%/°C
Temperature coefficients of Pm (%)	-0.47%/°C
Temperature coefficients of Im (%)	+0.1%/°C
Temperature coefficients of Vm (%)	-0.38%/°C
Temperature Range	-40°C---85°C
Tolerance Wattage (e.g. +/-5%)	± 3%
Surface Maximum Load Capacity	60m/s (200kg/sq.m)
Junction Box Type	PPO, black
Connectors and Cables Type	4mm2
Length of Cables (mm)	750
Cell Efficiency (%)	≥ 18.5%
Frame (Material, Corners, etc.)	Anodized Aluminum Alloy
Glass	High transmissivity low-iron 3.2 mm toughened glass
Standard Test Conditions	AM1.5 100MW/cm ² 25°C
Guarantee of power	90% power for 12years, 80% power for 25years.
FF (%)	≥73.3%



INPUT DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M
Max. input current ($I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}$)	27.0 A / 16.5 A ¹⁾		
Max. usable input current total ($I_{dc\ max\ 1} + I_{dc\ max\ 2}$)	43.5 A		
Max. array short circuit current (MPP ₁ /MPP ₂)	40.5 A / 24.8 A		
Min. input voltage ($U_{dc\ min}$)	200 V		
Feed-in start voltage ($U_{dc\ start}$)	200 V		
Nominal input voltage ($U_{dc,r}$)	600 V		
Max. input voltage ($U_{dc\ max}$)	1,000 V		
MPP voltage range ($U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$)	270 - 800 V	320 - 800 V	
Number MPP trackers	2		
Number of DC connections	3+3		
Max. PV generator output ($P_{dc\ max}$)	15.0 kW _{peak}	18.8 kW _{peak}	22.5 kW _{peak}

OUTPUT DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	
AC nominal output ($P_{ac,r}$)	10,000 W	12,500 W	
Max. output power	10,000 VA	12,500 VA	
AC output current ($I_{ac\ nom}$)	14.4 A	18.0 A	
Grid connection (voltage range)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)		
Frequency (Frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)		
Total harmonic distortion	1.8 %	2.0 %	
Power factor ($\cos\ \varphi_{ac,r}$)	0 - 1 ind. / cap.		

ANEXO 18: CARACTERÍSTICAS INVERSOR ON GRID, FRONIUS SYMO 10.0-3-M.



**Phoenix Inverter
24/5000**

Inversor Phoenix	24/5000 48/5000	C12/1600 C24/1600 C48/1600	
Funcionamiento en paralelo y en trifásico			
		INVERSOR	
Rango de tensión de entrada (V DC)		9,5 – 17V	19 – 33V 38 – 66V
Salida		Salida: 230V ± 2% / 50/60Hz ± 0,1%	
Potencia cont. de salida 25°C (VA) (2)	5000	1600	
Potencia cont. de salida 25°C (W)	4000	1300	
Potencia cont. de salida 40°C (W)	3700	1200	
Potencia cont. de salida 65°C (W)	3000	800	
Pico de potencia (W)	10000	3000	
Eficacia máx. 12/ 24 /48 V (%)	94 / 95	92 / 94 / 94	
Consumo en vacío 12 / 24 / 48 V (W)	30 / 35	8 / 10 / 12	
Consumo en vacío en modo AES (W)	25 / 30	5 / 8 / 10	
Consumo en vacío modo Search (W)	10 / 15	2 / 3 / 4	

ANEXO 19: CARACTERÍSTICAS INVERSOR OFF GRID, PHOENIX 24/5000.



Controlador de carga solar
MPPT 250/100-Tr
Con dispositivo conectable

Controlador de carga SmartSolar	MPPT 250/85	MPPT 250/100
Tensión de la batería	Ajuste automático a 12, 24 ó 48V (Se precisa una herramienta de <i>software</i> para ajustar el sistema en 36V)	
Corriente de carga nominal	85A	100A
Potencia FV máxima, 12 V 1a,b)	1200W	1450W
Potencia FV máxima, 24 V 1a,b)	2400W	2900W
Potencia FV máxima, 48 V 1a,b)	4900W	5800W
Máxima corriente de corto circuito	70A	70A
Tensión máxima del circuito abierto FV	250V máximo absoluto en las condiciones más frías 245V en arranque y funcionando al máximo	
Eficacia máxima	99%	
Autoconsumo	Menos de 35mA a 12V / 20mA a 48V	
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)	
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)	
Algoritmo de carga	adaptativo multifase	
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -68 mV / °C	
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretensión	
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)	
Humedad	95%, sin condensación	
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct o Bluetooth	
Interruptor on/off remoto	Sí (conector bifásico)	
Relé programable	DPST Capacidad nominal CA 240 V AC / 4 A Capacidad nominal CC 4 A hasta 35 V CC, 1 A hasta 60 V CC	
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado)	

ANEXO 20: CARACTERÍSTICAS REGULADOR DE CARGA, SMARTSOLAR MPPT 250/100.



Sensor de temperatura interna

Compensa las tensiones de carga de absorción y flotación en función de la temperatura.

Controlador de carga BlueSolar	MPPT 150/35
Tensión de la batería	12 / 24 / 36 / 48 V Selección Automática (se necesita una herramienta de software para seleccionar 36 V)
Corriente de carga nominal	35 A
Potencia FV máxima, 12 V 1a,b)	12 V: 500 W / 24 V: 1000 W / 36 V: 1500 W / 48 V: 2000 W
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo
Eficacia máxima	98 %
Autoconsumo	0,01 mA
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2 V
Algoritmo de carga	variable multietapas
Compensación de temperatura	-16 mV / °C, -32 mV / °C resp.
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible) Polaridad inversa FV - Cortocircuito de salida Sobretensión
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)
Humedad	95 %, sin condensación
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct Consulte el libro blanco sobre comunicación de datos en nuestro sitio web

ANEXO 21: CARACTERÍSTICAS REGULADOR DE CARGA, BLUESOLAR MPPT 150/35.

KBL122000 12V 200Ah(10hr)

The rechargeable batteries are lead-lead dioxide systems. The dilute sulfuric acid electrolyte is absorbed by separators and plates and thus immobilized. Should the battery be accidentally overcharged producing hydrogen and oxygen, special one-way valves allow the gases to escape thus avoiding excessive pressure build-up. Otherwise, the battery is completely sealed and is, therefore, maintenance-free, leak proof and usable in any position.



Battery Construction

Component	Positive plate	Negative plate	Container	Cover	Safety valve	Terminal	Separator	Electrolyte
Raw material	Lead dioxide	Lead	ABS	ABS	Rubber	Copper	Fiberglass	Sulfuric acid

General Features

- Absorbent Glass Mat (AGM) technology for efficient gas recombination of up to 99% and freedom from electrolyte maintenance or water adding.
- Not restricted for air transport-complies with IATA/ICAO Special Provision A67.
- UL-recognized component.
- Can be mounted in any orientation.
- Computer designed lead, calcium tin alloy grid for high power density.
- Long service life, float or cyclic applications.
- Maintenance-free operation.
- Low self discharge.

Dimensions and Weight

Length(mm / inch)	522 / 20.55
Width(mm / inch)	238 / 9.37
Height(mm / inch)	218 / 8.58
Total Height(mm / inch)	223 / 8.78
Approx. Weight(Kg / lbs)	59.1 / 130

Performance Characteristics

Nominal Voltage	12V
Number of cell	6
Design Life	10 years
Nominal Capacity 77°F(25°C)	
10 hour rate (20.0A, 10.8V)	200Ah
5 hour rate (34.7A, 10.5V)	173.5Ah
1 hour rate (129A, 9.6V)	129Ah
Internal Resistance	
Fully Charged battery 77°F(25°C)	3.5mOhms
Self-Discharge	
3% of capacity declined per month at 20°C(average)	
Operating Temperature Range	
Discharge	-20~60°C
Charge	-10~60°C
Storage	-20~60°C
Max. Discharge Current 77°F(25°C)	1000A(5s)
Short Circuit Current	3300A
Charge Methods: Constant Voltage Charge 77°F(25°C)	
Cycle use	2.30-2.35VPC
Maximum charging current	60A
Temperature compensation	-30mV/°C

ANEXO 22: CARACTERÍSTICAS BATERÍAS, KAISE KBL 122000.

