UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

Repositorio Digital USM **https://repositorio.usm.cl**

Tesis USM TESIS de Pregrado de acceso ABIERTO

2016

MANUAL PARA EL DIMENSIONAMIENTO Y EVALUACIÓN DE UN ARREGLO FOTOVOLTAICO MONOFÁSICO A NIVEL RESIDENCIAL EN CHILE

LILLO PANIAGUA, PEDRO EDUARDO

http://hdl.handle.net/11673/23347

Repositorio Digital USM, UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

DEPARTAMENTO DE INGENERIA MECANICA

MANUAL PARA EL DIMENSIONAMIENTO Y EVALUACIÓN DE UN ARREGLO FOTOVOLTAICO MONOFÁSICO A NIVEL RESIDENCIAL EN CHILE

PEDRO LILLO PANIAGUA

MEMORIA DE TITULACION PARA OPTAR AL TITULO DE**:**

INGENIERO CIVIL MECANICO

PROFESOR GUIA:	DR.ING. ALEJANDRO SAEZ C.
PROFESOR CORREFERENTE:	DR. ING. ALEX FLORES M.

ENERO-2016

Resumen Ejecutivo

En las últimas décadas las energías renovables han tomado un rol vanguardista en cuanto a una matriz energética limpia y segura afirmando un desarrollo sustentable para el ser humano, sobre todo, en lo que respecta a energía solar. Es por esto, que en la presente memoria, el autor busca que el lector sea capaz de sumergirse en torno a esta última a través de herramientas para el dimensionamiento y evaluación de su propio arreglo fotovoltaico a nivel de vivienda. Para realizar esto, se presentará mediante los primeros tres capítulos el marco teórico que busca abarcar tópicos respecto a el contexto energético chileno, la energía solar y el comportamiento orbital terrestre en referencia al Sol, más aun, se explicará en que consiste un módulo fotovoltaico, su funcionamiento y su rol en el mercado actual. Por último, a modo de ilustración, se realizarán dos dimensionamientos representando los casos más comunes para una instalación de este tipo, sin dejar de lado, instrucciones paso a paso de como concretar cada uno de ellos en conjunto a información verídica.

Para finalizar, como resultado de ambos ejemplos, un sistema autónomo y otro interconectado a la red, se obtuvo valores de VAN de $ -2.432.929 y un TIR inexistente para el primer caso, a diferencia de lo logrado en el segundo caso, donde el VAN bordea los $- 415.824 en conjunto a un TIR de 1.192%. A partir de esto, se concluye que en general un sistema dependiente de la red posee un mayor grado de retorno que uno autónomo. En el caso de los ejemplos presentados en esta memoria, se logra recuperar la inversión para un sistema dependiente a pesar de que no se cumpla con la rentabilidad exigida (VAN<0; TIR>0), por otro lado, para un sistema aislado, jamás se recupera la inversión (VAN<0; TIR<0). Se utiliza una tasa de retorno del 4.2%. A partir de un TIR negativo se deduce que el beneficio del proyecto será menor a la inversión inicial.

El motivo de esto es simple, una instalación dependiente de la red excluye de su dimensionamiento un sistema de reserva energético (baterías), dicho de otro modo, un sistema autónomo recae en gastos excesivos debido a las reinversiones que se deben generar en baterías durante la vida útil del proyecto reflejándose en una disminución significativa del VAN y el TIR (menor rentabilidad). A modo de recapitulación, lo anterior se traduce en un retorno de 18 años para el sistema dependiente de la red bajo una metodología conservadora, es decir, un escenario poco favorable. Si consideramos un contexto más rentable para nuestro proyecto, como puede ser el caso de una tasa de inflación nominal del costo de la energía de un 5% anual, anteriormente considerado como un 0%, se puede lograr un retorno de 13 años para el proyecto interconectado obteniendo una rentabilidad superior a la exigida tras recuperar la inversión (VAN = 279.345; TIR= 1.192%). Para la instalación autónoma, a pesar de que el beneficio anual aumente, su periodo de retorno aun sale de la vida útil del proyecto, es decir, mayor a 20 años, y de esta forma mostrando la superioridad de una instalación con conexión a la red.

Executive Summary

In the last decades, renewable energies have taken an avant-garde role in a clean and safe energy matrix, affirming a sustainable development for the human being, especially with solar energy. This is why, in this report, the author seeks that the reader is able to immerse themselves around the latter through tools for the dimensioning and evaluation of their own photovoltaic array at the housing level. To do this, the theoretical framework that seeks to cover topics regarding the Chilean energy context, solar energy and terrestrial orbital behavior in reference to the Sun will be presented through the first three chapters, moreover, it will be explained in which a photovoltaic module, its functioning and its role in the current market. Finally, by way of illustration, two sizing will be made representing the most common cases for an installation of this type, without leaving aside, step-by-step instructions on how to specify each of them together to true information.

To conclude, as a result of both examples, an autonomous system and another one interconnected to the network, NPV values of $ -2,432,929 and a nonexistent IRR were obtained for the first case, unlike in the second case, where The NPV skirts the $ - 415,824 as a whole at a TIR of 1,192%. From this, it is concluded that in general a system dependent on the network has a higher degree of return than an autonomous one. In the case of the examples presented in this report, it is possible to recover the investment for a dependent system even though the required profitability (VAN <0; TIR> 0) is not met, on the other hand, for an isolated system, the investment is never recovered (VAN <0; TIR <0). A rate of return of 4.2% is used. From a negative IRR it follows that the benefit of the project will be less than the initial investment.

The reason for this is simple, a network-dependent installation excludes from its dimensioning an energy reserve system (batteries), in other words, an autonomous system is subject to excessive expenses due to the reinvestments that must be generated in batteries during the life of the project, reflecting a significant decrease in NPV and IRR (lower profitability). As a recapitulation, the above results in an 18-year return to the system dependent on the network under a conservative methodology, ie, an unfavorable scenario. If we consider a more cost-effective context for our project, such as a nominal energy cost inflation rate of 5% per annum previously considered as 0%, a 13-year return can be achieved for the project Interconnected, obtaining a return higher than that required after recovering the investment (NPV = 279,345, TIR = 1,192%). For the autonomous installation, despite the fact that the annual benefit increases, its return period still leaves the useful life of the project, that is, greater than 20 years, and thus showing the superiority of a facility with connection to the network.

Glosario

FV: Fotovoltaico.

I [W/m2]: Irradiancia sobre superficie de estudio.

P_{INC} [W]: Potencia incidente sobre superficie de estudio.

A [m2]: Área o superficie de estudio.

$\emptyset$ [°]: Latitud de la ubicación.

ψ [°]: Azimut de la ubicación.

β [°]: Inclinación de módulo FV respecto a una superficie horizontal.

H [°]: Elevación solar.

T [h]: Tiempo en horas.

G_{RD} [Wh/m^2]: Suma diaria de radiación global.

G_{RM} [Wh/m^2]: Suma mensual de radiación global.

G_{RA} [Wh/m^2]: Suma anual de radiación global.

H_{RM} [Wh/m2]: Suma mensual de radiación respecto al plano horizontal.

F_R [-]: Factor de radiación.

V_{OC} [V]: Voltaje de circuito abierto en un arreglo FV.

I_{SC} [A]: Corriente de corto circuito en un arreglo FV.

η_M [%]: Eficiencia del módulo FV.

A_M [m2]: Área del módulo FV.

P_M [W]: Potencia teórica del módulo FV.

E_M [Wh]: Energía eléctrica que entrega un arreglo o módulo FV. Un subíndice adicional de D, M, A hace referencia a día, mes y año respectivamente.

P_T [W]: Potencia perdida por aumento de temperatura en el módulo.

PTC [%/K]: Coeficiente de pérdida por variación en temperatura.

T_M [°C]: Temperatura del módulo.

T_N [°C]: Temperatura nominal del módulo (STC).

T_A [°C]: Temperatura ambiental.

E_T [Wh]: Energía eléctrica perdida por el aumento de temperatura en el módulo. Un subíndice adicional de D, M, A hace referencia a día, mes y año respectivamente.

P_E [W]: Potencia efectiva del módulo, considera pérdidas por temperatura.

P'_E [W]: Potencia efectiva del arreglo, considera pérdidas por temperatura.

E_E [Wh]: Energía eléctrica efectiva del módulo, considera pérdidas por temperatura. Un subíndice adicional de D, M, A hace referencia a día, mes y año respectivamente.

E'_E [Wh]: Energía eléctrica efectiva del arreglo, considera pérdidas por temperatura. Un subíndice adicional de D, M, A hace referencia a día, mes y año respectivamente.

V_V: Velocidad del viento sobre el área de estudio.

U [W/m2ΔT]: Factor de pérdida termal en donde U_C es una constante y U_V es un factor proporcional a la velocidad del viento V_V.

E_C [Wh]: Consumo de energía eléctrica.

C_{AC} [Wh]: Consumo energético de corriente alterna.

C_{DC} [Wh] Consumo energético de corriente directa.

η_{IN} [%]: Eficiencia del inversor.

V' [V]: Voltaje de un arreglo de módulos FV.

I' [A]: Corriente de un arreglo de módulos FV.

P_{IN} [W]: Potencia entregada por el inversor.

E_{IN} [Wh]: Energía eléctrica entregada por el inversor. Un subíndice adicional de D, M, A hace referencia a día, mes y año respectivamente.

S_M [m^2] Superficie mínima para un arreglo FV.

D_{MIN} [m]: Distancia mínima entre filas de módulos FV.

k [-]:Factor de seguridad producto de las pérdidas en componentes y diferencia de parámetros. Se recomienda 1,15 para sistemas autónomo.

P_{RC}: Potencia entregada por el regulador de carga.

E_{RC}: Energía eléctrica entregada por el regulador de carga

η_{RC} [%]: Eficiencia del regulador de carga.

C_C [Ah]: Capacidad de carga eléctrica a abastecer.

kb [-]: Factor de seguridad producto de las perdidas en componentes y diferencia de parámetros. Se recomienda utilizar 1.1 o 1.2.

V_{BB} [V]: Voltaje del banco de baterías.

I_{BB} [A]: Corriente del banco de baterías.

DOD [%]: Profundidad de descarga aplicada al banco de baterías.

C_U [Ah]: Capacidad útil del banco de baterías, una vez aplicado DOD.

T_D [h]: Tiempo de descarga del banco de baterías.

S_M [m]: Superficie mínima para un arreglo FV.

D_{MIN} [m]: Distancia mínima entre filas de módulos FV.

D^*_{MIN} [m]: Distancia mínima corregida por azimut entre filas de módulos FV.

h [m]: Altura proyectada vertical de un módulo o fila.

S [m]: Grosor del cableado eléctrico para corriente continua.

Π [CLP]: Beneficio entregado por un arreglo fotovoltaico.

P_I [$/kWh]: Precio de inyección de energía a la red eléctrica.

P_{MO} [$/kWh] Precio monómico de la energía eléctrica.

DH [días]: Días hábiles en los que se utilizan las fuentes de consumo sobre un mes.

E_{NC} [kWh]: Energía mensual generada en los meses donde no hay consumo directo (carga).

E_C [kWh]: Energía mensual generada en los meses donde existe consumo directo (carga).

η_A [%]: Eficiencia anual del módulo FV.

I [%]: Tasa de retorno, representa la ganancia sobre la inversión.

VAN [$]: Valor actual neto, representa el excedente resultante después de obtener la rentabilidad deseada en conjunto con la inversión.

TIR [$]: Tasa interna de retorno, representa la tasa de retorno mínima para obtener un VAN = 0.

Payback [año]: Periodo de retorno de la inversión.

LCOE [$/kWh]: Costo nivelado de la energía, independiente de la tecnología aplicada.

E_I [kWh]: Suma de energía eléctrica anual inyectada.

E_{AC} [kWh]: Suma de energía eléctrica anual autoconsumida.

Índice

Capítulo 1: Introducción 1

1.1. Contexto Sector Eléctrico Chileno 2

Capítulo 2: Energía y Comportamiento Solar 7

2.1. Irradiancia y Radiación 7

2.2. Seguimiento Solar 10

2.3. Comportamiento Terrestre y Carta Solar 13

Capítulo 3: Introducción al Dimensionamiento 16

3.1. Panel Fotovoltaico 16

3.2. Estado del Arte Tecnológico 16

3.3. Componentes de un Arreglo Fotovoltaico 18

3.4. Sistemas Interconectado y Autónomo 19

Capítulo 4: Dimensionamiento de un Arreglo FV 20

4.1. Factibilidad, Definición de Energía y Consumo 20

4.1.1. Factibilidad: sistema eléctrico. 20

4.1.2. Factibilidad: instalación solar. 21

4.1.3. Determinar características de orientación. 22

4.1.4. Energía Disponible 24

4.1.5. Consumo estimado. 27

4.1.6. Energía disponible versus consumo. 29

4.2. Dimensionamiento de un Arreglo Fotovoltaica Interconectado 30

4.2.1. Factibilidad: conexión interconectada. 31

4.2.2. Selección de los paneles. 32

4.2.3. Selección del inversor interconectado 37

4.3. Dimensionamiento de un Arreglo Fotovoltaica Autónomo 40

4.3.1. Factibilidad: conexión autónoma. 41

4.3.2. Selección del regulador de carga/controlador. 42

4.3.3. Selección del banco de baterías. 44

4.3.4. Selección del inversor autónomo. 49

4.4. Superficie Requerida y Selección de Cableado 51

Capítulo 5: Análisis Económico 56

5.1. Flujo de Caja 56

5.1.1. Capex, opex y generación anual. 56
5.1.2. Financiamiento. 58
5.1.3. Calculo del flujo de caja. 58
5.1.4. Análisis de Sensibilidad 65
Capítulo 6: Ejemplo de Dimensionamiento Interconectado 70
6.1. Sistema Eléctrico 70
6.2. Características de Orientación y Energía Disponible 70
6.3. Consumo Estimado y Propuesta 72
6.4. Dimensionamiento de los Paneles 73
6.5. Dimensionamiento del Inversor, Superficie Requerida y Cableado 76
Capítulo 7: Ejemplo de Dimensionamiento Autónomo 79
7.1. Dimensionamiento de los Paneles 79
7.2. Dimensionamiento del Regulador de Carga 81
7.3. Dimensionamiento del Banco de Baterías 82
7.4. Dimensionamiento del Inversor, Superficie Requerida y Cableado 83
Capítulo 8: Ejemplo de Análisis Económico 85
8.1. Capex y Generación 85
8.2. Flujo de Caja 87
8.3. Análisis de Sensibilidad Para el Caso de Estudio 89
8.4. Conclusiones Para el Caso de Estudio 92
Capítulo 9: Anexos y Referencias 94
9.1. Referencias 94
9.2. Anexo A: Irradiancia Valparaíso, Chile. 98
9.3. Anexo B: Generación y Beneficio – PMO: 135.93 [$/kWh]; P_I: 64.68 [$/kWh]. 100
9.4. Anexo C: Flujos de Caja 102
9.5. Anexo D: Capex de Proyectos y Vida Útil 106
9.6. Anexo E: Especificaciones 107
9.7. Anexo F: Software 112
9.8. Anexo G: Cartas Solares 114
9.9. Anexo H: Información respecto al Sol 115
9.10. Anexo I: Funcionamiento de una Celda Solar. 117
9.11. Anexo J: Net Billing – Informacion Util 123

9.12. Anexo K: Diagrama de Flujo para el Dimensionamiento Fotovoltaico 127
9.13. Anexo L: Compendio de Formulas 128

Índice de Figuras

Figura 1.1.Diversificación de la capacidad eléctrica instalada, Chile 2010. 3
Figura 1.2. Diversificación de la generación energética, Chile 2010. 4
Figura 1.3. Consumo energético por sector, Chile 2007. Z. 5
Figura 2.1. Curva de irradiancia solar. 8
Figura 2.2. Latitud, ... 10
Figura 2.3. Azimut 11
Figura 2.4. Inclinación 11
Figura 2.5. Altura y declinación solar. 12
Figura 2.6. Ejemplificación del cambio de temporadas. 14
Figura 2.7. Comportamiento anual de la Tierra respecto al Sol. 14
Figura 2.8. Carta Solar para latitud 35˚ hemisferio Norte. 15
Figura 3.1. Celdas Fotovoltaicas 17
Figura 3.2. Subsistemas principales y diagrama de flujo de potencia de un sistema fotovoltaico 18
Figura 4.1. Irradiancia horaria para Valparaíso, Chile. L 25
Figura 4.2. Radiación mensual para Valparaíso, Chile. 26
Figura 4.3. Gráfico de la energía disponible versus el consumo. 30
Figura 4.4. Variables de entrada y salida para un inversor interconectado. 37
Figura 4.5. Esquema del funcionamiento de un arreglo autónomo. 41
Figura 4.6. Conexión de un banco de baterías. 46
Figura 4.7. Distancia mínima entre filas. 52
Figura 4.8. Distancia mínima corregida. 54
Figura 5.1. Comportamiento del precio de la energía base. 61
Figura 5.2. Comportamiento del precio monómico vs payback. 66
Figura 5.3. Beneficio en función a la cantidad de energía autoconsumida. 68
Figura 6.1. Energía mensual disponible para diferentes inclinaciones y azimut de 180°N. 71
Figura 6.2. Energía promedio diaria disponible (LER) 74
Figura 8.1. Generación arreglos interconectado/autónomo. 87
Figura 8.2. Comportamiento del Payback vs Precio Monómico interconectado/autónomo en caso base. 89
Figura 8.3. Comportamiento del beneficio en función a la cantidad de energía inyectada y auto consumida. 91

Índice de Ecuaciones

Ecuación 1. Cálculo de Irradiancia [W/m^2] 7
Ecuación 2. Altura Solar en función de la declinación y latitud. 15
Ecuación 3. Inclinación de un módulo FV. 23
Ecuación 4. Radiación Diaria Disponible. 25
Ecuación 5. Radiación global anual. 26
Ecuación 6. Radiación global mensual en función al factor de radiación. 27
Ecuación 7. Consumo energético inter conectado. 31
Ecuación 8. Eficiencia Panel Fotovoltaico. 33
Ecuación 9. Energía de módulo o panel 33
Ecuación 10. Perdidas de potencia y energía por el aumento de temperatura. 35
Ecuación 11. Potencia Efectiva y Energía para un módulo fotovoltaico. 35
Ecuación 12. Balance térmico módulo fotovoltaico. 36
Ecuación 13. Factor de pérdida térmica. 36
Ecuación 14. Voltaje y corriente de un arreglo FV en serie. 37
Ecuación 15. Voltaje y corriente de un arreglo FV en paralelo. 37
Ecuación 16. Potencia de un inversor interconectado. 40
Ecuación 17. Consumo de energía eléctrica. 40
Ecuación 18. Capacidad de carga requerida del banco de baterías. 45
Ecuación 19. Corriente del banco de baterías. 46
Ecuación 20. Energía a la salida del inversor autónomo. 50
Ecuación 21. Superficie mínima para un arreglo FV. 51
Ecuación 22. Distancia mínima entre filas de módulos FV. 52
Ecuación 23. Altura proyectada vertical del módulo. 53
Ecuación 24. Distancia mínima corregida. 53
Ecuación 25. Distancia mínima entre filas de módulos FV para superficies inclinadas. 53
Ecuación 26. Altura proyectada vertical del módulo en una superficie horizontal. 53
Ecuación 27. Grosor cableado eléctrico. 55
Ecuación 28. Beneficio de la generación eléctrica en un arreglo interconectado. 59
Ecuación 29. Beneficio anual arreglo autónomo. 60
Ecuación 30: Valor actual neto. 62
Ecuación 31: Valor presente o actual. 62
Ecuación 32. Costos asociados de la generación. 63
Ecuación 33. Costo nivelado de energía. 64
Ecuación 34. Beneficio vs E_I/E_{AC}. 67
Ecuación 35. Consumo Energético LER –Autónomo 79

Índice de Tablas

Tabla 4.1.Aproximaciones de Irradiación para la Localidad de Valparaíso, Enero. 24
Tabla 4.2. Estimación de Consumo para un Hogar. 28
Tabla 4.3. Características Eléctricas para Condiciones Estándar de Trabajo (STC) 32
Tabla 4.4. Características Eléctricas para Condiciones Normales de Trabajo (NOCT) 34
Tabla 4.5. Coeficientes de Temperatura para un Módulo FV. 34
Tabla 4.6. Ficha Técnica Inversor Interconectado. 38
Tabla 4.7 Parámetros de Salida para un Inversor Interconectado. 39
Tabla 4.8. Ficha Técnica Regulador de Carga. 43
Tabla 4.9: Ficha Técnica Inversor Autónomo- Victron Energy. 49
Tabla 5.1. Esquema de un Flujo de Caja. 61
Tabla 5.2. Comportamiento del VAN y el TIR. 63
Tabla 5.3. Beneficio en Función de E_I y E_{AC}. 67
Tabla 6.1. Radiación Anual y Anual Hábil para la Comuna de Valparaíso, Chile. 71
Tabla 6.2. Consumo estimado para el LER. 72
Tabla 6.3. Valores Diarios de Entrada y Salida para un Módulo HR-200W –Sistema Interconectado. 74
Tabla 6.4. Generación Eléctrica para el LER, E_M, E_T, E_E y E_E'. 75
Tabla 6.5. Parámetros de Entrada Inversor. 76
Tabla 6.6. Restricciones para el uso Eficiente del Inversor. 77
Tabla 6.7: Condiciones de Trabajo para el Inversor. 77
Tabla 6.8. Generación del Inversor, E_{IN}- Sistema Interconectado.7 78
Tabla 6.9: Salida del Inversor Sunny Boy 1300TL. 78
Tabla 7.1. Consumo Red Baja Potencia. 79
Tabla 7.2. Valores diarios de entrada y salida para un módulo HR-250W –Autónomo. 80
Tabla 7.3. Generación eléctrica para el LER, E_M, E_T, E_E y E_E'. 81
Tabla 7.4. Ficha Técnica BlueSolar Solar Charger MPPT 75/50. 82
Tabla 7.5. Características del Banco de Baterías. 83
Tabla 7.6. Ficha Técnica Inversor Phoenix 24/350 84
Tabla 7.7. Generación del Inversor, E_{IN}- Autónomo. 84
Tabla 8.1. Presupuesto para un Arreglo Fotovoltaico Interconectado –LER. 85
Tabla 8.2. Presupuesto para un Arreglo Fotovoltaico Autónomo –LER. 86
Tabla 8.3. Beneficios al Final de cada Periodo para Ambos Sistemas.[CLP] 87
Tabla 8.4. Indicadores para un Arreglo Interconectado. 88
Tabla 8.5. Indicadores Arreglo Autónomo 88
Tabla 8.6. Indicadores para un Arreglo Interconectado – Tasa Nominal 5% Anual. 90
Tabla 8.7. Indicadores para un Arreglo Autónomo – Tasa Nominal 5% Anual. 90

Capítulo 1: Introducción

Para comenzar a sumergirse en el mundo de la tecnología fotovoltaica y poder desarrollar una instalación a conciencia es necesario tener en mente lo que sucede en torno a la energía eléctrica, es decir, el contexto energético eléctrico de nuestro país. A modo de resumen, el sector eléctrico en Chile fue pionero en el mundo en establecer condiciones de competencia en la generación y comercialización de energía eléctrica manteniendo los segmentos de generación, transmisión y distribución. Sin embargo, este, a través de su vida ha mostrado importantes debilidades como la sequía que llevó al país al racionamiento del suministro eléctrico en la década de los 90 o las imprevistas restricciones en el suministro del gas natural argentino desde el año 2004 y la sequía que nos ha afectado últimamente generada por los diferentes factores ambientales y normativos. El resultado fue principalmente que nuestra matriz presenciara un crecimiento en el consumo de carbón y que no se planificara en función a lineamientos de largo plazo. Todo esto, y otros factores, llevó al Ministerio de Energía a adoptar una posición clara respecto al futuro de nuestra matriz energética, sobre todo en su inclinación y en la forma de su materialización donde se da énfasis a las energías renovables no convencionales incluyendo la solar como solución a diferentes problemáticas (GTZ, 2009).

A partir de ésto es que se invirtió en el estudio de la energía solar en Chile llegando a resultados que muestran a nuestro país con las tasas de irradiación más altas del mundo, sobre todo en el Norte, sin excluir la zona sur-austral donde se recibe la misma radiación que la zona centro-norte de Europa, lo que no ha sido un impedimento para el desarrollo de la tecnología FV en esa región. Un ejemplo es Alemania cuya radiación es similar a Valdivia y es uno de los principales productores de energía fotovoltaica del mundo (Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2014).

En el marco de la energía solar, la energía solar térmica tiene la posibilidad de ser una fuente de generación de base, es decir, que funciona las 24 horas mediante sus sistemas de almacenamiento térmico siendo una carta importante al momento de alimentar el SING[1]. Por otro lado, la energía fotovoltaica tiene impacto en el área residencial, permitiendo a los residentes o clientes regulados a generar beneficios

[1] Actualmente ABENGOA construyó la primera planta termo solar en el Desierto de Atacama de 110 [MW] con 17 horas y media de almacenamiento de energía térmica en sales fundidas.

significativos, sobre todo con la actual ley 20.571, gracias al rápido avance en la tecnología que ha recaído en menores costos, mayor producción y eficiencia (Centro de Energías Renovables, 2013).

En consecuencia a lo indicado, es que mediante este trabajo se busca que el lector sea capaz de dimensionar su propio arreglo fotovoltaico monofásico acorde a las necesidades del consumidor con el fin de realizar este tipo de proyectos de la forma más rentable posible asegurando de la misma manera un crecimiento más limpio e independiente de nuestra matriz. Esto se logrará mediante una breve introducción a la radiación solar y su comportamiento, al funcionamiento de los paneles fotovoltaicos, a las diferentes tecnologías y sistemas. Terminando con un análisis económico que permitirá establecer la rentabilidad del proyecto y parámetros de comparación para realizar la óptima decisión al momento de invertir.

Por último, se incluirá un ejemplo en donde se dimensiona un arreglo fotovoltaico paso a paso con conexión a la red y de forma autónoma para el Laboratorio de Energías Renovables (LER) de la Universidad Técnica Federico Santa María (UTFSM) con el fin ilustrar la aplicación de la metodología.

1.1. Contexto Sector Eléctrico Chileno

Como fue mencionado en la introducción, es necesario tener claridad del contexto energético de nuestro país para ver en qué punto está situada la energía solar y el gran potencial que tiene esta para introducirse en el mercado y matriz actual. Por esta razón, es que el tópico de este capítulo envuelve este tema.

A partir de la década de los 80, el sector eléctrico en Chile comienza a crecer significativamente fomentando la competencia y privatización de este sector mediante la ley DFL N1/1982[2]. Posteriormente el 1 de abril del 2008, cuando entra en vigencia la Ley 20.257, se establece que las empresas eléctricas que efectúen ventas a clientes finales (o regulados) deben acreditar que un porcentaje de su generación eléctrica proviene de energías renovables no convencionales (ERNC). Estas últimas señales, en conjunto con la variabilidad del precio de los combustibles fósiles y el perfeccionamiento del mercado eléctrico

[2] Ley donde se establece el modelo de operación a mínimo costo global que consiste en un algoritmo enfocado a distribuir la energía eléctrica mediante el menor costo posible en función de la oferta y demanda. Además, fomenta a que las empresas de generación puedan subscribirse libremente a contratos de abastecimiento con clientes regulados.

a través de normas y reglamentos, generaron un avance en la inserción de las tecnologías ERNC en el territorio nacional sobre todo con la ley 20.571[3] (GTZ, 2009).

Ya para el 2010 se tiene una capacidad instalada entre el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) de 14.878 [MW] distribuida de la forma que se indica en la figura 1.1.[4]

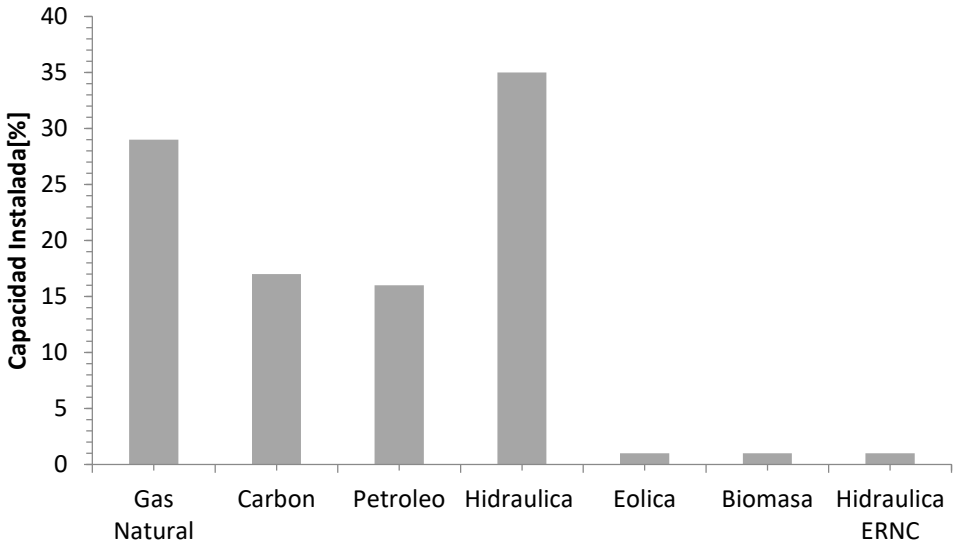


*Figura 1.1.*Diversificación de la capacidad eléctrica instalada, Chile 2010. Fuente: Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno. Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional - GIZ.

En ésta es posible observar que el mayor porcentaje de capacidad instalada se encuentra en la energía hidráulica situada en la zona sur del país (SIC), donde el despacho de energía eléctrica comienza con las centrales de paso y luego de embalse debido a su menor costo marginal, representando (la totalidad de la energía hidráulica) un 35% de la capacidad instalada. En el norte, el suministro de menor costo marginal viene dado por las centrales de gas natural con ciclo combinado (SING). El carbón toma un rol significativo en las centrales térmicas convencionales, a pesar de las emisiones de dióxido de azufre (SO_2) y óxidos de nitrógeno (NO_X) (Sáez, 2003 & GTZ, 2009).

[3] Ley 20.571 o Net-Billing permite que equipos de generación eléctrica a partir de ERNC puedan inyectar sus excedentes a la red generando una utilidad en función al precio de inyección.- Más detalle en el capítulo 5.

[4] Actualmente se consta con 4 sistemas de interconexión de energía eléctrica en Chile, el SIC (73.6%), SING (25.6%) y dos menores (0.8 %): Sistema Eléctrico de Aysén y Sistema Eléctrico de Magallanes.

Esto se traduce en una generación energética de 58.257 [GWh] durante el 2010. La distribución se encuentra en la figura 1.2 y la discrepancia entre los porcentajes se debe a los factores de planta de cada fuente de energía primaria. Como se puede observar, tanto el gas natural como el petróleo disminuyen significativamente, en cambio el carbón aumenta considerablemente indicando que somos un país que depende mucho de un materia prima extranjera.

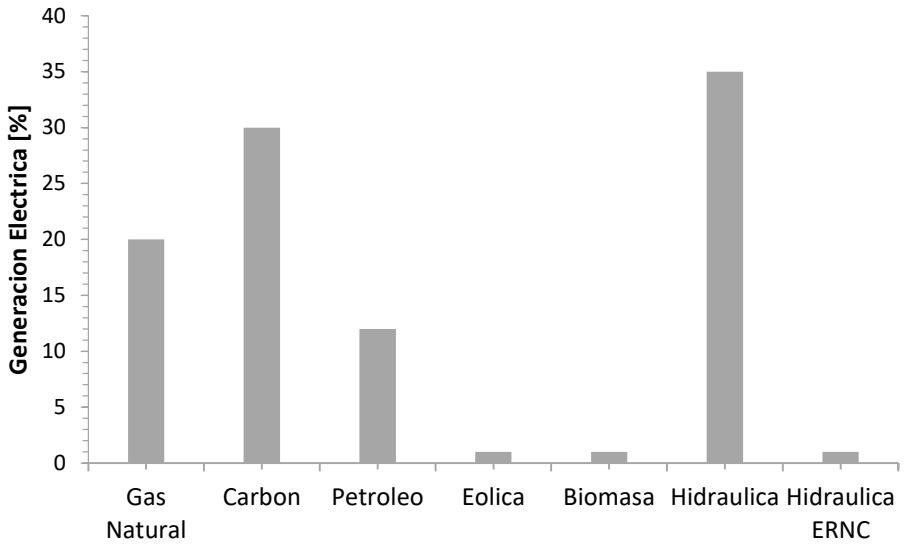


Figura 1.2. Diversificación de la generación energética, Chile 2010. Fuente: Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno. Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional - GIZ.

Por otra parte, en cuanto a la demanda energética, esta se ha duplicado cada 10 años a partir la década de los 80. Esto representa un crecimiento anual promedio en el consumo eléctrico de un 5% que debe ser abastecido por las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras (GTZ, 2009).

El consumo se ve distribuido en la figura 1.3, en donde la minería y la industria encabezan la gráfica con un 38% y 33% de la generación producida entre el SING y SIC respectivamente dejando un 15% para el consumo residencial. [5]

[5] Para mayor detalle respecto a la distribución de la generación energética en Chile referirse a http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad

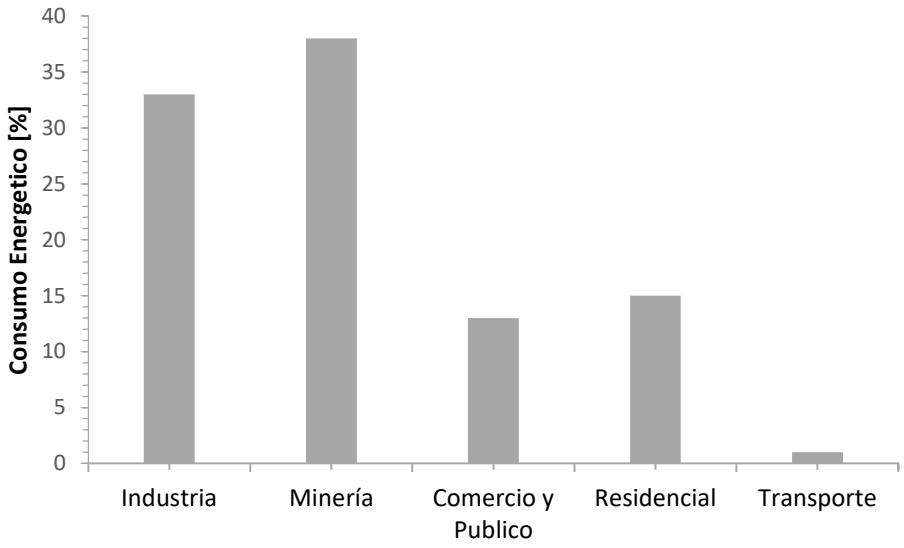


Figura 1.3. Consumo energético por sector, Chile 2007. Fuente: Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno. Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional - GIZ.

Asimismo, con miras al futuro, el Ministerio de Energía del gobierno de turno ha entregado la Estrategia Nacional de Energía (ENE) que dicta las directrices de política eléctrica que seguirá el país durante los próximos años, en donde se tiene como pilar fundamental el desarrollo de energías renovables no convencionales y un fuerte impulso a la eficiencia energética.

En base a una economía chilena creciente se estima que para el 2011, la generación bruta del SIC, fue de 46.095 [GWh] mostrando un crecimiento de un 6.8% con respecto al 2010. En cambio el SING alcanzo 15.878 [GWh] con una tasa del 5.2% respecto al año anterior. Lo que se proyecta acorde al Ministerio de Energía como una tasa de consumo cercana al 7% para el 2020, generando una demanda anual de 100.000 [GWh], es decir, un 53% adicional del consumo respectivo al 2011. En otras palabras, una gran oportunidad para las energías renovables (Ministerio de Energía, 2012).

Esta gran tarea recae en el Gobierno de Chile que busca una solución sustentable al tema energético comprometiéndose con energías limpias y renovables que se encuentran en abundancia en nuestro país a la par con un plan de acción de eficiencia energética. Por otro lado, la carta promete el desarrollo de equipos de generación en base a ERNC preocupándose de las características propias de cada una de las tecnologías disponibles impulsando sostenidamente su crecimiento sin dejar de lado la aplicación de normativas ambientales de mayor estándar a los energéticos primarios en base a combustibles fósiles que son una fuente imprescindible en torno a generación energética.

Por último, se debe mencionar que la energía solar no forma parte de las estadísticas anteriores. Esto se debe principalmente a que su incorporación al Balance Nacional de Energía se llevó a cabo el 2012 como energético primario donde se considera la engería solar térmica y fotovoltaica. (División de Prospectiva y Política Energética del Ministerio de Energía, 2014). En cuanto a estas y el resto de las ERNC para el 2015 su participación por sistema eléctrico nacional fue de un 0% para Isla de Pascua, 47% Aysén, 0% Magallanes, 12.4% Los Lagos, 5.10% SING y 12.9% SIC (Comisión Nacional de Energía, 2015)

Capítulo 2: Energía y Comportamiento Solar

A partir de la revisión preliminar sobre sector eléctrico chileno podemos introducirnos en lo principal respecto a cualquier tipo de energía solar. En este capítulo se profundizará sobre esta, la diferencia entre irradiación y radiación, las diferentes coordenadas que podemos obtener de un sistema terrestre-solar y por último una herramienta muy útil como es la carta solar. Solo entendiendo la naturaleza de estos fenómenos, podremos introducirnos concretamente en el funcionamiento de un módulo fotovoltaico y sus diferentes cualidades.

2.1. Irradiancia y Radiación

La irradiancia y radiación proveniente del Sol que incide constantemente la superficie terrestre se manifiestan en ondas electromagnéticas y como un flujo de fotones[6] que abarcan todo el sistema solar. La irradiancia se define como la relación de la potencia incidente por unidad de superficie de cualquier onda electromagnética con la superficie que la recibe de la siguiente forma:

$$I\left[\frac{W}{m^2}\right] = \frac{P_{inc}}{A} \tag{1}$$

Ecuación 1. Cálculo de Irradiancia [W/m^2]

Siendo I la irradiancia, P_{inc} [W] la potencia incidente y A [m^2] el área de la superficie estudiada. Mientras tanto, la radiación solar es la cantidad de irradiancia recibida en un periodo de tiempo, lo que significa, que es una medida de energía, constituida principalmente por radiación ultravioleta, visible, e infrarroja, medida en [kWh/m^2].

Retomando el concepto de irradiancia, se estima que en la atmosfera esta alcanza un valor de 1366 [W/m^2], conocida comúnmente como constante solar (Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2014). Para tener una idea, la potencia solar promedio se estima cerca de los 23.000 [TW] para toda la superficie terrestre, excluyendo el océano y considerando las pérdidas atmosféricas. Lo que representa una energía

[6] Fotón: Partícula elemental portadora de todas las formas de radiación. Su comportamiento es ondulatorio y corpuscular con una masa invariante de cero.

anual de 200.000.000 [TWh] al año disponibles para alimentar un consumo anual mundial de 155.500 [TWh] acorde a la *International Energy Agency* (IEA) en el año 2012.

Para estimar la irradiancia es necesario considerar al Sol como un cuerpo negro. Desde hace tiempo que se sabe que los cuerpos calientes emanan radiación (cualquier cuerpo sobre el cero absoluto) y que a mayor temperatura, mayor es la radiación emitida mientras el cuerpo va cambiando de color desde naranja, amarillo, blanco e incluso azul. Un cuerpo negro tiene la capacidad de emitir la mayor radiación posible y en equilibrio absorber la misma cantidad, de ahí proviene el origen de su color (Chen, 2011).

Desde el inicio del siglo XX, Max Planck propuso una ecuación capaz de calcular la intensidad de la radiación emitida por un cuerpo negro, lo que significó un avance en el estudio de la radiación solar. En la figura 2.1 se presenta la curva típica de un cuerpo negro a 5700 [K], como el Sol.

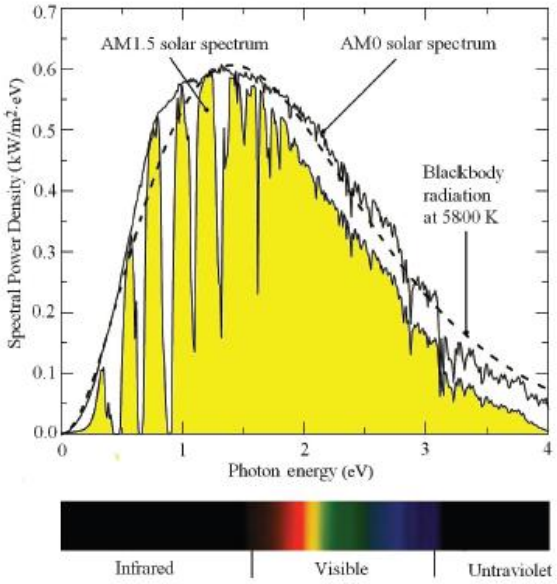


Figura 2.1. Curva de irradiancia solar. Fuente: Chen, C. J. (2011). Physics of solar energy. Hoboken, N.J: John Wiley & Sons.

La curva exterior representa la radiación extraterrestre, cuya integral indica el valor de la constante solar, 1.366 [kW/m^2][7]. AM0 significa que no existe atmosfera entre el punto de medición y la fuente de radiación (Sol). La curva barrida en amarillo (gris en blanco y negro) simboliza el espectro solar sobre

[7] La constante solar representa la irradiancia en la parte externa de la atmosfera, a nivel de mar en un día despejado se estima una potencia de 1000[W/m^2].

la superficie terrestre en donde se considera AM1.5, es decir que la radiación atraviesa 1,5 veces la atmosfera. Por último, la curva segmentada es el modelamiento de la irradiancia emitida por un cuerpo negro a 5700 K, muy cercana a AM0.

Se puede observar que la mayor irradiancia emitida pertenece a la banda visible, aproximadamente la mitad del total. Esto es de esperarse debido a la menor capacidad de absorción para esta banda por parte de la atmosfera. Lo contrario sucede con la radiación infrarroja, esta es absorbida por gases como el O_2, vapor de agua (en su mayoría), metano y CO_2. Por otro lado, la radiación ultravioleta es emitida en una menor cantidad y filtrada en un porcentaje adecuado para la vida[8] (Chen, 2011).

Como fue mencionado anteriormente, la irradiancia que utilizaremos en un sistema fotovoltaico está dada por la banda ultra violeta, infrarroja y visible, capaces de incidir en la superficie terrestre en 3 componentes diferentes:

I. Irradiancia Directa [kW/m^2]: Es la más importante de las tres al no ser desviada al atravesar la atmosfera. Es de gran importancia en el dimensionamiento de colectores solares (equipos térmicos). Medible con un pirheliómetro.
II. Irradiancia Difusa [kW/m^2]: Es la radiación que su dirección ha sido cambiada producto de factores atmosféricos.
III. Irradiancia Reflejada o Albedo [kW/m^2]: Es la radiación difusa o directa que es reflejada por la superficie terrestre.

La suma de las tres corresponde a la irradiancia global utilizada para realizar mapas de radiación global y puede ser medida por un piranómetro[9] (Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2014).

[8] Es importante hacer referencia a los puntos altos y bajos en la gráfica correspondiente a AM1.5. Estos se deben a que algunos componentes en la atmosfera tienen una inclinación mayor a absorber ciertas longitudes de onda.
[9] Piranómetro: Instrumento meteorológico utilizado para medir la irradiancia solar incidente sobre la superficie de la Tierra.

2.2. Seguimiento Solar

Es importante tener en consideración ciertos parámetros para el dimensionamiento de una planta fotovoltaica. Esto se debe principalmente a la órbita elíptica que sigue la Tierra entorno al Sol y a las condiciones atmosféricas. Como es sabido, entre mayor es la irradiancia y el tiempo en que un módulo fotovoltaico está siendo irradiado, mayor será la generación de energía eléctrica (cap. 2.1).

Se explican los siguientes parámetros para el entendimiento de la materia:

- Latitud ∅ [°]: Es la distancia angular entre la línea ecuatorial y un punto determinado de la Tierra a lo largo del meridiano en que se encuentra dicho punto.

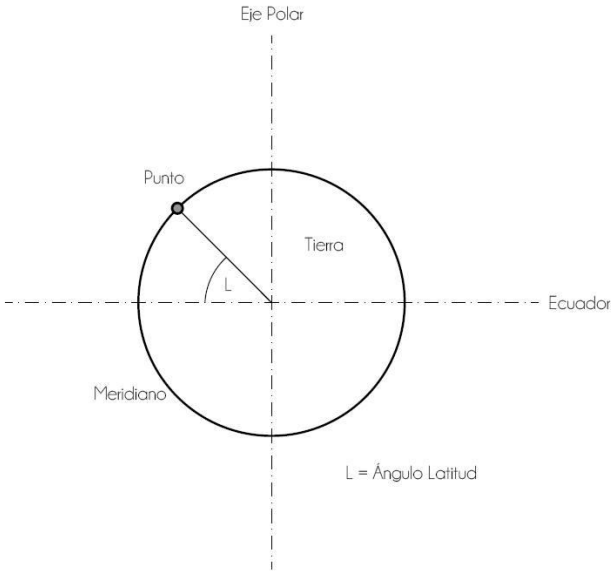
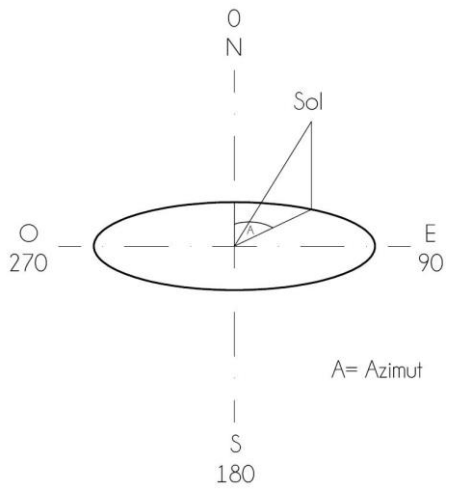


Figura 2.2. Latitud, denominada como L o ∅ .

- Azimut ψ [°]: Es el ángulo que se mide entre el norte y la proyección de un punto en el plano horizontal (Sol) en dirección horaria o anti horaria (dependiendo si es negativo o positivo).

Figura 2.3. Azimut denominado como A o ψ.



- Inclinación β [°]: Es el ángulo que se forma entre el plano del panel y el plano horizontal.

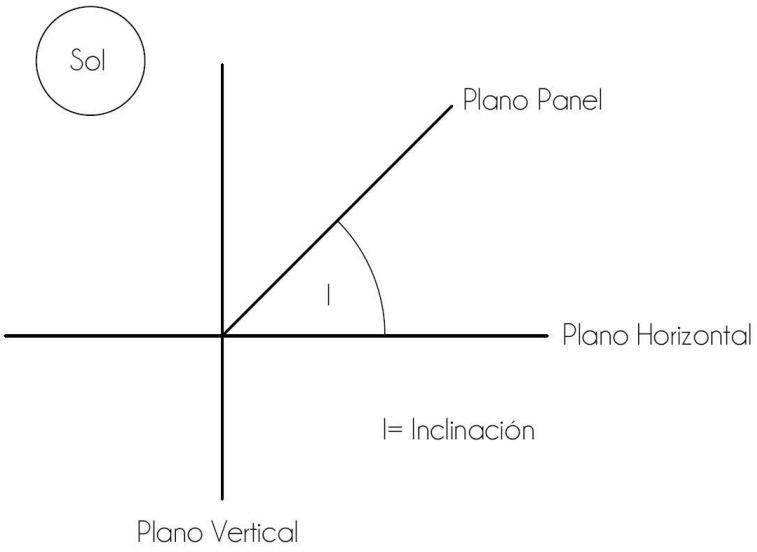


Figura 2.4. Inclinación, denominado como I o β

- Elevación o Altura Solar H [°]: La elevación solar es la distancia angular vertical que se genera entre un cuerpo celeste (Sol) y el horizonte de un observador.

- Declinación Solar δ [°]: Es la distancia angular del Sol norte o sur del ecuador, una declinación norte implica signo positivo.

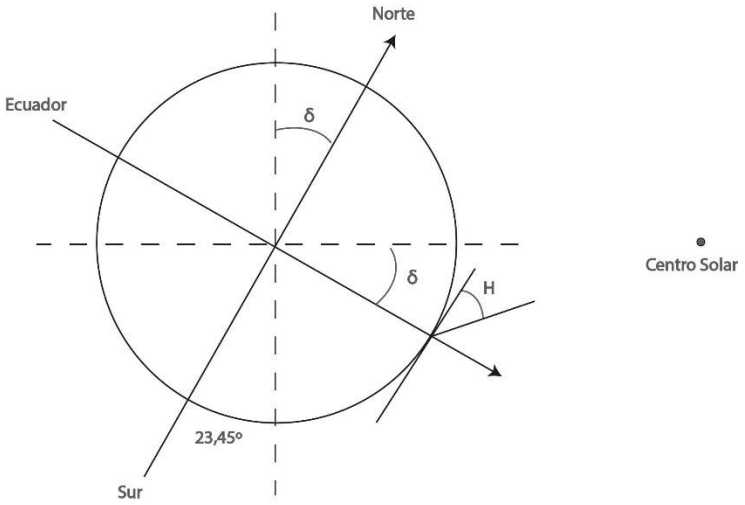


Figura 2.5. Altura y declinación solar. Denominado como H y δ respectivamente.

- Tiempo Solar Verdadero[10]: Está basado en el día solar verdadero, el cual es un intervalo entre dos regresos sucesivos del Sol al meridiano. Puede ser medido con un reloj de Sol y se hará referencia como Hora Solar. A las 12:00 hora solar será el punto de máxima radiación (máxima altura solar). Suele estar desfasado entre 1 y 2 horas del tiempo solar medio.

- Tiempo Solar Medio[11]: Está basado en un Sol ficticio que viaja con velocidad constante a lo largo del año y es la base para definir el día solar medio (24 horas o 86.400 segundos). Se corresponde con el tiempo civil y se coordina con el Tiempo Medio de Greenwich. La diferencia entre ambos tiempos se debe a que la órbita terrestre es de forma *elíptica*, por lo que la velocidad del movimiento de translación de la Tierra cambia en función a su posición respecto al Sol producto de la gravedad («Solar Energy Facts and Advice», s. f & Honsberg, Bowden, s. f. & Sarmiento., s. f.).

En general, para determinar la orientación de un módulo fotovoltaico en el hemisferio sur se utiliza un azimut de 0° o 180° hacia el norte e inclinación basada en los 3 criterios que buscan maximizar la energía

[10] Hora Solar Verdadera: http://www.timeanddate.com/worldclock
[11] Hora Solar Media: http://www.horaoficial.cl/index.htm

recibida. El primero corresponde al criterio del mes de menor radiación que maximiza la energía recibida en invierno en el mes de menor radiación, generalmente junio. El segundo corresponde al mes de mayor irradiación que busca maximizar la energía en el mes diciembre. Por último, el criterio máximo anual busca maximizar la energía durante todo el año. Estos métodos se analizaran más a fondo en los siguientes 4.1.3. (Lobo, s. f. & GTZ, 2009).

2.3. Comportamiento Terrestre y Carta Solar

Finalmente, se explicará el comportamiento del sistema Tierra-Sol con el fin de poder utilizar las cartas solares, herramienta que nos permite predecir el comportamiento del Sol las 24 horas durante todo el año. Al mismo tiempo, se espera que el lector sea capaz de entender el cambio de las temporadas y por qué la irradiación tiene un mayor valor en verano que en invierno.

Como fue previamente explicado, la Tierra se mueve elípticamente respecto al Sol, lo que produce el cambio de temporadas y por ende las bajas temperaturas en invierno y altas en verano. Lo primero que el lector puede llegar a pensar es que entre más cercanos nos encontremos al Sol, mayor será la temperatura ambiente, pero en realidad sucede todo lo contrario. La razón porque la temperatura ambiental es mayor en verano es simplemente porque el sol se encuentra a mayor altura (elevación solar) en esta época, lo que implica días más largos y mayor irradiancia. Dicho de otra forma, (ver figura 2.6) si posicionamos una linterna e iluminamos una sección de una mesa verticalmente formando un ángulo de 90°, la intensidad con la que se ilumina dicha superficie ($Area_1$) será mayor a la intensidad que obtenemos al iluminar una superficie distinta ($Area_2$) de la misma mesa después de inclinar la linterna a un mismo radio respecto a un mismo punto mediante un ángulo de 60°, donde A_2 es mayor que a A_1.

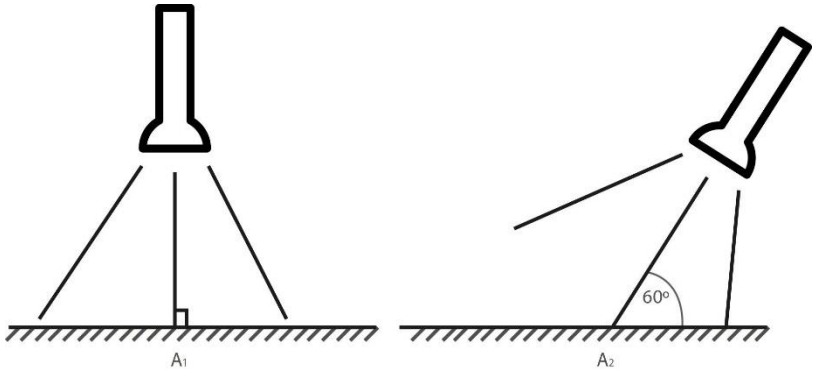


Figura 2.6. Ejemplificación del cambio de temporadas.

La razón de lo previamente explicado se debe a dos factores. El primero de ellos es que la Tierra siempre se encuentra inclinada respecto a su eje en 23,45° y el segundo es porque la Tierra rota elípticamente respecto al Sol generando cambios en la declinación solar como es indicado en la figura 2.7. Cuando nuestro planeta se encuentra posicionado en el solsticio de verano para el hemisferio sur (δ=23.45) es el momento donde la altura solar es mayor y por lo tanto lo días son más largos y calurosos, el hemisferio norte se encuentra en invierno (menor H). A medida que la Tierra se traslada en su órbita elíptica en dirección anti horaria se posiciona en el Punto de Libra el 21 marzo y comienza el equinoccio de otoño, momento en donde la altura solar es semejante para ambos hemisferios al igual que los días y noches, ambos con la misma duración (δ=0). Una vez comenzado el solsticio de invierno, el hemisferio sur recibe menor radiación, contrario al hemisferio norte que se encuentra en verano (δ=-23.45). El ciclo continua en el Punto de Aries el 21 de septiembre con el equinoccio de primavera donde la irradiancia se comporta de la misma manera que en el Punto de Libra (δ=0). Por último, el ciclo finaliza con el comienzo del nuevo equinoccio de verano para el hemisferio sur (δ=23.45) (Kalogirou, 2009).

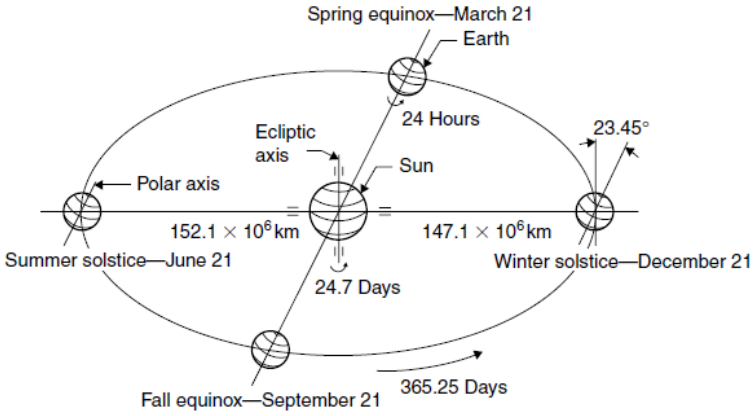


Figura 2.7. Comportamiento anual de la Tierra respecto al Sol. Fuente: Kalogirou, S. (2009). Solar energy engineering: processes and systems.

Con lo anterior claro, procederemos a explicar en qué consiste una carta solar. Una carta solar es un diagrama que permite encontrar la posición del Sol en el cielo para cualquier momento del año. Este depende de los parámetros indicados previamente, latitud ($\emptyset$), azimut (ψ), declinación (δ), hora y altura solar (H).

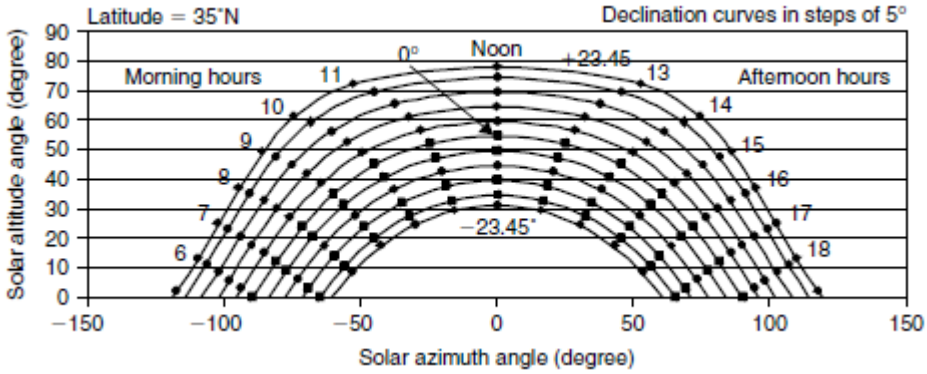


Figura 2.8. Carta Solar para latitud 35˚ hemisferio Norte. Para el hemisferio sur los signos de la declinación deben ser invertidos. Fuente: Kalogirou, S. (2009). Solar energy engineering: processes and systems

A partir de la figura 2.8 se observa que en la mínima H para el hemisferio norte sucede el solsticio de verano para el hemisferio sur. Una variación en la declinación solar de 5° representa el paso de un mes a otro, normalmente se considera el 21 de cada mes, por lo que la información puede ser presentada de esta forma (Kalogirou, 2009). En caso de que no se pueda obtener la elevación solar mediante una carta solar se recomiendan utilizar la siguiente ecuación para el hemisferio sur, que permite obtener el siguiente valor para el medio día:

$$H[°] = 90 - \emptyset - \delta \qquad (2)$$

Ecuación 2. Altura Solar en función de la declinación y latitud.

Donde la declinación es igual a 23.45 (21 de junio), el día menos favorable del año y por lo tanto una mayor proyección de las sombras («Solar Energy Facts and Advice», s. f & Honsberg, Bowden, s. f. & Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2014 & Bustos, 2013).

Capítulo 3: Introducción al Dimensionamiento

En este momento se debe tener claro los tópicos respecto al contexto energético chileno y seguimiento solar. Conceptos muy importantes para el entendimiento del tema de interés, el dimensionamiento de un arreglo fotovoltaico. En este capítulo se busca seguir introduciendo al lector en el contenido de una forma más concreta, es decir, mediante la explicación de que es un módulo fotovoltaico, su funcionamiento y los tipos conexión. Una vez comprendido lo anterior, se entrará de lleno en el dimensionamiento para las distintas tipologías.

3.1. Panel Fotovoltaico

En primer lugar se debe explicar qué es un módulo *fotovoltaico* (FV), este es una estructura sólida encargada de capturar la energía proveniente del Sol gracias a los fotones y convertirla en energía eléctrica sin la necesidad de equipos de calor o rotativos (como las centrales térmicas convencionales). La ventaja de no tener partes móviles reside en su larga vida útil y poca mantención. Además, la no generación de residuos gaseosos o sonoros aumenta su atractivo. Los sistemas fotovoltaicos son capaces de producir desde mili watts hasta mega watts y su sistema modular les permite añadir o quitar potencia fácilmente. Su fuente energética son las celdas fotovoltaicas, semiconductores como el silicio, las cuales mediante el efecto fotoeléctrico se encargan de liberar un electrón una vez que un fotón proveniente del Sol (en su mayoría radiación infrarroja y visible) impacta sobre ellas para ser absorbido y producir una corriente (Cristobal Andres Omegna Lafuente, 2011 & Centro de Energías Renovables, s. f.). (Para mayor información, revisar anexo I)

3.2. Estado del Arte Tecnológico

En la actualidad la mayoría de las celdas fotovoltaicas para construir paneles son de Silicio, pero dentro de ellos existen tres tipos diferentes. El primer tipo de paneles son los de fabricación monocristalina donde la celda entera es un solo cristal implicando que los átomos estén perfectamente alineados. Su proceso es muy costoso y tiene grandes insumos eléctricos por lo que incrementa el valor comercial de cada celda, del mismo modo, su producción es más contaminante. Por otro lado, la celda de fabricación policristalina se deriva de un proceso más simple y económico, lo que resulta en que se presente una

estructura ordenada solo por regiones en donde los átomos manifiestan diferentes orientaciones debido a que están fabricadas por una variedad de cristales de Silicio. Finalmente están las celdas de fabricación amorfa, las que son creadas con un método totalmente diferente que resulta en una celda flexible capaz de adaptarse a diferentes superficies y más económica que las anteriores por ser resultado de un proceso más sencillo.

Con respecto a las estadísticas de producción y eficiencia, la tecnología monocristalina y policristalina abarcan una presencia del 85% del mercado dejando un 15% a la tecnología amorfa. Además, las eficiencias varían entre un 15-19% para las monocristalinas, entre un 13-15% para las policristalinas, y entre un 7 y 12% para las amorfas o capa fina. Alcanzando rendimientos de laboratorio de un 25%, 20,3% y 20,3% respectivamente. La potencia en función del área por kW se encuentra entre 6-8 m^2, 7-9 m^2 y 11-15m^2. [12] Por otro lado, introduciéndonos en el área comercial, el avance tecnológico en esta materia ha llevado a una gran reducción de sus costos asociada a una curva de aprendizaje. Cada vez que se duplica la producción de módulos FV los costos de adquisición disminuyen en un 20%. Para el 2014, acorde a la empresa Fraunhofer, solo en Alemania el costo asociado de la energía eléctrica solar es de 56-71 [CLP/kWh] con la posibilidad de disminuirse en un 50% para países ricos. Lamentablemente, en Chile aún no se cuenta con los medios para alcanzar estos valores (Centro de Energías Renovables, 2013)

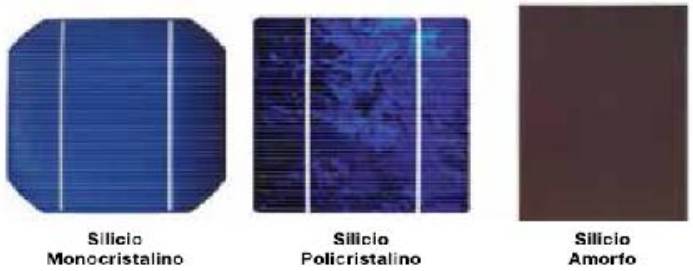


Figura 3.1. Celdas Fotovoltaicas: (A) Celda Monocristalina (B) Celda Policristalina (C) Celda Amorfa.

[12] La eficiencia de cada panel o celda varía en función del fabricante, se recomienda buscar empresas que posean una mayor participación o experiencia en el mercado para asegurar la garantía del panel. Esto se debe producto del mercado emergente respecto al tema. Fraunhofer ha logrado manufacturar celdas con 45% de eficiencia app. No comerciables.

3.3. Componentes de un Arreglo Fotovoltaico

Un arreglo fotovoltaico es principalmente un conjunto de paneles fotovoltaicos conectados en serie y paralelo. Sin embargo, para poder transformar la energía solar en energía eléctrica de una manera eficiente es necesario la utilización de otros componentes, sobre todo, porque un panel fotovoltaico entrega *corriente continua* (C.C). En el siguiente diagrama se observan cada componente y los objetivos de su interacción.

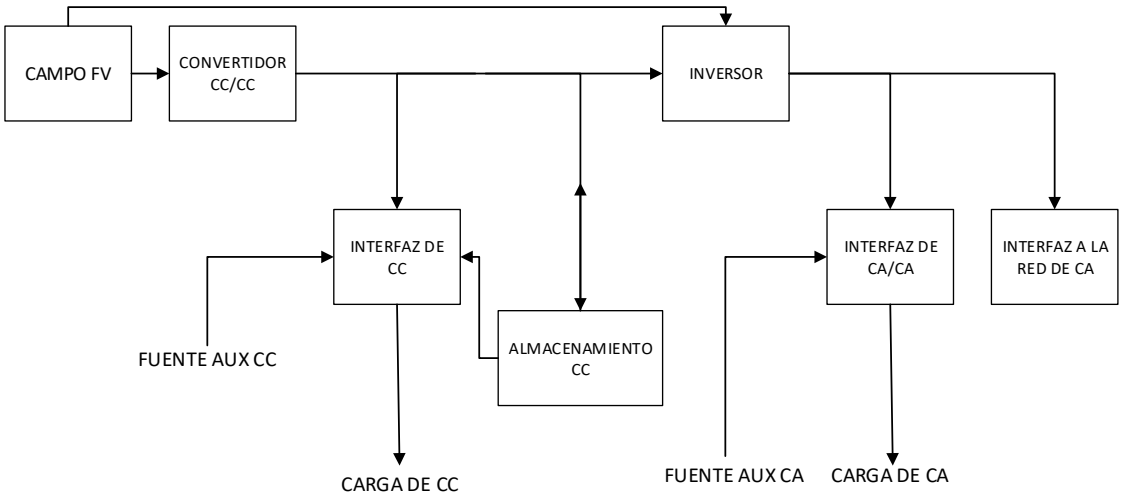


Figura 3.2. Subsistemas principales y diagrama de flujo de potencia de un sistema fotovoltaico (FV).

Después del campo FV se entra a la sección de control y monitoreo del arreglo en donde se puede encontrar elementos como el "Convertidor C.C/C.C". Este suele ser un regulador de carga, dispositivo electrónico que permite controlar la cantidad de corriente que pasa desde un módulo o arreglo FV hacia la interfaz de CC o inversor. La interfaz de C.C se puede vincular a una fuente auxiliar de C.C, un sistema de almacenamiento de C.C o a consumos de C.C (ej. Iluminación LED C.C). Su principal tarea es proteger al sistema de sobrecargas y administrar la alimentación.

El almacenamiento de C.C corresponde principalmente a las baterías. Las baterías son un sistema de acumulación de energía capaz de alimentar fuentes de consumo en horas donde no existe radiación solar.

Cuando deseamos tener fuentes de consumo de *corriente alterna* (C.A) o conectar la planta fotovoltaica directamente a la red es necesario un inversor de C.C/C.A (algunos vienen con regulador de carga integrado). El inversor capta la corriente continua de acuerdo a lo indicado en la figura 3.2 para transformarla en corriente alterna, apta para el consumo de la mayoría de los equipos existentes en un hogar o para la venta directa inyectando la corriente a la red. Además, este sistema puede tener una fuente auxiliar de corriente alterna que comúnmente es la misma red eléctrica. (Lobo, s. f.)

3.4. Sistemas Interconectado y Autónomo

Una vez claro los componentes de un arreglo FV se definen sus emplazamientos. Estos suelen estar determinados acorde a dos tipos de conexiones: autónomo e interconectado. Cuando un arreglo o planta fotovoltaica es del tipo autónomo, significa que esta desconectada de la red eléctrica. Normalmente poseen un módulo fotovoltaico, un regulador de carga y un banco baterías, aunque puedan prescindir de los últimos dos. Dependiendo del tipo de consumo puede tener un inversor. Este tipo de sistemas pueden ser utilizados para alimentar satélites, equipos de telecomunicaciones, sistemas de bombeo de agua, viviendas sin acceso a la red y otros.

Mientras tanto, un arreglo del tipo interconectado está conectado con una fuente auxiliar, la red, y en conjunto alimentan las fuentes de consumo. Debe tener por lo menos un módulo fotovoltaico y un inversor. La gran ventaja del sistema interconectado es que no necesitan baterías ya que en horas donde no existe irradiancia, o es insuficiente, la red abastece el consumo (o alguna fuente auxiliar).

En general, un sistema conectado a la red siempre implicara menos costos de inversión que uno autónomo, a excepción de lugares que por condiciones ambientales o geográficas se imposibilite la conexión a la red justificando un arreglo del segundo tipo. Por último, es importante tener en consideración que un arreglo interconectado debe tener un medidor unidireccional capaz cuantificar la cantidad de energía suministrada a la empresa distribuidora y viceversa. Puede ser del tipo monofásico o trifásico[13] (Lobo, s. f.)

[13] Un tercer tipo de conexión hace referencia a un sistema hibrido el que no será de tema de estudio durante esta memoria.

Capítulo 4: Dimensionamiento de un Arreglo FV

El dimensionamiento de un sistema fotovoltaico es la etapa más relevante al momento de tomar la decisión de emplear esta tecnología. Desde el capítulo 1 hasta ahora se busca que el lector sea capaz de tomar conciencia respecto al contexto que existe en torno a este tipo de generación y tenga la habilidad de profundizar en esta tarea a través las herramientas previamente entregadas, tanto informativas como numéricas.

Este proceso es el más relevante antes de la compra de los equipos y hay que tener varios aspectos en consideración ya que un análisis correcto y realista permitirá al lector aproximarse a la potencia real que puede generar con sus costos y riesgos asociados. Cada paso puede llevar a una serie de problemáticas que se explicarán a continuación. Los principales tópicos son: la verificación de la factibilidad del sistema, la parametrización de los consumos y energía disponible, el dimensionamiento numérico de un arreglo fotovoltaico, los requerimientos de superficie y análisis económico. Una vez comprendido, se ilustrará la metodología en los capítulos 6, 7 y 8 mediante un caso teórico.

4.1. Factibilidad, Definición de Energía y Consumo

4.1.1. Factibilidad: sistema eléctrico.

El primer requerimiento para poseer una instalación FV es tener un sistema eléctrico previamente instalado o en su defecto planificar la construcción de uno que permita el flujo libre de corriente a las fuentes de consumo. Tanto en una industria como en una casa, edificio o cualquier estructura que consuma alguna fuente de energía eléctrica se posee un circuito eléctrico. Estos circuitos o redes eléctricas están segmentados a diferentes consumos, iluminación, alta y baja potencia, líneas de alto voltaje y de bajo voltaje. Es de suma importancia antes de dimensionar cualquier sistema fotovoltaico preguntarnos "¿Que vamos a alimentar?, ¿Cuál es nuestra red objetivo?, ¿Es necesaria la instalación de una red eléctrica?[14]"

[14] En caso de ser necesaria una instalación eléctrica revisar cap. 4.2.1.

En un hogar generalmente existe una red eléctrica para la iluminación, otra para los aparatos de alta potencia (todo lo que pertenece a cocina y lavado) y otra para los electrodomésticos de media potencia. A nivel industrial, existe una red para iluminación exterior y otra interior, equipos de media potencia, de alta potencia, líneas de alto voltaje (corriente trifásica). En los edificios las redes son una mezcla, poseen alta, baja y media potencia, más una red de corriente trifásica para los ascensores y bombas. A modo de resumen, cada red eléctrica depende del lugar.

Es vital obtener esta información y tener bien en mente que es lo que se desea alimentar para no cometer errores producto de una mala base de datos. En caso de ser un cliente regulado el usuario final puede enviar una solicitud de información a la empresa distribuidora para identificar distintos parámetros respecto a su empalme, si se necesita los planos de la red eléctrica del hogar el propietario puede contactar a la empresa calculista que diseño su vivienda.

Por otra parte, existen otros dispositivos eléctricos que ayudarán al momento de seleccionar la red: Los tableros de control o de distribución. Estos son elementos eléctricos que permiten interrumpir y permitir el paso de corriente a una red eléctrica facilitando la identificación de estas. Pueden existir varios, generales y auxiliares. Sin ser menos importante, es necesario saber su ubicación y estado ya que sobre estos estará conectado el sistema fotovoltaico y/o la fuente auxiliar (red).

No es menor mencionar la relevancia de las condiciones de la red. Los cables, encargados de conducir la corriente, no son elementos que permiten el flujo libre con un 100% de eficiencia. Por el contrario, existen caídas de potencia a través de las líneas y estas dependen de la longitud del cable (resistencia) y su estado, la primera puede significar pérdidas cercanas a cero. Entre las posibles cosas a observar en el estado del cableado puede ser si están sulfatados y/o calcinados.

4.1.2. Factibilidad: instalación solar.

Independiente de la tecnología a utilizar cualquier equipo solar debe tener su instalación orientada hacia el norte (desde el hemisferio sur) acorde a lo explicado en los cap. 2.2 y 4.1.3. En caso contrario, la utilización de estas fuentes de generación se imposibilita ya que su aprovechamiento se vuelve mínimo, más aun, la visión hacia el sol no debe ser bloqueada por ningún obstáculo ya que sombrear los equipos

solares puede llevar a fallas o una enorme reducción en la generación (cap. 4.4). El lector debe comprobar que estas condiciones no sean un problema para su hogar.[15]

Por otro lado, el empalme puede ser realizado sobre un terreno adjunto o en el tejado, el único problema que presenta el primer caso es que la instalación debe quedar fijada adecuadamente y de esta forma asegurarnos que el rack no saldrá volando. El segundo caso es más complicado, pero nos permite ahorrar una proporción importante de terreno. La normativa actual para la amplia gama de hogares exige que los techos deban soportar distintas cargas, principalmente el peso propio, el viento (NCh 432), nieve (NCh 431) y sobre cargas (NCh 1537). Cada norma exige diferentes condiciones para distintas ubicaciones y distintos materiales, visto de otro manera, el techo de un hogar construido a partir de algún tipo de madera situado en Arica donde no nieva es diferente al techo de un hogar construido a partir de algún tipo de hormigón situado en Punta Arenas. A modo de conclusión, la carga admisible (de manera permanente) para el techo de un hogar es un parámetro muy relativo sobre todo teniendo en consideración que hasta un cambio en la pendiente de este afecta considerablemente la variable. Como solución, se recomienda contactar a la empresa calculista (o inmobiliaria) para tener la información respecto a cuanta carga fija puede admitir el techo de su hogar y de esta forma asegurar el bien estar de los habitantes. A modo de referencia, un panel fotovoltaico de 250[W] pesa aproximadamente 12 [kgf/m^2] y la estructura de montaje o rack 3[kgf/m^2] dependiendo del material de construcción.

4.1.3. Determinar características de orientación.

Una vez claro si es posible o no la realización una instalación fotovoltaica es momento de determinar los parámetros de orientación (cap. 2). La irradiancia que llega a la superficie terrestre varía de zona en zona y depende de las características atmosféricas (ozono, vapor de agua, dispersión de nubes, entre otros) y físicas del espacio, por lo que los parámetros a determinar son indispensables al momento de aprovechar al máximo la radiación (cap. 2.1).

Inicialmente se debe saber la ubicación y latitud de la instalación, existe una gran variedad de métodos para obtenerla[16]. Esto permitirá acceder a las tablas de irradiancia en la zona correspondiente a partir de diferentes fuentes.

[15] El tema respecto al sombreado se profundiza en el cap. 4.4.
[16] La latitud se puede obtener mediante tablas, mapas, GPS, internet.

Con lo anterior claro es momento determinar el azimut (cap. 2.2), en la tabla 4.1 se observa para un azimut de 180 grados hacia al norte, que es lo que en promedio nos entrega la mayor cantidad de energía. Sin embargo, existen diferentes ángulos de azimut, útiles para otras tecnologías o localidades. Actualmente se comercia la tecnología de seguimiento[17] que consiste en cambiar el azimut de los paneles con el objetivo de captar la máxima radiación disponible. Recordemos que el Sol sale por el este y se esconde en el oeste, lo que implica que la irradiancia jamás será perpendicular al plano fijo de un panel durante todo el periodo donde esta esté presente.

El siguiente paso es ver la inclinación de los paneles, como norma general:

$$\beta = \emptyset \pm 10°/15° \tag{3}$$

Ecuación 3. Inclinación de un módulo FV.

Durante el verano se recomienda utilizar -10˚/15˚ y para invierno + 10˚/15˚. Sin embargo, solo se sugiere ocupar la ecuación 3 como referencia (rango a operar). Es de suma importancia considerar lo señalado en el capítulo 2.2 respecto a los 3 métodos para aprovechar la máxima energía disponible y a lo indicado en el cap.4.1.4 para determinar la inclinación ideal del arreglo (Lobo, s. f. & Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2014). A modo de recordatorio:

I. Criterio del mes menor radiación: Consiste en orientar el arreglo FV de tal forma que maximice la radiación recibida en junio (menor altura solar).

II. Criterio del mes de mayor radiación: Consiste en orientar el arreglo FV de tal forma que maximice la radiación recibida en diciembre (mayor altura solar)

III. Criterio máximo anual: Consiste en orientar el arreglo FV de tal forma que maximice la radiación recibida durante todo el año. Dependerá de la energía disponible (cap.4.1.3).

[17] El sistema de seguimiento o tracking consiste en cambiar el azimut del panel mediante un motor eléctrico que sigue la trayectoria solar con el fin de estar siempre perpendicular a este (máxima irradiancia), esta tecnología implica costos mayores tanto en inversión y mantenimiento.

Tabla 4.1.*Aproximaciones de Irradiación para la Localidad de Valparaíso, Enero.*

Az	Incl	Hora Solar												
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
		Irradiancia[W/m^2]												
Horizontal		103	241	388	532	653	734	762	734	653	532	389	241	106
180 ˚	23˚	90	219	366	513	641	728	758	728	641	513	366	219	89
Al	33˚	80	204	345	489	614	700	730	700	614	487	345	204	80
Norte	43˚	77	186	319	455	575	657	686	657	575	455	319	186	77

Nota. Se observa la irradiancia para la latitud de 33,03[˚Sur], Valparaíso. Fuente: CNE, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, Global Environment Facility, y UTFSM. (2008). *Irradiancia Solar en Territorios de la República de Chile*. Santiago, Chile.

4.1.4. Energía Disponible

Una vez definido el azimut del sistema y el rango de inclinación a indagar se procede a cuantificar la energía disponible a partir de los tres criterios de inclinación y tomar una decisión definitiva de la inclinación del arreglo FV. Para acceder a la información necesaria se debe mirar las tablas de Irradiancia Solar en el Territorio de la República de Chile (ver tabla 4.1) u obtenerlas mediante otra base de datos confiable. Esta se entrega en una variedad de formas que puede ser horaria, diaria, mensual, anual, entre otras. En fin, indica las limitaciones impuestas a la planta solar.

Si se observa un mes cualquiera, como enero, se obtiene una irradiancia diaria con el comportamiento indicado en la figura 4.1 para un azimut e inclinación dada.

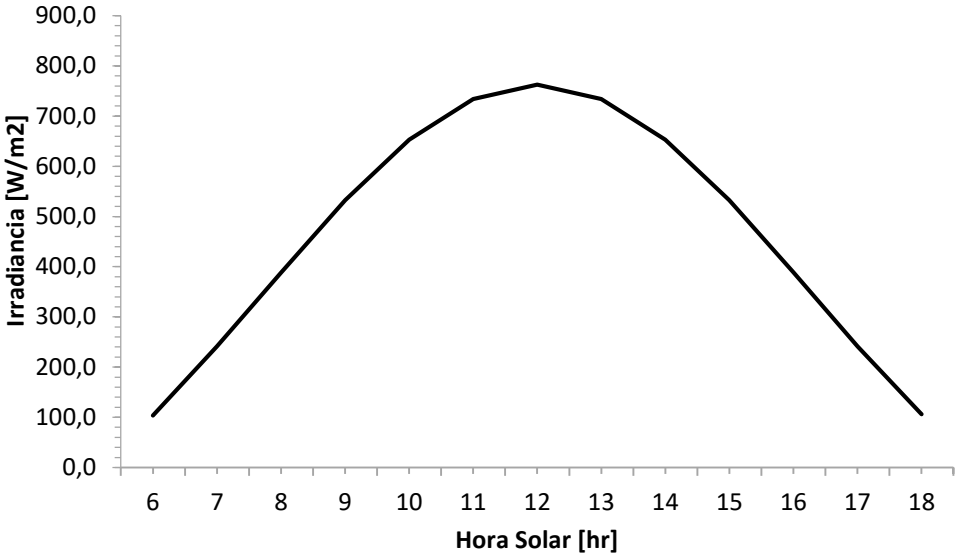


Figura 4.1. Irradiancia horaria para Valparaíso, Chile. Los datos que se muestran corresponden al mes de enero con orientación de azimut 180˚N e inclinación horizontal. Fuente: CNE, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, Global Environment Facility, y UTFSM. (2008). Irradiancia Solar en Territorios de la República de Chile. Santiago, Chile

Como es de esperarse, en el amanecer y en la puesta del Sol la irradiancia es muy inferior en comparación con la hora solar 12 (máxima irradiancia). En los meses restantes del año el comportamiento del grafico será semejante, lo que cambia es la magnitud de la irradiancia producto de los cambios atmosféricos y orbitales. Ahora, si se suma la radiación de cada hora se obtendrá la energía diaria disponible que es capaz de recibir un metro cuadrado en esa latitud, para esa inclinación e azimut. En otras palabras, la energía diaria disponible está dada por la suma discreta de la irradiancia en función al tiempo en que se manifiesta (a partir de la tabla 4.1) o simplemente la integral de un gráfico I vs T medida en watt-hora (a partir de la figura 4.1).

$$G_{RD}[Wh/m^2] = \sum_{h=6}^{h=18} I\left[\frac{W}{m^2}\right] \times T[h] \tag{4}$$

Ecuación 4. Radiación Diaria Disponible.

Donde G_{RD} es la suma diaria de la radiación global. De la misma forma, se puede obtener una estimación semanal, mensual (G_{RM}) o anual (G_{RA}). Estos datos serán útiles para el proceso de dimensionamiento de un arreglo FV. Una estimación diaria permitirá ver si un sistema FV es capaz de sustentar el consumo

diario de una instalación, de la misma forma la mensual y anual para los consumos respectivos o para la planificación de una planta de mayor tamaño con fines de venta energética.

A continuación se muestra la curva típica de radiación anual para una orientación dada:

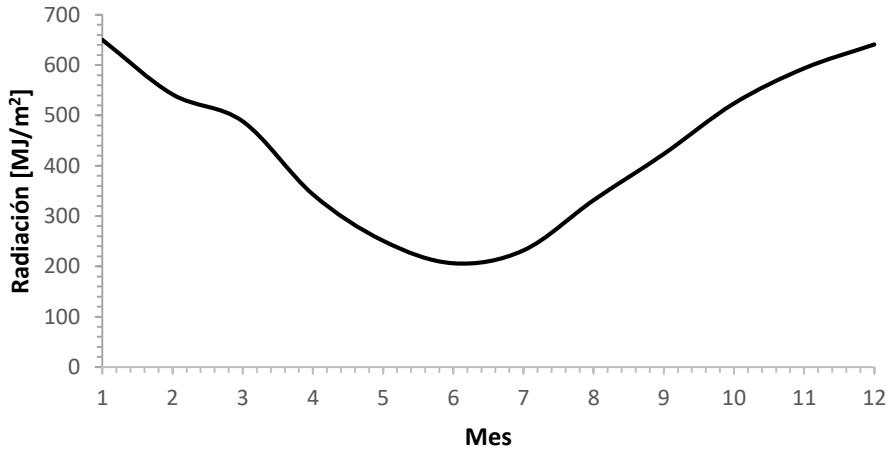


Figura 4.2. Radiación mensual para Valparaíso, Chile. Los datos que se muestran corresponden a una orientación de azimut 180˚N e inclinación de 23˚ Fuente: CNE, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, Global Environment Facility, y UTFSM. (2008). Irradiancia Solar en Territorios de la República de Chile. Santiago, Chile.

Se observa entonces, que en junio y en los meses cercanos la radiación es menor en comparación con la de verano. Esto se debe a los diferentes factores ya indicados. Ahora, si se suma la radiación mensual en un periodo de un año obtenemos una estimación de la energía anual disponible que es capaz de recibir un metro cuadrado. Se recuerda al lector que la transformación de la radiación a energía eléctrica nunca será de un 100% en un sistema FV, lo anterior solo representa la energía disponible.

$$G_{RA}\left[\frac{Wh}{m^2}\right] = \sum_{m=1}^{m=12} G_{RM}\left[\frac{Wh}{m^2}\right] \tag{5}$$

Ecuación 5. Radiación global anual.

Otro método para obtener la energía disponible diaria, mensual o anual es utilizando los factores de modificación de la radiación incidente a una superficie. El método a utilizar dependerá de la información que entregue la base de datos y la energía disponible se calcula acorde a la ecuación 6.

$$G_{RM}\left[\frac{Wh}{m^2}\right] = F_R \times H_{RM}\left[\frac{Wh}{m^2}\right] \quad (6)$$

Ecuación 6. Radiación global mensual en función al factor de radiación.

En donde el factor de radiación (F_R) [18] varía en función a la inclinación del panel. A modo de que el lector pueda comparar diferentes bases de datos se incluye una referencia entregada por la Corporación de Desarrollo Tecnológico de la Cámara Chilena de la Construcción. A esta altura el lector debe ser capaz de determinar la inclinación del arreglo FV a partir de las diferentes estimaciones de energía disponible para distintos β. (Lobo, s. f. & Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2014).

4.1.5. Consumo estimado.

Estimar el consumo puede ser un proceso tedioso sobre todo cuando no se tiene una base de donde comenzar, lo primero que se debe hacer es revisar equipo por equipo para obtener sus consumos y asociarlo a una red. Se recomienda llevar estos datos a una tabla para su posterior manejo. Los datos que interesa recolectar son la potencia de las fuentes de consumo, las horas de uso de estas fuentes y la cantidad de cada una.

El consumo de energía se distribuye de forma escalonada durante el día dependiendo de la distribución de las fuentes de consumos (ver figura 4.3). Por ejemplo, el consumo domiciliario se concentra en la noche o al amanecer, en cambio, el consumo en la industria está distribuido durante todo el día pero con altas en la mañana durante la puesta en marcha.

[18] F_R tabulado en *Documento Sistemas Solares Térmicos II:* http://informatica.cdt.cl/documentos/publicaciones/index.php?opcion=publicaciones

El bloque de energía requerido se calcula sumando la energía consumida durante todo el día en cada uno de los centros de potencia de la instalación. A continuación se muestra un ejemplo:

Tabla 4.2. *Estimación de Consumo para un Hogar*.

Red	Consumo	Potencia [W]	Uso [Hr]	Unidades	Consumo Total [Wh]
Baja	Ilu. Dormi 1	50	3	1	150
	Ilu. Dormi 2	60	3	1	180
	Ilu. Cocina	60	4	1	240
Mediana	TV	30	4	1	120
	Radio	30	3	1	90
Alta	Refrigerador	75	6	1	450
					1230

Nota. El consumo total del hogar equivale a 1230[Wh].

Se recomienda que al tabular la información se debe clasificar las fuentes de consumo por red eléctrica. La red de baja potencia, mediana y alta entregan un consumo de 770[Wh], 105[Wh] y 450[Wh] respectivamente. La suma de estos valores, son la estimación del consumo diario de corriente alterna (C_{AC}).

A veces es necesario estimar el consumo horario, mensual, o anual. El consumo horario depende totalmente del estilo de vida del consumidor. Si al levantarse prende la televisión, el hervidor, las iluminación interior, etc. es de suponer un consumo mayor en la mañana antes de una jornada de trabajo. El consumo durante el resto del día puede variar dependiendo si vive solo, si cuenta con algún servicio de lavado de ropa, del consumo en equipos con la función “Stand-by”, entre otros. El mensual es simplemente la suma de los consumos diarios durante el mes. Este varía con el correr de los meses y se puede observar en la cuenta eléctrica que entrega la empresa distribuidora. Ahora, el anual, de la misma forma que el mensual, se puede observar sumando las cuentas de los consumos eléctricos. Es de esperar que en invierno el consumo aumente por las condiciones atmosféricas (iluminación y calor) y en verano disminuya.

Es de suma importancia notar el gran consumo que generan los equipos de alta potencia, por lo mismo, al momento de dimensionar un arreglo FV hay que tener en consideración el remplazo o vías alternativas de estos ya que pueden llegar a sobredimensionar el sistema en gran medida.

En lo que respecta a fuentes de consumo trifásico es aún más complicado, la variación en la carga, las grandes potencias que requieren estas fuentes y los alzas generadas en la puesta en marcha puede significar sistemas de gran tamaño, además, implican un inversor trifásico que es de mayor costo al monofásico y no será analizado en este estudio (Lobo, s. f. & Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2014 & Departamento de Ingeniería Mecánica UTFSM, 2015).

4.1.6. Energía disponible versus consumo.

En consecuencia a lo previamente explicado uno debe comprender la relación entre la energía disponible y el consumo energético: La energía disponible es el límite superior de lo que puede consumir un hogar, siempre y cuando no existan fuentes auxiliares de energía. La energía disponible en comparación al consumo es la limitante de la energía FV. Es sabido que la radiación solar está disponible solo mientras esta ejerza irradiancia sobre los equipos de generación, lo que conlleva a un problema en horas donde la irradiancia es insuficiente como al amanecer o después y durante el atardecer. Es más, las condiciones climáticas tienen un rol importante sobre este tema. El resultado final es una disminución importante en el factor de planta.

Producto de que no se puede generar energía en las situaciones mencionadas, es que las baterías forman parte de un arreglo fotovoltaico (autónomo), las que sin duda aumentan en gran medida la inversión inicial. Otra forma para apalear el aumento en el costo de inversión es mediante una fuente auxiliar de corriente alterna como la red eléctrica (interconectado). El objetivo de ambos métodos es ser capaz de poder abastecer al consumidor en horas donde el arreglo fotovoltaico no puede.

A modo de ilustración, supongamos que tenemos un estilo de consumo como el indicado en la figura 4.3 mediante el área gris y una irradiancia de un día despejado (línea negra). El área sin relleno, entrelazada por las dos gráficas, es toda la energía que no se está consumiendo. Esta debe ser utilizada ya sea inyectándola a la red o almacenada en baterías a modo de obtener un mayor beneficio de nuestro arreglo FV. Ambas alternativas tienen sus ventajas y desventajas. Si buscamos una solución basada en un sistema interconectado se recomienda siempre buscar el autoconsumo, es decir, no generar más de lo consumido debido a razones netamente económicas que serán explicadas en los próximos capítulos. A modo de anticipo, la energía inyectada se valoriza al ≈ 50% de la energía auto consumida (Lobo, s. f. & Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2014 & Departamento de Ingeniería Mecánica UTFSM, 2015).

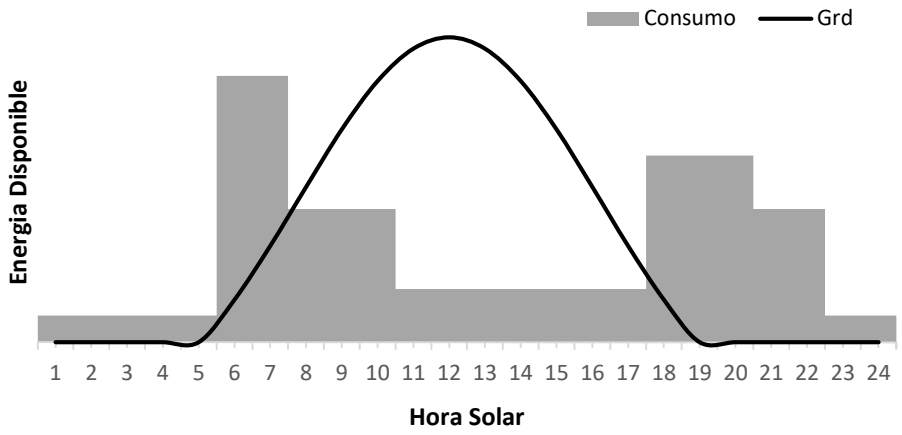


Figura 4.3. Gráfico de la energía disponible (irradiancia) versus el consumo estimado de un hogar. Se observa como la mayor irradiancia sucede durante los periodos de menor consumo para un hogar promedio.

4.2. Dimensionamiento de un Arreglo Fotovoltaica Interconectado

Para comenzar con un dimensionamiento más concreto era necesario tener claro los tres parámetros de entrada de cualquier tipo de sistema solar, la factibilidad de una instalación, la energía disponible y las características de las fuentes de consumo. En las próximas secciones se procederá a cuantificar numéricamente cada variable necesaria para que el lector sea capaz de diseñar su propia instalación fotovoltaica del tipo interconectado (cap.4.2) y autónomo (cap. 4.3), y de esta manera, ahorrarse un gran costo de inversión.

A modo de obtener una mayor claridad en torno al tema, el procedimiento para realizar esto será mediante la presentación de las fichas técnicas de cada elemento con sus respectivos parámetros de interés para luego ser utilizados en el cálculo de las variables necesarias para seleccionar el próximo componente. En resumen, se utilizará un método de enseñanza de cascada, es decir, que las variables de entrada para cualquier componente vienen dados por las variables de salida del componente anterior.

Para finalizar, y como nuestra primera variable de entrada, se debe considerar que la energía daría que debe alimentar nuestro arreglo FV está dado por la ecuación 7.

$$E_C = C_{AC} \times \eta_{IN}{}^{-1} \tag{7}$$

Ecuación 7. Consumo energético inter conectado.

Donde E_C es el consumo energético, C_{AC} el consumo energético diario de corriente alterna obtenido en el capítulo 4.1.5 y η_{IN} la eficiencia del inversor. La eficiencia de los inversores interconectados suele bordear el 94%, este supuesto no impactara el dimensionamiento ya que cualquier falencia es cubierta por la red, un sobredimensionamiento solo garantiza cumplir los requerimientos (Lobo, s. f. & Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2014 & Departamento de Ingeniería Mecánica UTFSM, 2015).

4.2.1. Factibilidad: conexión interconectada.

La posibilidad de producir energía eléctrica con medios domiciliarios a base de ERNC entregada por la ley de generación distribuida 20.571 a fin de generar un autoconsumo o venta de excedentes energéticos a las empresas distribuidoras viene de la mano con el cumplimiento de ciertos requisitos indicados a continuación:

I. Ser cliente regulado, es decir, cliente residenciales, comerciales o de pequeñas industrias.
II. La energía debe ser generada a partir de energía renovable no convencional (solar para el caso de estudio) o de un sistema de cogeneración eficiente.
III. La capacidad instalada debe ser menor a 100 [kW].
IV. La potencia contratada debe ser menor a 2000 [kW].
V. La instalación debe ser realizada por personal autorizado de la *Superintendencia de Energía y Combustibles* (SEC) para efectos de proteger la seguridad de las personas, de los bienes y la continuidad de suministro impuestos en el reglamento 20.571.
VI. Los equipos deben estar certificados por el SEC (cap. 5.1.1).

Visto de otra manera, la continuidad del proyecto fotovoltaico interconectado depende del cumplimiento de los primeros cuatro puntos, el quinto es de suma importancia al momento de realizar la instalación. Para averiguar la situación actual del cliente se debe solicitar el formulario de “solicitud de información” a la empresa distribuidora. Estos criterios aseguran que el acoplamiento a la red no genere interferencia o pérdidas de potencia significativas.

4.2.2. Selección de los paneles.

La cantidad de paneles a elegir estará estrechamente relacionada con la potencia a generar, pero como no se puede transformar toda la energía disponible en energía eléctrica es necesario revisar la ficha técnica de cada panel para tener claro cuánto será la energía que se producirá, desde ahora, E_M[19].

Lo primero que se podrá observar en una ficha técnica son las características estandarizadas o *"Standart Test Conditions"* (STC) como se observa en la tabla 4.3.

Tabla 4.3. *Características Eléctricas para Condiciones Estándar de Trabajo (STC)*

Módulo	QSAR320-72M
Potencia Max [W]	320
Tolerancia Positiva [%]	0-3%
Voltaje CA - VOC [V]	45,9
Corriente CC - ISC [A]	9,01
Voltaje Max [V]	37,4
Corriente Max [A]	8,56
Eficiencia del Módulo	16,53%

Nota. Ficha técnica QSAR320 – 72 M. Recuperado el 29 de Julio de, 2015, de http://www.csun-solar.com/products-mono-mudules.html.

Estas características entregan los valores nominales de un módulo fotovoltaico para las condiciones de 1000[W/m2],temperatura de celda 25˚C y AM 1.5 (STC). A continuación se explica cada parámetro:

- Potencia máxima [W]: Es la potencia nominal que entrega un módulo FV bajo condiciones STC.

- Tolerancia positiva [%]: A condiciones STC, un panel FV puede entregar una potencia nominal mayor a la especificada en el porcentaje indicado en la ficha técnica.

- Voltaje máximo [V]: Es el voltaje máximo que se puede generar a condiciones STC.

[19] Energía del módulo o panel: Es la energía que entrega un panel fotovoltaico después de contabilizar las pérdidas por eficiencia [Wh].

- Voltaje de circuito abierto V_{OC} [V]: Voltaje de circuito abierto, representa la tensión máxima que entrega el módulo cuando no existe una carga.
- Corriente máxima [A]: Es la corriente máxima que se puede generar a condiciones STC.

- Corriente de corto circuito I_{SC} [A]: Corriente de corto circuito, representa la corriente máxima cuando el módulo está en cortocircuito.

- Eficiencia del módulo [%]: Corresponde a la eficiencia del módulo que es entregada por el fabricante y se obtiene a partir siguiente ecuación en condiciones STC:

$$\eta_M[\%] = \frac{P_M[W]}{I\left[\frac{W}{m^2}\right] \times A_M[m^2]} \tag{8}$$

Ecuación 8. Eficiencia Panel Fotovoltaico.

Donde P_M es la potencia teórica del módulo (obtenible a través de la ecuación 8), η_M la eficiencia del módulo (valor constante entregado por el fabricante) y A_M el área del módulo. La energía que entrega un módulo en función a P_M está dado por:

$$E_M[Wh] = P_M[W] \times T[h] \tag{9}$$

Ecuación 9. Energía de módulo o panel

Donde T es el tiempo en que actúa un nivel de irradiancia correspondiente a P_M. Recordemos que la irradiancia varía en función del tiempo. La energía generada en un periodo (día, mes, año) corresponde a la integral de un gráfico de P_M vs T o a la sumatoria discreta de E_M (Ver cap.4.1.4).

Debido a que en la práctica no se dan las condiciones STC, en la tabla 4.4, se presenta una ficha técnica para condiciones normal de trabajo o *"Normal Operating Cell Temperature"* (NOCT) entregada por todos los fabricantes en la ficha técnica.

Tabla 4.4. *Características Eléctricas para Condiciones Normales de Trabajo (NOCT)*

Módulo	QSAR320-72M
Potencia Max [W]	235
Voltaje CA - V_{OC} [V]	34,5
Corriente CC - I_{SC} [A]	6,81
Voltaje Max [V]	42,2
Corriente Max [A]	7,27

Nota. Ficha técnica QSAR320 – 72 M. Recuperado el 29 de Julio de 2015, de http://www.csun-solar.com/products-mono-mudules.html.

La tabla 4.4 muestra la máxima potencia que debería entregar un módulo fotovoltaico a una irradiancia de 800[W/m^2]; velocidad de viento de 1 m/s; temperatura de la celda 45˚C; temperatura ambiente de 20˚C y una tolerancia para la potencia de ±*3%*.

A pesar de esto, en muchas localizaciones no se dan estas condiciones. Se sabe que la potencia disminuye producto de la irradiancia y la temperatura de la celda principalmente, la eficiencia modular se mantiene.

Para finalizar, a modo de poder obtener la potencia real entregada por un módulo FV se debe revisar el efecto que genera la temperatura en este. La ficha técnica nos entrega la siguiente información.

Tabla 4.5. *Coeficientes de Temperatura para un Módulo FV.*

Coeficiente de T-Voltaje	-0.307 [%/K]
Coeficiente de T-Corriente	+0.039 [%/K]
Coeficiente de T-Potencia	-0.423 [%/K]

Nota. Coeficientes de temperatura QSAR320 – 72 M. Recuperado el 29 de Julio del 2015. http://www.csun-solar.com/products-mono-mudules.html.

Se observan diferentes coeficientes y todos son tratados de la misma manera. Para el caso de la potencia, el valor del coeficiente significa que por cada Kelvin o grado Celsius sobre los 298.15K /25˚C la potencia de salida se reducirá en un porcentaje igual al coeficiente. Visto de otro modo, la potencia perdida por el aumento de la temperatura está dada por la ecuación 10.

$$P_T[W] = PTC\left[\frac{\%}{K}\right] \times (T_M[K] - T_N[K]) \times P_M[W] \tag{10a}$$

$$E_T[Wh] = P_T[W] \times T[h\,] \tag{10b}$$

Ecuación 10. Perdidas de potencia y energía por el aumento de temperatura.

Dónde:

- P_T [W]: Potencia perdida por el aumento de la temperatura.
- PTC [%/K]: Coeficiente de pérdida por variación en la temperatura.
- T_M [K]: Temperatura del módulo.
- T_N [K]: Temperatura nominal (STC).
- E_T [Wh]: Energía eléctrica perdida producto de las pérdidas por aumento de la temperatura.

La temperatura del panel es un factor muy importante al momento de estimar cuanto será la potencia real de nuestro arreglo. En algunos casos estas pérdidas pueden redondear el 10% de la potencia teórica o de módulo.

Entonces, la potencia efectiva y la energía efectiva que entrega un módulo fotovoltaico está dada por:

$$P_E[W] = (I[\frac{W}{m^2}] \times A_M[m^2] \times \eta_M[\%]) - P_T\,[W]$$

$$P_E[W] = P_M[W] - P_T\,[W] \tag{11a}$$

Por lo que

$$E_E[Wh] = P_E[W] \times T[h] \qquad \text{o} \qquad E_E[Wh] = E_M[Wh] - E_T[Wh] \tag{11b}$$

Ecuación 11. Potencia Efectiva y Energía para un módulo fotovoltaico.

Si se desea obtener un valor mensual se debe extrapolar esta ecuación a todo el día y, a partir de un día representativo, al mes (Honsberg & Bowden, s. f. & Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2014 & Departamento de Ingeniería Mecánica y Electrónica UTFSM, 2015 & Lobo, s. f.).

Un balance de energía permite obtener la temperatura del módulo en función de la velocidad del viento y de la irradiancia.[20]

$$T_M[°C] = T_A[°C] + \frac{I\left[\frac{W}{m^2}\right]}{U\left[\frac{W}{m^2}\Delta T\right]} \qquad o \qquad \Delta T[°C] = T_M[°C] - T_A[°C] = \frac{I\left[\frac{W}{m^2}\right]}{U\left[\frac{W}{m^2}\Delta T\right]} \tag{12}$$

Ecuación 12. Balance térmico módulo fotovoltaico.

$$U\left[\frac{W}{m^2}\Delta T\right] = U_C\left[\frac{W}{m^2}\Delta T\right] + U_V\left[\frac{W}{m^2}\Delta T\,\frac{s}{m}\right] \times V_V\left[\frac{m}{s}\right] \tag{13}$$

Ecuación 13. Factor de pérdida térmica.

Donde

T_A [°C]: Temperatura ambiental.

U [W/m$^2\Delta T$]: Factor de pérdida termica en donde U_C es una constante y U_V es un factor proporcional a la velocidad del viento V_V (entre mayor sea la velocidad del viento menor T_M).

Para arreglos libres:

$U_C \approx 20$[W/m$^2\Delta T$]

$U_V \approx 12$[W/m$^2\Delta T$/m/s]

Para arreglos con dorso aislado (techos):

$U_C \approx 10$[W/m$^2\Delta T$]

$U_V \approx 6$[W/m$^2\Delta T$/m/s]

En caso de no tenerse la información necesaria para realizar el balance de energía se puede aproximar la temperatura del módulo a 45°C (condiciones NOCT). (Victron Energy, 2014).

[20] La fuente del siguiente balance de energía es la página oficial de Victron Energy en la sección de documentos.

4.2.3. Selección del inversor interconectado

El inversor a seleccionar está estrechamente relacionado con el voltaje del arreglo fotovoltaico y la potencia que se desea entregar. Estos funcionan en base a variables de entrada, "input", y salida, "output", mostrado en la figura 4.4.

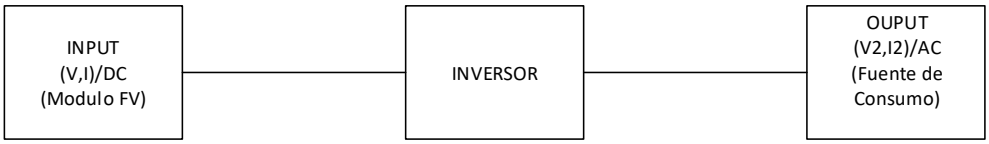


Figura 4.4. Variables de entrada y salida para un inversor interconectado.

En el "input" nos encontramos con el voltaje entregado por el arreglo FV que será decisivo para obtener el tipo de inversor que buscamos (voltaje máximo V_{OC}). Una conexión en serie aumentara el voltaje de nuestro arreglo y mantendrá la corriente. Por el contrario, una conexión en paralelo aumenta la corriente y mantendrá el voltaje (corriente máxima I_{SC}). Otro parámetro importante es la potencia, el tipo de corriente y la cantidad de esta misma. En el "output" estarán los parámetros dados por la fuente de consumo o red (condiciones de borde).

El voltaje y corriente en el input se calcula de la siguiente forma:

Conexión en serie

$$V' = V_1 + V_2 + \cdots + V_N \tag{14a}$$

$$I' = I_1 = I_2 = \cdots = I_N \tag{14b}$$

Ecuación 14. Voltaje y corriente de un arreglo FV en serie.

Conexión en paralelo

$$V' = V_1 = V_2 = \cdots = V_N \tag{15a}$$

$$I' = I_1 + I_2 + \cdots + I_N \tag{15b}$$

Ecuación 15. Voltaje y corriente de un arreglo FV en paralelo.

Donde V' y I' corresponden al voltaje y corriente del arreglo y N al número de módulos.

Si se observa la ficha técnica de un inversor interconectado se notaran los parámetros de entrada entregados en la tabla 4.6.

Tabla 4.6. *Ficha Técnica Inversor Interconectado.*

Modelo	SR 1100 TL
Potencia Máxima DC [W]	1100
Voltaje Máximo DC [V]	500
Corriente Máxima [A]	8,8
Voltaje de Partida [V]	120
Rango de Voltaje [V]	100-500
Rango de Voltaje MPPT [V]	120-425

Fuente: Ficha técnica SR 1100 TL. Recuperado el 29 de julio de 2015, de http://www.samilpower.com/product_detail.php?product_id=7.

A continuación se explica la tabla 4.6:

- Potencia Máxima DC [W]: Es la potencia máxima que se puede entregar al inversor proveniente de una corriente continua.

- Voltaje Máximo DC [V]: Es el voltaje máximo que se puede entregar al inversor proveniente de una corriente continua.

- Corriente Máxima DC [A]: Es la corriente máxima que se puede entregar al inversor proveniente de una corriente continua.

- Voltaje de Partida [V]: Es el voltaje mínimo que debe entregarse al inversor para que se encienda.

- Rango de Voltaje [V]: Es el rango del voltaje para el funcionamiento del inversor.

- Rango de Voltaje MPPT: Es el rango de voltaje para el funcionamiento del sistema de MPPT. Se procede a explicar en qué consiste este sistema.

El sistema “Maximun Power Point Tracking” (MPPT) es un sistema encargado de transformar la corriente continua entregada por los paneles a corriente alterna de alta frecuencia para convertirla

nuevamente en corriente continua. El resultado es una corriente continua con un voltaje y amperaje óptimo para el inversor. Esto se debe principalmente a que el inversor por si solo (es decir sin MPPT) no es capaz de cambiar el nivel de amperes en la corriente, lo que recae en pérdidas de potencia. A modo de ejemplo, supongamos un panel de 17.6 [V] y 7.4 [A] como el modelo Kyocera KC-130. Este tiene una potencia nominal de 130[W]. Si lo conectamos a una fuente de consumo de 12[V] estaremos entregando una potencia dada por 12[V] y 7.4 [A] (88[W]), es decir, una perdida en potencia de 42[W]. El sistema de MPPT permite aumentar el amperaje y mantener el voltaje en 12[V] para entregar una mayor potencia al consumo cercana a los 130[W]. En sistemas donde existe una fuente de consumo de corriente alterna el inversor se encarga de transformar la corriente continua entregada por el sistema de MPPT a corriente alterna.

En consecuencia a estos parámetros de entrada, se nos dará una corriente alterna gobernada por la tabla 4.7.

Tabla 4.7 *Parámetros de Salida para un Inversor Interconectado.*

Potencia Aparente [VA]	1000
Potencia Activa [W]	1000
Corriente Máxima [A]	5,5
Voltaje [V]	230/180-270
Frecuencia [Hz]	50/47-52

Nota. Los valores presentados pertenecen a los parámetros de entrada para un inversor interconectado. Fuente: Ficha técnica SR 1100 TL. Recuperado el 29 de julio de 2015, de http://www.samilpower.com/product_detail.php?product_id=7.

Es importante que las fuentes de consumo estén dominadas por estos parámetros. En Chile se utiliza una corriente de 220[V] y 50[Hz].

A modo de resumen, el inversor a seleccionar se encuentra ligado a la función que debe cumplir. Esta puede ser alimentar un sistema domiciliario, motores monofásicos, corriente trifásica, etc. Todos los parámetros son importantes al momento de dimensionar un arreglo FV en donde los voltajes de entrada determinarán el tipo de conexión, es decir, la cantidad de paneles en serie y/o paralelo.

La potencia que puede entregar un inversor está dada por:

$$P_{IN} = P'_E \times \eta_{IN} \tag{16}$$

Ecuación 16. Potencia de un inversor interconectado.

Donde la P'_E es la potencia efectiva del arreglo de módulos y η_{IN} es la eficiencia del inversor. La energía que entrega el inversor (E_{IN}) corresponde a la integral de la potencia del inversor sobre el periodo de evaluación (análogo a la ecuación 9) o a la energía entregada por el arreglo (E_E') evaluada en la eficiencia del inversor (Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2014 & Victron Energy, 2015 y otros).

4.3. Dimensionamiento de un Arreglo Fotovoltaica Autónomo

A continuación se procede a explicar el dimensionamiento de un arreglo autónomo representado en la figura 4.5. Como se observa, existen dos nuevos componentes que no estaban presentes en un arreglo del tipo interconectado, el banco de baterías y el regulador de carga. Es más, los inversores son de una tecnología diferente generando nuevos parámetros para su dimensionamiento. El campo fotovoltaico se dimensiona de la misma manera que la indicada en el capítulo 4.2.2 (buscando que el arreglo genere aproximadamente un 15% sobre E_C por pérdidas de eficiencia). Dicho de otra forma, la diferencia radica en que el consumo energético que está dado por:

$$E_C[Wh] = (C_{DC}[Wh] + C_{AC}[Wh] \times \eta_{IN}{}^{-1}) \times (1 + k) \tag{17}$$

Ecuación 17. Consumo de energía eléctrica.

En donde:

- C_{DC} [Wh]: Consumo energético de corriente directa, comúnmente para hogares es cero.
- k: Factor de seguridad producto de las pérdidas en componentes y diferencia de parámetros. Se utiliza 0,15 para sistemas autónomos.
- η_{IN}: Eficiencia del inversor. Una vez sabido C_{AC} se puede indagar fácilmente en las fichas técnicas de los inversores para obtener este valor (Departamento de Ingeniería Electrónica UTFSM, 2015).

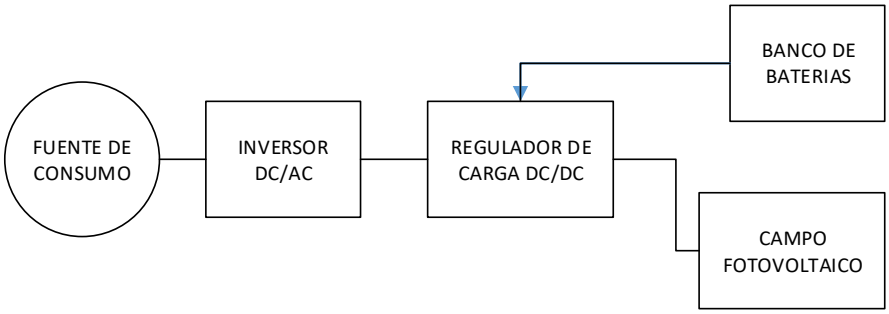


Figura 4.5. Esquema del funcionamiento de un arreglo autónomo.

4.3.1. Factibilidad: conexión autónoma.

A diferencia de una conexión interconectada, una conexión autónoma no necesita estar aprobada por la ley 20.571 por la misma razón que la primera es diferente de la segunda, es decir, no depende de la red. Sin embargo, es recomendable pero no limitante la certificación de la instalación mediante un certificado de regularización SEC TE1 para diversos fines (principalmente para solicitudes de empresas aseguradoras), con el fin de declarar que la instalación eléctrica interior cumple con la norma eléctrica vigente (NCh Elec.4/2003). Para tal efecto, la instalación eléctrica proyectada y ejecutada, debe ser inscrita por instaladores eléctricos autorizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustible con sus respectivas licencias al día.

En caso de que se desee realizar este procedimiento se debe tener en consideración que al final del proyecto el certificado pide ciertos requisitos:

I. Para instalaciones eléctricas con potencias declaradas iguales o superiores a 20[kW] se debe entregar una memoria técnica explicativa de los cálculos realizados en la instalación eléctrica.
II. Plano de la propiedad con los respectivos detalles de la instalación eléctrica ejecutada.

De todas formas, siempre se recomienda realizar la instalación con la ayuda de un experto.

4.3.2. Selección del regulador de carga/controlador.

Una vez dimensionado el campo FV (cap.4.2.2), se procede a seleccionar un regulador de carga óptimo para el tipo de trabajo deseado. Actualmente en el mercado existen dos tipos de reguladores de carga: Los PWM y MPPT. El controlador PWM es en esencia un relé que conecta a la batería con el arreglo solar, en cambio, el MPPT es un controlador más sofisticado (y más caro) que ajustará el voltaje de entrada para obtener la máxima potencia del arreglo solar como fue explicado en el capítulo 4.2.3.

La empresa Victron Energy recomienda utilizar los controladores del tipo PWM para sistemas de bajo costo y con temperaturas de celdas entre los 45°C y 75°C, como pueden ser los postes solares.

Ahora, como fue explicado en el capítulo 4.2.3 los sistemas de MPPT son más que un controlador (o inversor) y transforman la corriente continua entregada por los paneles a un voltaje y corriente máximo. Victron Energy recomienda utilizar este sistema para:

- Temperaturas de celda menor a 45°C y mayor a 75°C.
- Si el coste de cableado puede ser reducido significativamente aumentando el voltaje.
- Si la potencia de salida a baja irradiancia es un factor importante.

Una vez claro la tecnología del controlador a utilizar, es momento de seleccionar el regulador de carga. Para esto hay que tener en consideración el esquema mostrado en la figura 4.5. El regulador de carga estará determinado por los “input” entregados por el arreglo fotovoltaico y el banco de baterías.

Si se observa la ficha técnica de un controlador modelo BlueSolar MPPT 75/15 de la marca Victron Energy en la tabla 14 se notara los siguientes parámetros relevantes para el dimensionamiento.

Tabla 4.8. *Ficha Técnica Regulador de Carga.*

Modelo	75/15
Voltaje de Batería [V]	12/24
Corriente nominal [A]	15
Máxima Potencia PV 12V [W]	200
Máxima Potencia PV 24V [W]	400
Rango MPPT 12V [V]	15-70
Rango MPPT 24V [V]	30-70
Voltaje Máximo CA - V_{OC} [V]	75
Eficiencia Peak [%]	98%

Nota. Parámetros de entrada para controlador BlueSolar MPPT75/15. Fuente: BlueSolar 75/15. Recuperado el 29 de julio de 2015, de http://www.victronenergy.com/solar-charge-controllers/mppt-75-15.

- Voltaje de Batería: Voltaje proveniente del banco de baterías, el regulador se ajusta automáticamente.

- Corriente nominal: Corriente de entrada al regulador de carga, máximo valor permitido.

- Potencia Máxima PV: Potencia máxima que puede entregar el arreglo fotovoltaico y el rango de voltaje para trabajar con el sistema MPPT.

- Voltaje máximo CA V_{OC}: Voltaje de circuito abierto máximo permitido por el regulador.

- Eficiencia Peak: Eficiencia máxima mientras se trabaje a menos de 40°C ≈98%.

Por lo tanto se deben cumplir las siguientes condiciones para que el regulador de carga funcione correctamente:

I. El controlador funcionara solo si la tensión PV supera la tensión de la batería.
II. La tensión PV debe exceder al menos en 5[V] la tensión de la batería para que arranque el controlador, una vez arrancado debe ser superior en por lo menos 1[V].
III. Tensión máxima del circuito abierto no debe superar a la especificada por el fabricante.
IV. La corriente del arreglo PV no debe superar la especificada por el fabricante.

Mientras se cumplan las cuatro condiciones anteriores con cualquier configuración PV el controlador funcionara correctamente. Para un óptimo aprovechamiento del controlador, el voltaje del arreglo fotovoltaico debe estar en el rango del MPPT (Victron Energy, 2015).

4.3.3. Selección del banco de baterías.

Inicialmente y para tener claro por qué se toman ciertas medidas respecto al tópico de las baterías, es necesario tener conocimiento en qué consisten y cómo se ven influenciadas por los medios externos. A modo de recordatorio, una batería es cualquier tipo de sistema de almacenamiento energético. En el caso de estudio, la energía química acumulada se convierte en energía eléctrica mediante una celda galvánica. Visto superficialmente, una celda galvánica es un dispositivo que consiste de dos electrodos de diferentes materiales (ánodo y cátodo) sumergidos en una solución electrolítica (acido).

Con esto claro, procedemos a ver las principales características de las baterías:

- Capacidad [Ah]: Es la cantidad de electricidad que puede almacenar durante la carga y la descarga.

- Capacidad Nominal [Ah]: Es la capacidad de la batería entregada por el fabricante en función a la velocidad de descarga recomendada.

- Voltaje de batería [V]: Voltaje de la batería acorde a su modelo, existe una amplia gama.

- Vida en flotación: Vida útil de la batería en flotación, es decir, solo se proporciona la corriente necesaria para abastecer el autoconsumo de esta (no está siendo utilizada). La temperatura toma un rol muy importante para el estado de flotación, se recomienda almacenarla entre 20 y 25°C.

- Vida en ciclos: Es la vida útil representada en ciclos de la batería (cuantas veces se descargó).

Para dimensionar el banco de baterías lo primero que se debe realizar es obtener la cantidad de carga eléctrica en Ah[21] que hay que abastecer. Esto se puede obtener a partir de del capítulo 4.1.5 y la ecuación 18.

[21] Los amperios hora son una unidad de carga eléctrica que representa la cantidad de carga eléctrica que pasa por los terminales de una batería en una hora.

La capacidad de carga eléctrica (C_C) necesaria para un consumo dado esta dada por:

$$C_C[Ah] = N \times k_B \times \frac{E_C[Wh]}{V_{BB}[V] \times DOD[\%]} \tag{18}$$

Ecuación 18. Capacidad de carga requerida del banco de baterías.

En donde el *voltaje del banco de baterías* (V_{BB}) puede variar entre 12-24-36-48[V][22] ,k_B es un factor de seguridad que se debe a las pérdidas por componentes y diferencia de parámetros, se utiliza k_B=1.1 o 1.2. El *porcentaje de descarga* (DOD) que se aplicara al banco es de 0.5 y N son la cantidad de periodos (o días) que se busca obtener de respaldo (Northern Arizona Wind & Sun, 2014 & Solar Town, 2012 & Steven Dufresne, 2012 & Departamento de Ingeniería Electrónica UTFSM, 2015).

Una vez conocida C_C que se debe alimentar, se continúa a estimar la capacidad individual de cada batería con el fin de obtener una cantidad (unidades) entera de estas. Lo primero es dividir por 2 nuestra C_C a abastecer. La razón de esto es simplemente restringir a que en el sistema no existan más de 2 conexiones en paralelo con el fin de que no se genere una carga y descarga dispareja del banco (es posible utilizar solo una conexión, en tal caso, no es necesario obtener $C_C/2$). Tener una mayor cantidad de conexiones en paralelo generará que las baterías en las líneas extremas tengan una menor vida útil. La razón de esto es que se priorizará la descarga y carga de estas. (Northem Arizona Wind & Sun y otros)

Una vez obtenido $C_C/2$, se procede a seleccionar una batería con una capacidad nominal que supere a este valor idealmente. Es decir, si tenemos un $C_C/2$ de 115[Ah], la batería a utilizar puede ser un modelo de 130[Ah]. La diferencia de precios es un factor relevante a considerar en caso de valores semejantes.

Para obtener la cantidad de baterías, olvidándonos de los limitantes de dinero y espacio, se debe obtener el V_{BB} y C_C deseada o superior para el modelo de conexión seleccionado. De la misma forma que los paneles fotovoltaicos, una conexión en serie suma los voltajes individuales y una en paralelo los amperios-hora/amperios, es decir, las capacidades solo se suman en paralelo. En el caso anterior, dos baterías en serie forman un sistema de 24[V] y 130[Ah].

[22] El voltaje del banco de baterías dependerá de la potencia con que se alimenta el regulador de carga. Cada fabricante estima un voltaje-potencia recomendable en las respectivas fichas técnicas.

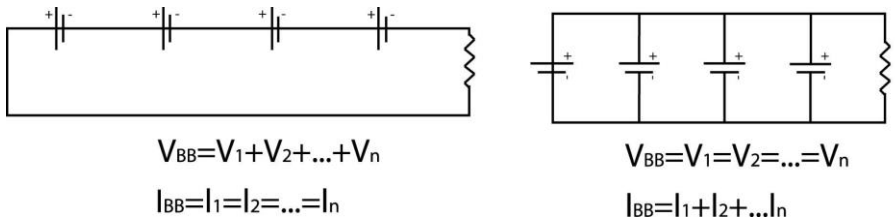


Figura 4.6. Conexión de un banco de baterías. Se observa el comportamiento en función de a sistemas en serie y paralelo.

Ahora que está claro como dimensionar un banco de baterías es importante analizar el comportamiento de estas a modo de justificar los factores de seguridad y seleccionar la tecnología apropiada. El primer concepto a cubrir es la capacidad. Esta es una variable muy sensible y se ve afectada en grandes medidas. Lo primero que se puede mencionar es que se divide en dos partes, la capacidad útil del banco (C_U), dada por el DOD que se le aplica al sistema, y la capacidad nominal, entregada por el fabricante. Ambas se ven directamente afectadas por la velocidad en que se descarga el banco. En otras palabras, entre más amperes consuma por hora, menor será la capacidad nominal y por ende, la vida útil de las baterías.

Cada fabricante entrega su capacidad nominal en función a una velocidad de descarga de 5, 10, 20 y 100 horas informado de la forma C5, C10, C20, C100. Visto de otro modo, para un tiempo de descarga (T_D) recomendado, el banco debe ser capaz de sostener una corriente constante dada por la ecuación 19 solo bajo condiciones ideales. En la realidad existe una pérdida general de la capacidad a raíz de la resistencia interna de cada batería y se basa en el concepto "entre más retiro, más se resiste". Es por esto que las baterías se calientan, lo que conlleva a pérdidas de capacidad bajo condiciones normales de trabajo que pueden variar entre un 10 a 20% los primeros años para llegar a valores que bordean el 30% los años a seguir. En las fichas técnicas, es posible observar la pérdida de capacidad en función a T_D para baterías nuevas.

$$I_{BB}[A] = \frac{C_U[Ah]}{T_D[h]} \tag{19}$$

Ecuación 19. Corriente del banco de baterías.

Lamentablemente este no es el único parámetro que afecta la capacidad de las baterías. La temperatura es un factor muy importante que debe ser tomado en consideración, sobre todo si el banco se encuentra a la intemperie. Una temperatura de -20° C resulta en una pérdida del 50% de su capacidad nominal. Por otro lado, una mayor temperatura aumenta su capacidad aproximadamente en un 12% a 50°C. Sin

embargo, esta disminuye su vida útil (Victron Energy , 2015 & Northern Arizona Wind & Sun, 2014 & Solar Town, 2012 & Steven Dufresne, 2012 & Departamento de Ingeniería Electrónica UTFSM, 2015).

Para estimar la vida útil de nuestro banco. Lo primero que hay que tener claro es que es casi imposible indicar precisamente la durabilidad de un banco ya que dependerá de muchos factores tales como el DOD, mantención, temperatura, qué tan seguido se utilice, etc. Los fabricantes indican la vida de sus baterías mediante ciclos en función a un DOD, pero como fue mencionado anteriormente, estos son equipos extremadamente sensibles. Un DOD alto (80%) puede implicar una falla prematura para un tipo de baterías y para otras no. Es por esto que antes de preguntarse cuánto durará una batería, se debe tener en consideración los tipos de baterías que ofrece el mercado.

En la actualidad se ofrecen tres tipos de batería y están divididas por su aplicación y forma de construcción. Las mayores aplicaciones para baterías son automovilísticas, marinas y de ciclo profundo. Las baterías de ciclo profundo incluyen a la energía solar FV de reserva, tracción, RV (casa rodante) y barcos-hogar. Las construcciones son del tipo húmeda, gel y AGM (o secas).

Las baterías húmedas (wet) son las más comunes hoy en día, se ofrecen de todos los tamaños y sus diseños permiten diferentes usos. Se encuentran sin sellar, por lo que requieren una mantención constante de la que hay que tener mucho cuidado debido al riesgo de posibles derrames de ácido. Como medida de precaución se deben guardar en una caja de baterías con una ventilación apropiada. Su lado positivo es que su precio se aproxima al 50% de las baterías de GEL o AGM, ambas de ciclo profundo.

El nuevo tipo de baterías cerradas sin necesidad de mantención son las de GEL o AGM, la primera de estas se especializa en aplicaciones de gran descarga. Un electrolito viscoso previene cualquier fuga de ácido en caso de que las celdas se encuentren dañadas, más aun, a diferencia de las húmedas, necesitan menos ventilación y su descarga en flotación es pequeñamente menor. Son útiles para temperaturas altas y una gran profundidad de descarga a baja intensidad.

A pesar de esto, las baterías de GEL poseen serias desventajas. Una de ellas es que deben ser cargadas a velocidades lentas para prevenir que cualquier exceso de gas perjudique las celdas. Es más, no pueden ser cargadas con reguladores comunes, si no serán dañadas permanentemente. Por otro lado, su voltaje

de carga es aproximadamente 5 veces menor a las baterías del tipo AGM y húmedas, lo que significa que en condiciones de sobrecarga se generaran vacíos en la batería produciendo una pérdida en la capacidad de estas que jamás podrá ser recuperada y llevando a una muerte prematura que puede variar entre 2 y 4 años. Por último, y como resultado de lo observado, es imposible conectar baterías del tipo gel con las húmedas o AGM, ambas con voltajes de carga mayor.

En otro orden de cosas y un precio menor que las baterías del tipo gel, pero aún mayor que las húmedas, se encuentran las del tipo AGM (absorved glass mat). Este nuevo tipo de baterías están diseñadas con un electrolito captivo por hojas de fibra de vidrio, lo que vuelve imposible las fugas en caso de ruptura. Entre sus ventajas se encuentran muchas de las ventajas de las baterías del tipo gel, un voltaje de carga superior, una corriente de descarga superior (mayor potencia), resistencia a las vibraciones, una resistencia interna extremadamente pequeña, una descarga en flotación que varía entre un 1- 3% mensual, compatibilidad con las baterías del tipo húmedo, mejor rendimiento a bajas temperaturas y más. Sin lugar a duda, las baterías del tipo AGM ciclo profundo se posicionan en el mercado sobre las de GEL. Por esta razón es que ciertas empresas no venden del segundo tipo (Northern Arizona Wind & Sun, 2014 y otros).

A modo de resumen, no existe una batería perfecta para todos los casos, pero si existe la posibilidad de instalar inteligentemente una batería del tipo AGM ciclo profundo para un arreglo FV con un DOD del 50% para aprovechar al máximo su durabilidad-rentabilidad. Esta es la que se debe ser utilizada según lo recomendado por Northen Arizona Wind & Sun, empresa proveedora de equipos de energía solar con más de 35 años de experiencia.[23]

La misma empresa, a través de un informe que se puede encontrar en su página oficial solar-electric.com, indica la siguiente vida útil empírica para distintos modelos junto a información más detallada respecto a lo escrito:

- AGM Ciclo Profundo: 4 – 8 años.
- GEL Ciclo Profundo: 2 – 5 años bajo un mal uso. Bajo un buen cuidado puede alcanzar 4 – 8 años.
- Húmedas Ciclo Profundo: 4 – 8 años.

[23] En la web existe una gran cantidad distribuidoras que recomiendan utilizar un DOD del 50 % y baterías AGM para un arreglo fotovoltaico sobre las de GEL a pesar de su mayor DOD.

4.3.4. Selección del inversor autónomo.

Actualmente en el mercado se encuentran tres tipos de inversores, adicionales al ya explicado (interconectado), para la producción de energía solar. Las empresas ofrecen inversores para sistemas aislados, cargadores, y con regulador de carga MPPT. El primero de ellos será objetivo de estudio en este capítulo, es el inversor utilizado para sistemas autónomos. El segundo, es un inversor híbrido capaz de conectarse a la red y cargar baterías que no será objetivo de estudio. Por último, el tercero es un inversor con un regulador de carga MPPT integrado, lo que permite excluir a este del sistema.

Se observa la ficha técnica de un inversor para sistemas aislados modelo Phoenix Inverter de marca Victron Energy en la tabla 4.9.

Tabla 4.9: Ficha Técnica Inversor Autónomo- Victron Energy.

Modelo	PI 12/180
Potencia Máxima [VA]	180
Potencia Máxima [W]	175/150
Potencia Peak [W]	350
Rango de Voltaje [V]	10,2-15,5
Eficiencia Máxima [%]	87

Nota. Los valores anteriores representan las restricciones impuestas sobre las fuentes de consumo. Ficha técnica PI 12/180. Recuperado el 29 de julio de 2015, de http://www.victronenergy.com/upload/documents/Datasheet-Phoenix-Inverter-180VA-1200VA-ES.pdf.

En donde se define:

- Potencia Máxima [VA]: Es la potencia aparente con la que puede trabajar el inversor.

- Potencia Máxima 25°C/45°C [W]: Es la potencia activa con la que se dimensionará el inversor. La pérdida de potencia entre la aparente y la activa se transforma en reactiva (Ø≠1).

- Potencia Peak o Surge [W]: Es la potencia máxima que puede entregar el inversor durante una cantidad pequeña de tiempo. Esta potencia peak se genera cuando hay variaciones en la carga.

- Rango de Voltaje [V-DC]: Es el voltaje al que trabaja en regulador de carga, parámetro de entrada para dimensionar el inversor.

- Eficiencia Máxima: Eficiencia máxima en las condiciones de trabajo. Valor obtenido a partir de la potencia máxima de las fuentes de consumo útil para el cálculo de E_C.

Por lo tanto al momento de dimensionar nuestro inversor se debe tener en consideración los siguientes parámetros:

I. La potencia activa del inversor siempre debe ser mayor a la potencia suministrada.
II. La potencia peak o surge debe ser mayor a la potencia suministrada por la red de interés en todo momento.
III. El voltaje del regulador debe estar acorde al modelo del inversor.

La energía que entrega el inversor al voltaje y frecuencia seleccionado en un periodo de tiempo (diario, mes, anual) está dado por la energía que entrega el regulador de carga. Lamentablemente este se encuentra gobernado por el banco de baterías y el arreglo fotovoltaico dificultando su obtención, más aun, se debe considerar las pérdidas en el sistema. A modo de simplificar las cosas se utilizara un análogo de la ecuación 17 para para obtener este valor.

El razonamiento de esta ecuación es el siguiente: Si mediante la ecuación 17 se obtiene la energía necesaria para abastecer un consumo estimado teniendo en cuenta las pérdidas del inversor, por componentes y diferencia de parámetros mediante un factor k, se puede suponer que dado una energía abastecida (proveniente del arreglo FV), la energía entregada (después del inversor) se regirá por la misma ecuación. Visto numéricamente y despejando la variable de interés se obtiene:

$$E_{IN}[Wh] = \frac{E'_E \times \eta_{IN}}{(1+k)} \tag{20}$$

Ecuación 20. Energía a la salida del inversor autónomo.

Por último, es de suma importancia recordar que un arreglo autónomo consiste a un sistema cerrado, excluido de la red, por lo tanto el límite superior de la energía entregada por el inversor siempre estará marginada a la energía consumida por las fuentes de consumo, es decir, si las baterías están llenas como sucederá en los meses donde la irradiancia sea suficiente, la energía máxima que entregara el inversor estará dada por el consumo del hogar. En caso contrario de que la irradiancia sea menor a la necesaria y

las baterías no se encuentren en su capacidad total se puede suponer que toda la generación del arreglo se irá directamente al consumo del hogar dejando de lado el banco de baterías. Para finalizar, se puede agregar que existirán días (en menor cantidad) donde se lleven a cabo ambos procesos, carga y consumo. Por lo mismo, esta es una aproximación a una realidad muy variable (Victron Energy, 2015 & Departamento de Ingeniería Electrónica UTFSM, 2015).

4.4. Superficie Requerida y Selección de Cableado

Con ambos dimensionamientos claros, aún queda un parámetro que determinar: el dimensionamiento de la superficie requerida por los módulos FV y el cableado respectivo. En este capítulo se procederá a explicar el cálculo de ambos tópicos en base a los conceptos de seguimiento solar, explicados en las secciones 2.1, 2.2 y 2.3.

El primer paso para determinar si nuestro proyecto es realizable en el espacio disponible es situar como condición mínima que la superficie requerida para un arreglo este dada por la ecuación 21.

$$S_M[m^2] = N \times A_M \tag{21}$$

Ecuación 21. Superficie mínima para un arreglo FV.

Donde N corresponde al número de módulos, implicando que nuestro valor S_M sea la proyección vertical sobre el terreno de todos los paneles con inclinación cero (β=0). El área de cada uno variara en función de su potencia y fabricante (Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2014).

Ahora bien, si se necesita instalar una mayor cantidad de filas para un mejor aprovechamiento del terreno es necesario tomar en consideración la sombra generada por cada corrida de paneles durante las horas de evaluación de modo que no se obstaculicen entre ellas, cuyo motivo es explicado más adelante. Para esto, la sombra del borde superior de la fila delantera (la parte más alta del módulo) se debe proyectar como máximo en el borde inferior de la fila siguiente (la parte más baja del módulo).

Para comenzar, es necesario tomar en consideración la elevación solar, la cual varía en función del año generando una mayor proyección de sombra en invierno. Una H mínima se puede estimar a partir de la

ecuación 2. Sin embargo, esta no toma en cuenta la corrección por azimut al ser está, dependiente de la hora solar. En resumen, la ecuación 2 (cap. 2.3) solo resulta útil para estimar la sombra proyectada al medio día en el hemisferio sur para el mes más crítico.

A continuación se explican los pasos a seguir. En primera instancia, es necesario indagar en la carta solar respectiva de la región de interés con el fin de obtener la altura solar en el horario de interés (rango), desde ahora, ventana solar.

Como se puede observar, en el apéndice G, se encuentra la carta solar para Santiago de Chile acorde a la Universidad de Oregón[24]. Si tomamos nuestra ventana solar como el horario (solar) entre 8 am y 4 pm se obtiene una H de 10° respectiva a nuestro horario crítico durante el peor día del año, 21 de junio. Es decir, la mayor proyección de sombra.

A partir de la altura solar mínima para nuestra localidad, se procede a calcular el largo de la proyección mediante la ecuación 22 (ver figura 4.7).

$$D_{min}[m] = \frac{h}{\tan(H)} \tag{22}$$

Ecuación 22. Distancia mínima entre filas de módulos FV.

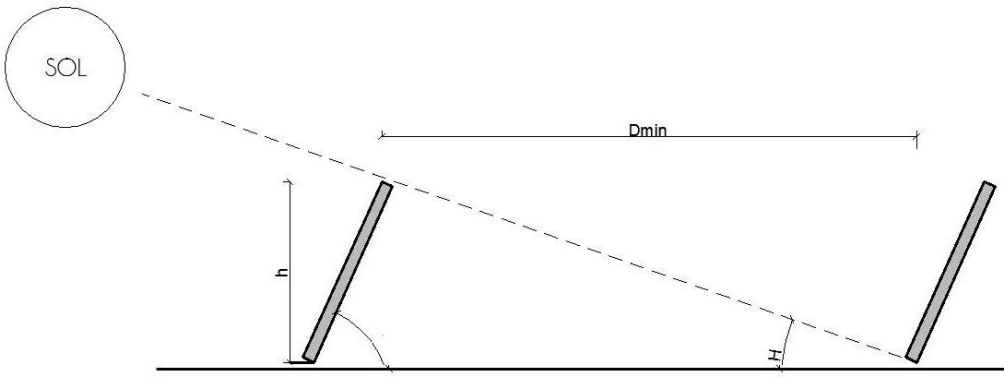


Figura 4.7. Distancia mínima entre filas. Fuente: Ken Gardner. (2009, diciembre). Calculating Inter-Row Spacing. Energy Trust.

[24] Para acceder a esta base de datos se debe ingresar a: http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html

Donde D_{MIN} representa la distancia mínima entre filas y h la altura del módulo ya posicionado, es decir:

$$h[m] = L \times sen\ (\beta) \tag{23}$$

Ecuación 23. Altura proyectada vertical del módulo.

Para L igual al largo del módulo desde el marco inferior hasta el superior.

Sin embargo, como fue mencionado con anterioridad, es necesario corregir este valor en función al azimut evaluado en los extremos de nuestra ventana solar. Para nuestro ejemplo, 60°.

Acorde a la figura 4.8, nuestra distancia mínima corregida queda como:

$$D^{*}_{min}[m] = D_{min} \times \cos(\psi) \tag{24}$$

Ecuación 24. Distancia mínima corregida.

Finalmente, es importante notar que la distancia corregida siempre será menor a la distancia mínima inicial generando un mayor aprovechamiento del espacio disponible y garantizando una libertad de sombras en la ventana solar. Contrario a lo que hubiera sucedido si solo tomamos en consideración la ecuación 2 (cap.2.3).

En caso que la superficie no sea horizontal, como por ejemplo el techo de una casa, se utiliza la ecuación 25 para la determinar la distancia mínima. Luego debe ser corregida de la misma manera.

$$D_{\min}[m] = \frac{h}{\tan(H + i)} \tag{25}$$

Ecuación 25. Distancia mínima entre filas de módulos FV para superficies inclinadas.

Donde i [°] es la inclinación de la superficie respecto a la horizontal y h se obtiene a partir de:

$$h[m] = L \times sen(\beta - i) \tag{26}$$

Ecuación 26. Altura proyectada vertical del módulo en una superficie horizontal.

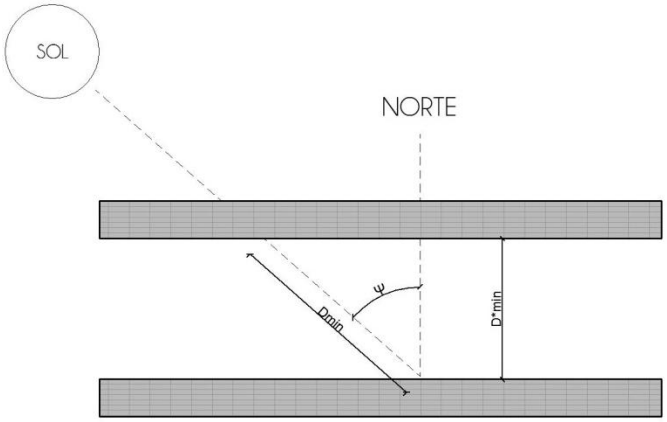


Figura 4.8. Distancia mínima corregida. Fuente: Ken Gardner. (2009, diciembre). Calculating Inter-Row Spacing. Energy Trust.

Acorde a lo indicado previamente, se explica la importancia de analizar la generación de sombras sobre los módulos FV. La razón es simple y se debe porque afecta considerablemente su funcionamiento. Para un arreglo de módulos en serie, si uno de ellos esta sombreado produce menos energía y por lo tanto se convierte en una carga consumiendo la potencia generada por los otros módulos y aumentando la temperatura de la celda sombreada. Mientras mayor sea la radiación que reciben los otros módulos y menor sea la que recibe la sombreada, mayor será su temperatura, generando un punto caliente que podría resultar en una destrucción de las celdas (Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2014 & Gardner, 2009).

Por lo que respecta a la selección del cableado, este está dado por el voltaje y corriente que se transmite. Es importante que sea resistente al ambiente al que está sometido. Los fabricantes entregaran diferentes fichas técnicas para especificar sus capacidades de transmisión. Se debe seleccionar un cableado que nunca este bajo condiciones exigentes de voltaje y amperaje. Con el fin de buscar maximizar el beneficio generado, se recomienda instalar la planta FV lo más próximo a la vivienda de manera que se reduzcan los precios tanto en cableado como por pérdidas de transmisión (cercanas al 0% para distancias cortas).

El cable seleccionado para la etapa de corriente continua debe ser seleccionado tal manera que la caída de tensión sea menor a 1%. El grosor del cable debe estar dado por la siguiente ecuación:

$$S[mm^2] = \frac{\rho \times 2L \times I}{0.01V} \tag{21}$$

Ecuación 27. Grosor cableado eléctrico.

Donde L es la longitud del conductor, ρ la resistividad del material (para el cobre a 20°C [0.018 Ω mm^2/m]), I la intensidad de la corriente y V la tensión máxima del sistema. Conocido esto se revisan las secciones comerciables verificando que la corriente máxima admisible sea superior a la que circula por él.

En cuanto a la corriente alterna la Norma Chilena de Electricidad N°4/2003, esta establece que la sección mínima que se debe utilizar en circuitos de potencia es 1.5 [mm^2]. Además, para secciones superiores a 10 [mm^2], el conductor debe ser del tipo cableado (múltiples alambreas conductores).

Por último, en caso de que se trabaje con una conexión sin soporte de la red, se debe tener en consideración que los bajos niveles de voltaje implicaran un cableado más grueso a modo de compensar el aumento de la corriente implicando mayores costos. Es decir, el cableado de una conexión interconectada no es compatible con una autónoma (Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2014).

Capítulo 5: Análisis Económico

Terminado el dimensionamiento de la configuración de arreglo FV que se busca realizar es necesario tener en consideración los aspectos económicos que abarcarán el proyecto, sobre todo teniendo en mente que existe mucha controversia si es que los proyectos FV son o no rentables. Esto dependerá de varios factores que se consideraran en este capítulo, como la nueva ley 20.571 implementada el 2014 "Net Billing", la realización de un correcto flujo de caja y la importancia del costo nivelado de energía al momento de comparar diferentes alternativas y tecnologías.

5.1. Flujo de Caja

Para comenzar con el análisis concreto respecto al flujo de caja y averiguar la rentabilidad de un proyecto es necesario tener conocimiento, o al menos la referencia, de la existencia de una ley utilizable para obtener un mayor beneficio en el mundo de las ERNC. En este capítulo se planea indagar en el flujo de caja mediante tres etapas, la primera de ellas valorizara los capex y opex de nuestro proyecto fotovoltaico en donde se analizará la vida útil de cada equipo[25]. Un segundo capítulo buscará la realización del flujo de caja considerando conexiones del tipo interconectado y autónomo, la primera de estas sujeta ley de distribución 20.571. Por último, se buscará la sensibilización de nuestras proyecciones para una vida útil de proyecto de 20 años (otra alternativa: 25 años) mediante un precio monómico fijo, una tasa nominal del + 5% anual para el costo de la energía eléctrica y un análisis en las variaciones de energía inyectada y autoconsumida

.

5.1.1. Capex, opex y generación anual.

Tras el dimensionamiento de nuestro arreglo FV podemos valorizar cada equipo basándonos en lo ofertado por el mercado, para Chile existe una gran cantidad de distribuidores como Tritec-Intervento, ESOL, Punto Solar, Solener, Heliplast etc. Lo importante es que al momento de seleccionar los equipos,

[25] Capex: Inversiones de capital que crean beneficios. Opex: Costo permanente para el funcionamiento de un producto, negocio o servicio.

estos, pertenezcan a los autorizados conforme a la ley 20.571 con el fin de beneficiarse del NetBilling. [26]

Una vez claro los componentes principales a obtener se puede estimar el costo asociado al equipo de montaje en un 10% de la inversión inicial. Hoy en día las empresas ofrecen soportes con certificados de calidad y garantía que puede elevar en gran medida su costo, es por esto que se recomienda indagar en las distribuidoras para buscar una solución óptima, más aún, los soportes son equipos que muy rara vez fallarán en su vida útil por lo que el costo adicional de una garantía no se justifica. Una sugerencia es indagar en empresas que construyan sus propios soportes. Por último, el precio del cableado no será significante ya que se considera que el campo FV se encuentra próximo a las fuentes de consumo (mismo techo o adyacente).

Otro valor a tomar en consideración es el de instalación, ésta sólo podrá llevarse a cabo mediante técnicos autorizados a través del SEC con el objetivo de beneficiarse del NetBilling y asegurar la seguridad del usuario. El costo asociado variara entre cada técnico y su cuadrilla de soporte en función a los días de trabajo (tarifa diaria) por lo que se aproximara a un 10- 15% de la inversión nominal previamente realizada.

Por último, la vida útil contable de los equipos son 10 años (observable en el *servicio de impuestos internos* SII) pero como el flujo de caja solo considera variables de entrada y salida, es decir, que no está afecto a un impuesto tributario, sólo se considerara la vida útil real de estos. Para módulos FV, inversores[27] y equipo de montaje suele igualarse a la vida del proyecto (20-25 años) suponiendo una mantención y cuidado apropiado. Las baterías pueden tener una vida útil variable explicado en detalle en el cap. 4.3.3.

En lo que respecta a los opex, se estima que sus costos son aproximadamente 0 producto que se limitan a la limpieza de los módulos y equipos, valor asumido por el hogar. Retomando el tema de la mantención, es de suma importancia destacar que los costos asociados a esta son un mito. Todo costo dentro de la

[26] Link equipamiento autorizado:
http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5847695,33_5905757&_dad=portal&_schema=PORTAL

[27] A pesar de que las garantías se extienende a 10 años, se puede estimar una vida útil de 20 años mediante las mantenciones apropiadas.

vida útil estipulada por el fabricante es cero gracias a las amplias garantías que ofrecen el mercado cuya razón es muy simple: los módulos fotovoltaicos no poseen partes móviles, utilizan vidrio templado y aluminio anodizado, es decir, más resistentes que la mayoría de las ventanas y con una garantía de más de 25 años. Por otro lado, en cuanto a inversores, estos están cubiertos por una garantía de 10 años (inversores de string) y con el cuidado apropiado pueden llegar a alcanzar 20 años. Para el caso de los micro inversores, estos están cubiertos por una garantía de 25 años, visto de otra forma, la empresa manofacturadora se responsabiliza de todo y definitivamente no se debe incurrir en costos asociados a contratos de mantención (Cinnamon, 2015).

Por último, se recomienda tabular la generación anual del arreglo fotovoltaico para su posterior valorización tomando en cuenta las perdidas por eficiencia anual del campo solar y los limitantes de cada sistema.

5.1.2. Financiamiento.

Una vez claro el capital a invertir es de suma importancia que el lector decida de donde obtendrá ese capital. Lo primero a ver es si se trabajara en UF o en pesos chilenos, la diferencia del primer caso es que este valor toma en consideración la inflación por lo que la ganancia entregada en UF siempre será real. Por otro lado, si se decide trabajar en CLP se recomienda trabajar con valores nominales.

Es necesario tener en consideración que se recomienda siempre trabajar con capital propio y esto se debe principalmente a que los proyectos solares son muy sensibles al costo del dinero, visto de otro modo, el único monto a desembolsar se encuentra en la inversión inicial y la manera en que financie este valor implicara si mi proyecto es rentable o no. Los altos intereses en los créditos de consumo dificultaran enormemente la realización del proyecto. En el cap. 8.4 se analiza esta idea a través de una representación numérica.

5.1.3. Calculo del flujo de caja.

Una vez obtenido los capex y opex (cero) se procede al cálculo del flujo de caja, se estima que anualmente la generación de nuestro arreglo FV para un sistema interconectado genera un beneficio dado por la ecuación 28.

$$\Pi\ [CLP] = Pi \times \eta_A \times \left\{ \sum E_{NC} + \frac{(30 - DH)}{30} \sum E_C \right\} + P_{MO} \times \eta_A \times \left\{ \frac{DH}{30} \sum E_C \right\} \tag{28}$$

Ecuación 28. Beneficio de la generación eléctrica en un arreglo interconectado.

Donde

- P_I [$/kWh]: Precio de inyección de energía a la red eléctrica.
- P_{MO} [$/kWh] Precio monómico de la energía eléctrica. Este es el coeficiente de la sumatoria de todos los gastos asociados a la boleta entregada por la distribuidora sobre los kWh consumidos en el mes correspondiente.
- η_A[%]: Eficiencia anual del panel. Esta decae en el tiempo por lo que se debe cambiar en cada periodo.
- E_{NC} [kWh]: Energía anual generada en los meses donde no hay consumo directo[28].
- E_C [kWh]: Energía generada en los meses donde existe consumo directo.
- DH: Días hábiles en que se utiliza el arreglo FV para consumo directo.

En esta ecuación se busca obtener el beneficio generado a través de la segmentación entre la energía inyectada y autoconsumida valorizándolas a sus precios correspondientes. El precio de inyección está dado por la empresa distribuidora y suele ser un 48% del precio de la energía base, tema tratado en el anexo J**.** Por otro lado, a la energía autoconsumida se le asigna un precio monómico, tópico tratado a continuación. E_{NC} es útil para lugares como oficinas donde existen vacaciones pero el arreglo sigue en funcionamiento y E_C se relaciona con los meses de trabajo tomando en consideración los días hábiles y designando esta energía como autoconsumo. Para un hogar en donde DH = 30 y E_{NC} = 0 se produce que nuestro modelo asigna toda la energía generada como autoconsumida, que es lo que se busca al momento diseñar nuestro arreglo FV.

Por otra parte, en el caso de un arreglo FV autónomo, el cálculo es diferente pero bajo el mismo concepto que es estimar el autoconsumo a un precio monómico. El beneficio se obtiene mediante la ecuación 29, sin embargo, es de suma importancia hacer hincapié en la energía consumida. Como fue mencionado con anterioridad, esta se encuentra limitada por las fuentes de consumo/banco de baterías[29](cap. 4.3.4).

[28] El consumo directo se refiere al consumo generado por las fuentes de consumo y no la red.
[29] Este modelo es una aproximación de la realidad producto de la variabilidad que se genera bajo condiciones de operación.

Para ilustrar esto, supongamos el caso de un arreglo ideal que puede generar 200 [Wh/diarios] para un consumo total de 100 [Wh/diarios] con un banco de baterías ideal que entrega un día de respaldo. En verano se estima que el banco de baterías prácticamente no se utilizara (buenas condiciones climáticas) por lo que la generación está limitada por el consumo del hogar, es decir, 100 [Wh/diarios].En realidad, esto se puede aplicar siempre que la generación diaria promedio pueda alcanzar valores mayores al consumo diario promedio respetando la perdida por eficiencia anual. Por otro lado, con respecto a condiciones climáticas poco favorables (como por ejemplo invierno), en donde la generación de nuestro arreglo no puede superar los 100 [Wh/diarios] se puede considerar que toda la energía generada será utilizada en forma de autoconsumo, afecto a las pérdidas de eficiencia.

$$CLP[Anual] = P_{MO}\left[\frac{\$}{kWh}\right] \times \sum \eta_A^* \times E_C[kWh] \tag{29}$$

Ecuación 29. Beneficio anual arreglo autónomo. El asterisco hace referencia a que puede o no incluirse la eficiencia anual acorde a lo explicado en el párrafo anterior.

Retomando el tema del precio monómico, la razón de trabajar en torno a este concepto y no con el precio de la energía base es producto de que esta es muy variable tanto por localidad como en función del tiempo lo que nos ayudara de manera significativa a realizar nuestras estimaciones y concentrarnos en el retorno de nuestra inversión. A modo de ejemplo, según la CONAFE, el precio de la energía base desde 2006 hasta el 2015 ha variado considerablemente acorde a lo indicado en la figura 33 para la tarifa Conafe2/SN:2 Sector1/SVAD1- Aéreo.

Uno puede tender a pensar que existe un tasa fija de crecimiento a partir del año 2012 donde se muestra una mayor estabilidad en la curva pero en la realidad esto no es así, la energía base es un concepto muy complejo cuya estimación puede significar una texto adicional producto de que su variabilidad depende de los contratos existentes entre generadoras y distribuidoras los que toman una gran cantidad de variables en consideración. El criterio más conservador, que será utilizado como base para realizar nuestro flujo de caja, es tomar un precio monómico actual que se puede obtener gracias a la boleta mensual, como el costo de la energía eléctrica durante toda la vida del proyecto ayudándonos a discernir del tipo de tarifa y comportamiento, en el cap. 5.1.4 se sensibilizara este concepto (Departamento de Ingeniería Mecánica UTFSM, 2015).

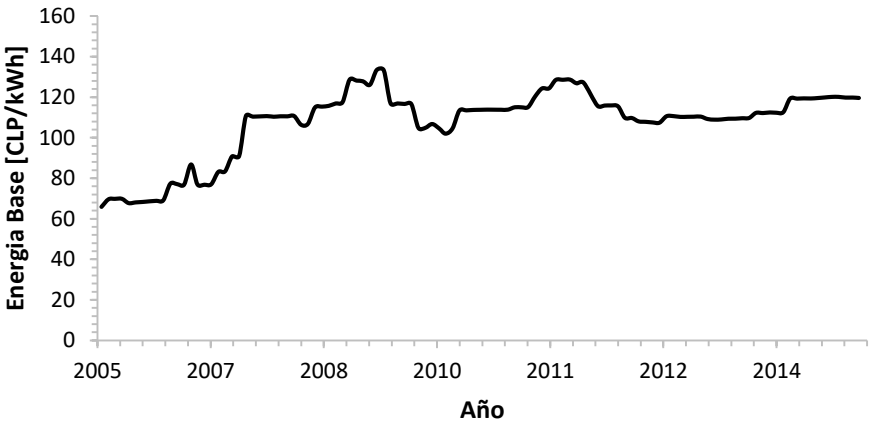


Figura 5.1. Comportamiento del precio de la energía base. Fuente: CONAFE.

Con la metodología clara respecto a cómo se estimará el beneficio generado por nuestro arreglo interconectado/autónomo continuamos a construir el flujo de caja para 3 periodos (en la realidad son 20-25 años). En el periodo cero se realiza la inversión inicial (I_0) como es indicada en la tabla 5.1 para que al finalizar el primer, segundo y tercer periodo nuestro arreglo FV haya generado beneficios con un flujo de caja respectivo (F1, F2, F3) positivo.

Tabla 5.1. *Esquema de un Flujo de Caja.*

F.C./Periodo	0	1	2	3
Beneficio		Π_1	Π_2	Π_3
Valor de Desecho				0
Inversiones	(-) I_0		(-)RI	
Flujo del Proyecto	(-) I_0	F1	F2 -RI	F3
Flujo Acumulado		F1	F1+F2-RI	F1+F2+F3-RI

Nota. Flujo de caja solo valido para net billing.

Como fue mencionado en la sección anterior, el flujo de caja solo se rige por variables de entrada (inversión, reinversiones y beneficios) y salida (flujos del proyecto) al no estar sometido a un impuesto tributario dejando de lado cualquier parámetro relacionado con éste (ej. depreciación tributaria, utilidad antes de impuesto, etc.). Se debe recordar que el beneficio va disminuyendo para nuestro modelo conservador (precio monómico) producto de la pérdida de eficiencia en los paneles FV. En caso de existir una reinversión (RI) es necesario incluirla en el flujo de caja y restar este

valor al flujo acumulado. El valor de desecho se considera 0 debido a que los equipos pierden su funcionabilidad al terminar el proyecto dificultando mucho su venta o reutilización.

Los indicadores a tomar en consideración para medir la rentabilidad de nuestro proyecto son:

I. Tasa de retorno (i) [%]: Se puede considerar un 4.2% anual en CLP (1,8% en UF). Representa la ganancia sobre la inversión. La razón de tomar este valor es debido al bajo riesgo que implica una inversión de este tipo y que equivale al beneficio entregado por un depósito a largo plazo (condición mínima) (Banco Internacional).

II. VAN [$]: Mide el excedente resultante después de obtener la rentabilidad deseada o exigida y después de recuperar toda la inversión.

$$VAN = \sum_{t=1}^{n} VP(F_t) - Inversion\ Inicial \tag{30}$$

Ecuación 30: Valor actual neto.

En donde VP [$] es el valor presente o actual dado por la ecuación 28 y T el periodo de evaluación.

$$VP = \frac{F_t}{(1+i)^t} \tag{31}$$

Ecuación 31: Valor presente o actual.

III. TIR [%]: Representa la tasa de retorno mínima para que el VAN sea cero. Se puede obtener igualando la ecuación 27 a 0 y despejando "i" (muy simple mediante Excel).

IV. "Payback" [años][30]: Momento en que el flujo acumulado iguala o supera a la inversión inicial. Representa el tiempo para recuperar ésta (Sapag Chain, Nassir, 2011).

[30] Payback o periodo de retorno.

De lo anterior, se pueden dar los siguientes casos:

Tabla 5.2. *Comportamiento del VAN y el TIR.*

Conclusión	VAN	TIR
La rentabilidad es superior a la exigida después de recuperar toda la inversión	>0	>0
La rentabilidad es igual a la exigida después de recuperar toda la inversión.	=0	>0
La rentabilidad es menor a la exigida después de recuperar toda la inversión.	<0	>0
La rentabilidad es 0, pero se recupera toda la inversión.	<0	=0
No existe rentabilidad, la inversión supera el beneficio. No se recupera toda o parte de la inversión.	<0	<0

Nota. Posibles casos para diferentes intervalos de VAN y TIR. Adaptado de Sapag Chain, Nassir. (2011). *Proyectos de inversión* (2.ª ed.). Pearson Educación de Chile Ltda.

Una vez conocida la rentabilidad del proyecto se procede calcular el "*levelized cost of electricity"* LCOE que a pesar de que no es necesario representa un parámetro muy importante al momento de comparar diferentes tecnologías de generación. La idea básica de este concepto es contrastar la suma de todos los costos asociados a la construcción y operación de la planta con la suma anual de generación eléctrica.

Éste se define (LCOE) como "costo anual equivalente en términos corrientes de cada año[31] , expresado en $/kWh, que multiplicado por la energía generada cada año es igual a la suma de todos los costos asociados a la generación de esa energía durante el periodo de vida de la instalación", en otras palabras, es el costo de generar un kWh considerando todos los costos que se incurren en la vida del proyecto. Para comparar los costos de distintos años es necesario aplicar una tasa de descuento que permita actualizar los flujos monetarios de los distintos periodos con el fin de realizar una comparación homogénea. Se estima entonces que el costo asociado a la generación está dado por la ecuación 32.

$$Costo\ Total\ [CLP] = I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{A_t}{(1+i)^t} \tag{32}$$

Ecuación 32. Costos asociados de la generación.

[31] "En términos corrientes de cada año" hace referencia a que los costos deben ser actualizados (VP).

Donde AT representa todos los costos anuales de operación, mantención, servicios, reparaciones, seguros etc. Incurridos en el periodo t. Ahora, bajo la definición previamente indicada éste valor debe ser igual a un costo anual equivalente (LCOE) multiplicado por la por la energía generada cada año (ET).

$$Equivalencia = LCOE\ \left[\frac{\$}{kWh}\right] \times \sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+i)^t}\ [kWh]$$

Lo que resulta en

$$Costo\ Total\ [CLP] = Equivalencia\ [CLP]$$

o

$$I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{A_t}{(1+i)^t} = LCOE\ \times \sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+i)^t}$$

despejando

$$LCOE\ \left[\frac{\$}{kWh}\right] = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+i)^t}} \tag{33}$$

Ecuación 33. Costo nivelado de energía.

En donde el LCOE se puede obtener en cualquier unidad monetaria siendo gran utilidad para evaluar el costo real de la generación de un proyecto con cualquier otro tipo de tecnología (o la misma) en cualquier tipo de moneda. Asimismo, es de gran utilidad a la hora de analizar la paridad con la red de los distintos mercados debido a que el costo de generación de la energía generada por el propietario se encuentra en las mismas unidades que la energía comprada por la empresa distribuidora [$/kWh].

Para finalizar, es relevante destacar como descontamos energía mediante el método del valor presente. En primera instancia esto suena incompresible desde un punto de vista físico pero es una consecuencia de las transformaciones de contabilidad. La idea detrás de esto es que la energía generada corresponda implícitamente a las ganancias por la venta de esta energía. Lo más lejos que estas ganancias se

dispongan en el futuro, menor es su valor (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2013 & Ferrín, Roca, 2012).

5.1.4. Análisis de Sensibilidad

Una vez claro el modelo monómico que se utilizara para el cálculo de la rentabilidad del proyecto se procede a analizar las diferentes metodologías. La primera de ellas es el comportamiento del precio monómico en función al "payback"[32]. Cuando se invierte en un arreglo FV la primera pregunta que suele hacerse es cuando sucederá el retorno de la inversión, entonces la pregunta reside en "¿Que sucede si mi precio monómico aumenta/disminuye?" (Situación: evolución del precio de energía base). En el caso de que tengamos un proyecto ya realizado (teórico), el comportamiento se rige por la figura 5.2 en donde se puede observar claramente que para un arreglo interconectado, a medida que este aumenta, el payback disminuye gradualmente hasta llegar un punto donde la curva se estabiliza producto de que al ser el costo de la inversión tan alto en comparación con el precio monómico se sitúa en un lugar donde independientemente del valor que éste tenga (rango razonable) disminuir 1 año en el payback se dificulta enormemente. No obstante, si el precio monómico disminuye, es de esperarse lo contrario, que el payback aumente hasta llegar un punto donde el proyecto no se vuelve rentable (120 o menos).

Del mismo modo se ve afectado el arreglo autónomo, la dificultad de este tipo de conexiones es que el retorno se posterga aún más producto de las reinversiones en el banco de baterías llegando a valores que se expanden más allá de la vida útil del proyecto. Una utilidad que se le puede dar a este grafico es que se puede obtener el periodo de retorno de un proyecto previamente calculado bajo cualquier tipo de tarifa, siempre y cuando las condiciones climáticas sean semejantes. En el grafico se observa una recta representativa de este arreglo, la razón de esto es principalmente que el universo que se considera a graficar se limita por los 20 años de la vida útil de un proyecto, puede ser más. Visto de otro modo, a los 280 $/kWh un sistema autónomo tiene un periodo de retorno de 20 años, un menor valor implica un periodo de retorno superior a este.

[32] Payback: Tiempo que se tardará en recuperar el desembolso inicial invertido en el proceso productivo.

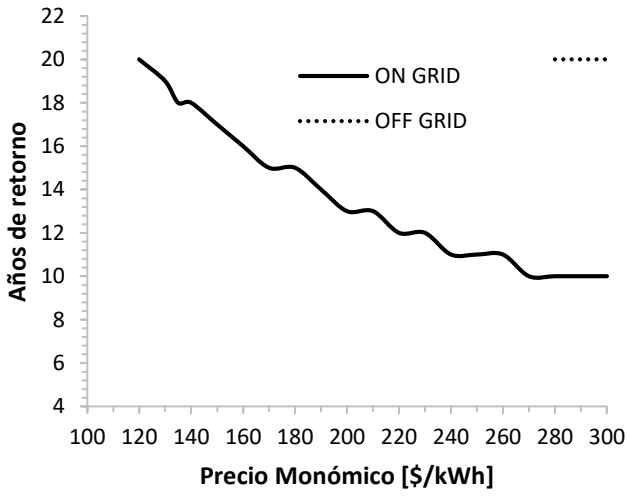


Figura 5.2. Comportamiento del precio monómico vs payback. Se utiliza como referencia un sistema interconectado y autónomo con inversiones iniciales de 1.7 [m$] y 2.5 [m$] respectivamente para una precio monómico base de 135[$/kWh]. Fuente: Empresa Chilquinta, cliente 722392-7, tarifa BT-1a, Paso Hondo. Pi=cte.

Ahora bien, si se aumenta el precio monómico en función del tiempo, que es lo de esperar al ser un bien estratégico, es decir, que se considera de importancia excepcional para todos los sectores económicos, se puede esperar una disminución en el periodo de retorno o payback. Una sugerencia es aplicar una tasa nominal del +5% anual en el precio monómico para los dos tipos de conexiones y observar la variación en los indicadores VAN, TIR y payback. El LCOE no se ve afectado debido a que no trabaja con el beneficio obtenido sino que con la generación del arreglo. De hecho, este no es un parámetro de rentabilidad, solo de análisis de costos.

Finalmente se puede analizar el comportamiento del beneficio en función a la cantidad de energía inyectada y autoconsumida (sistema interconectado). Como fue mencionado con anterioridad, el precio de la energía inyectada es aproximadamente el 48% del precio de la energía base pero con el fin de simplificar los cálculos y asumiendo el error generado se considerara un 48% del precio monómico. Con esto claro, el beneficio está gobernado por la ecuación 34, la que puede resultar familiar si observamos la ecuación 28 debido a que esta englobada por ésta.[33]

[33] Cuando la empresa distribuidora informa el precio de inyección se puede trabajar con la primera forma de la ecuación 31.

$$\Pi = P_I \times E_I + P_{MO} \times E_{AC} \quad (34a)$$

$$\Pi = P_{MO} \times (0.48E_I + E_{AC}) \quad (34b)$$

Ecuación 34. Beneficio vs E_I/E_{AC}.

Donde

- E_I [kWh]: Suma de energía eléctrica anual inyectada.
- E_{AC} [kWh]: Suma de energía eléctrica anual autoconsumida.

A modo de ejemplo, se ilustra el comportamiento del beneficio en función a la energía inyectada y autoconsumida para un arreglo FV con una generación anual de 1000[kWh] y precio monómico de 100 [$/kWh] en la tabla 5.3.

Tabla 5.3. *Beneficio en Función de E_I y E_{AC}*

E_I	E_{AC}	Beneficio	
0	1000	$	100.000
100	900	$	94.800
200	800	$	89.600
300	700	$	84.400
400	600	$	79.200
500	500	$	74.000
600	400	$	68.800
700	300	$	63.600
800	200	$	58.400
900	100	$	53.200
1000	0	$	48.000

Nota. Resultados gobernados por la ecuación 29 para el primer periodo de la vida útil del proyecto.

Como era de esperarse, el beneficio disminuye a medida que se prioriza la inyección a la red debido a que se trabaja con net billing y no net metering[34] . Una disminución de 100[kWh] en la energía autoconsumida implica una pérdida de un 5,2% del beneficio máximo, en otras palabras, se pierde un 5,2% del beneficio optimo por cada 100[kWh] que se transfiere a la inyección. Graficándolo, se obtiene la figura 5.3 de donde se puede estimar que lo anterior representa una pérdida o ganancia de $5.200 pesos anuales.

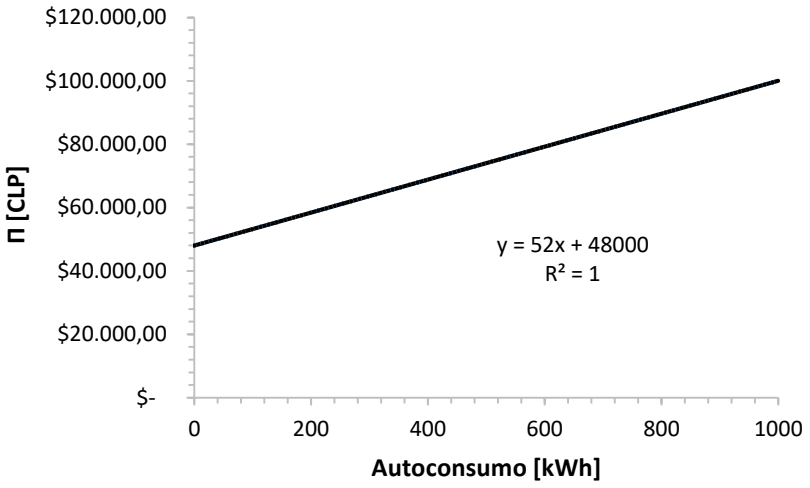


Figura 5.3. Beneficio en función a la cantidad de energía autoconsumida. El consumo se encuentra limitado por un sistema capaz de generar 1000[kWh/año].

Es de suma importancia mencionar que mientras se respete la ecuación 34b la tasa de variación por cada 100[kWh] siempre será 5,2% independiente del precio monómico. No obstante, la pérdida o ganancia en unidades monetarias fluctúa. En caso de que se utilice la ecuación 34a se puede realizar el mismo procedimiento para obtener una tasa de variación; sin embargo, la tasa dependerá tanto del precio monómico como del precio de inyección. Para finalizar, cabe agregar que a medida que se prioriza el autoconsumo más rápido se generará el retorno en una conexión de tipo interconectado. En el caso de una conexión autónoma, no existe energía inyectada por lo tanto una sensibilización respecto a aumentar el autoconsumo no tiene sentido debido a que implicaría una mayor inversión inicial. Dicho de otro modo, toda la energía es autoconsumida y/o perdida a consecuencia de las limitaciones entorno a la generación, un aumento en las fuentes de consumo (es decir, mayor autoconsumo) va de la mano con un aumento, como mínimo, del banco de baterías. Para finalizar, si se busca aumentar la rentabilidad de un proyecto autónomo se debe concentrar el consumo durante los momentos de mayor generación a modo

[34] Net Metering: Situación en la que el precio de inyección es igual al costo de la energía base.

de sacarle el mayor provecho a nuestra instalación, para aumentar el factor de planta (Departamento de Ingeniería Mecánica UTFSM, 2015).

Capítulo 6: Ejemplo de Dimensionamiento Interconectado

A esta altura el lector se encuentra con todos los conocimientos para poder dimensionar su propio arreglo fotovoltaico y con el objetivo de dejar con mayor claridad respecto al contenido y pueda obtener una mejor referencia en torno al tema se procederá a dimensionar una instalación fotovoltaica para el *Laboratorio de Energías Renovables de la Universidad Técnica Federico Santa María* (LER). Es de suma importancia remarcar que existirán muchas suposiciones durante el dimensionamiento debido a que no se posee la información precisa respecto a ciertos parámetros. Por lo mismo, y como el lector debe realizar en caso de encontrarse con situaciones de semejanza, este dimensionamiento se idealizara. Lo principal que se busca en los próximos capítulos es ilustrar el procedimiento y obtener resultados para una realidad supuesta. Se asume que no existen problemas de factibilidad.

6.1. Sistema Eléctrico

En lo que respecta al nuevo Laboratorio de Energías Renovables, como el proyecto se encuentra en la etapa de preevaluación, aún no se encuentran los planos de las diferentes redes eléctricas que existirán. Se estima que se integrarán redes para la iluminación, equipos de media y alta potencia, como también redes trifásicas para los motores de los equipos correspondientes a un complejo como este. Se buscará trabajar con la red de baja y mediana potencia las que son fuentes de consumo de corriente alterna monofásica. Por último, se estimará que la planta fotovoltaica se encontrara en proximidad al laboratorio para no generar complicaciones con el cableado. Se considera que no existirán problemas de instalación (cap. 4.1.1 y 4.1.2).

6.2. Características de Orientación y Energía Disponible

Como las tablas de irradiancia entregadas por Irradiancia Solar en Territorio de la República de Chile no consideran la comuna de Quilpué (Ubicación del LER), se utilizará la información empírica designada a la comuna de Valparaíso, Chile (es posible utilizar otra base de datos u otra localización cercana). Si se observa la radiación para esta ubicación, en función al azimut e inclinación indicado en el anexo A, se puede identificar los 3 parámetros especificados en el capítulo 2.2, 4.1.3 y 4.1.4. La máxima radiación disponible para invierno corresponde a un azimut de 180°N e inclinación de 43°, la máxima radiación disponible para verano corresponde a una orientación horizontal y la máxima

radiación anual disponible corresponde a un azimut de 180°N e inclinación de 23° como se puede observar en la figura 6.1.

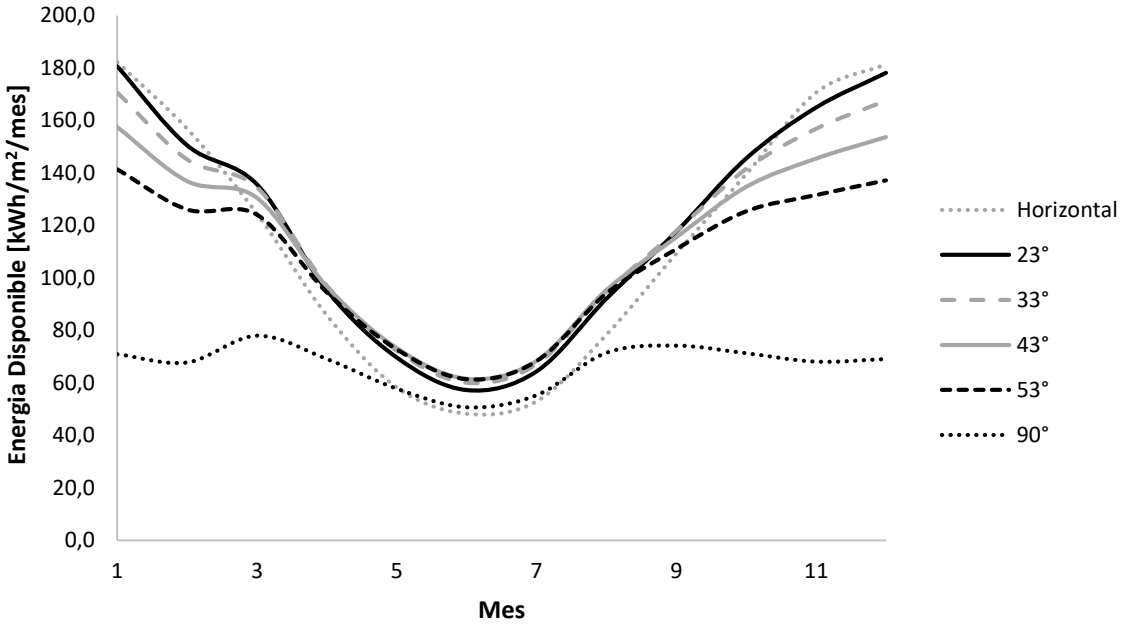


Figura 6.1. Energía mensual disponible para diferentes inclinaciones y azimut de 180°N.

Ahora, si se toma en consideración que se busca maximizar el autoconsumo en los meses hábiles (de trabajo) se puede considerar como criterio la máxima energía disponible anual y que es equivalente en inclinación y azimut a la anual acorde a lo indicado por la tabla 6.1.

Tabla 6.1. *Radiación Anual y Anual Hábil para la Comuna de Valparaíso, Chile.*

Azimut	Inclinación	Anual	Año Hábil
-	Horizontal	1387,6	1048,6
	23°	1451,6	1120,5
	33°	1424,7	1109
180° N	43°	1369,7	1075,3
	53°	1287,9	1020,4
	90°	803,8	665,1

Nota. La radiación G_{RA} se presenta en [kWh/m^2].

Por lo tanto se decide que se utilizara un azimut de 180° N e inclinación de 23° para un arreglo fijo con el fin de obtener la máxima cantidad de energía durante el periodo hábil.

6.3. Consumo Estimado y Propuesta

Por otro lado, en la tabla 6.2 se muestra el consumo estimado para el LER, sin embargo, y producto de que no se tiene la información precisa respecto a los equipos que existirán, solo se puede hacer una estimación basándose en la cantidad de personas que utilizarán esta instalación, por consiguiente, se realizará la estimación bajo el supuesto de que el personal equivaldrá a 7 personas. En cuanto a lo que se busca enseñar, el dimensionamiento, ésto no será relativo. Se recomienda apoyarse con el cap. 4.1.5 para la selección adecuada de los componentes electrónicos que se consideraran en la tabla de consumo estimado.

Tabla 6.2. *Consumo estimado para el LER.*

Red Eléctrica	Artefactos	Unidad	Pot.[W]	Hrs. Uso	Con. Uni. [Wh]	Con. Total [Wh]
Baja Potencia	Ampolletas LED	14	7	12	84	1176
	Tubos LED	8	18	12	216	1728
Mediana Potencia	Equipo Música	1	60	8	300	300
	Notebooks	7	70	8	560	3920
	Proyector	1	300	3	900	900
	Cargador Cel.	6	6	8	48	288
Alta Potencia	Hervidor	1	2200	0,5	1100	1100
	Micro Ondas	1	800	0,5	400	400
	Refrigerador	1	42	24	1008	1008
						11000

Nota. Pot, Con.Uni, y Con. Total hacen referencia a potencia, consumo unitario y consumo total respectivamente. El consumo total estimado para el LER pertenece a 11[kWh].

Se concluye a partir de la tabla 6.2 y los criterios establecidos en el cap. 4.1.5 que el consumo estimado está por debajo del consumo real del LER pero como trabajaremos con la red de baja potencia y parte

de la mediana ésto no es significativo. En otras palabras, se trabajará con el autoconsumo. Es de esperar que el consumo estimado sea siempre menor al real para el caso de estudio.

En lo que respecta al consumo instantáneo (potencia) para las 24 horas, este variará en función de los hábitos del personal, lo que puede significar una complicación al momento de idealizar un dimensionamiento. Pese a esto, el lector no se debe alarmar ya que cualquier anomalía en el consumo (fuera de nuestra estimación) será suministrada por la red eléctrica. [35]

Para finalizar, a modo de propuesta, se decide abastecer al sistema con aproximadamente 3000 [Wh] (CAC, consumida por la iluminación) durante los meses de octubre a marzo (mayor irradiancia) para el autoconsumo mediante el criterio de la máxima energía anual. La razón es netamente monetaria (referente a costos de inversión), si uno busca obtener una mayor generación en los meses de menor irradiancia cae en un mayor costo de activos fijos. En cambio, una propuesta basada en los meses de mayor radiación significa un menor gasto en la inversión. No obstante, solo un análisis económico permitirá comparar la rentabilidad de ambos proyectos debido a que existirán periodos de vacaciones, lo que hablando monetariamente y producto del precio de inyección puede o no significar que una alternativa concentrada en invierno sea más rentable.

6.4. Dimensionamiento de los Paneles

En consecuencia a lo anterior, y en función a la ecuación 7, nuestro arreglo debe generar aproximadamente 3168 [Wh] diarios (E_C)[36] a partir de la energía diaria disponible graficada a continuación.

[35] En el caso de una conexión autonoma la potencia máxima de nuestro sistema si se debe tomar en consideración para evitar sobrecargas en el inversor.
[36] Se hace referencia una energía aproximada debido a que el costo de un panel adicional puede dificultar el retorno de la inversión, en un sistema interconectado una pequeña diferencia en Wh no es significativa.

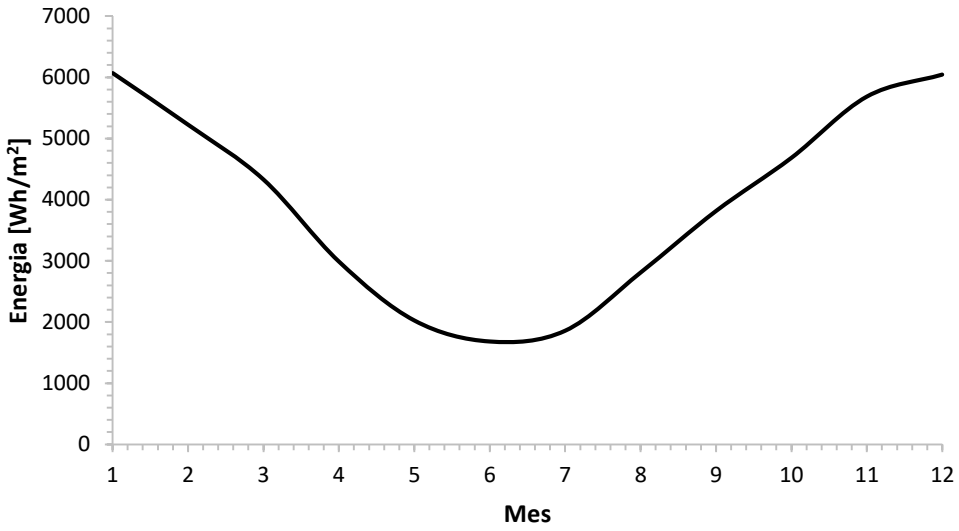


Figura 6.2. Energía promedio diaria disponible. Energía correspondiente a todos los meses del año para el LER.

Por otro lado, y de acuerdo a las tablas de Irradiancia Solar en Territorio de la República de Chile indicadas en el apéndice A y a la figura 6.2 se puede determinar que el mes más crítico es marzo (del periodo de evaluación). A partir de esto, y mediante la ecuación 9 (E_M), 10 (E_T) y 11 (E_E) y en función a un azimut de 180° hacia el norte e inclinación de 23° se obtienen los siguientes valores para solo un módulo FV.

Tabla 6.3. *Valores Diarios de Entrada y Salida para un Módulo HR-200W –Sistema Interconectado.*

Entrada		Salida	
Marca	Hareon Solar	E_{MD} [Wh]	906,6
Modelo	HR-200W	E_{TD} [Wh]	-74,34
P_M[W]	200	E_{ED} [Wh]	832,26
PTC [%/°C]	-0,41		
Área[m2]	1,28		
Temperatura M.[C]	45		
η_M [%]	0,1567		
G_R [kWh/m2/mes]	135,6		

Nota. Valores obtenidos para el mes de *marzo* a partir del cap.4.2.1.

Estos valores de salida corresponden al aporte diario que generaría un módulo con una potencia nominal de 200[W] en marzo. Asimismo, se considera una temperatura de módulo de 45˚C para todos los meses como un método de aproximación más conservador producto a que no se poseen los datos climáticos para realizar el balance de energía acorde a lo indicado en la ecuación 12.

Como resultado, se estima que con 4 paneles de la marca Hareon Solar, modelo HR-200W, son capaces de abastecer un consumo energético de 3329 [Wh] en un día promedio del mes de marzo para la localidad de Valparaíso (LER), superior a los 3168 [Wh] deseados. Se posee una potencia nominal instalada de 800[W] y su comportamiento se presenta a continuación.

Tabla 6.4. *Generación Eléctrica para el LER, E_M, E_T, E_E y E_E'.*

Mes	E_{MD}[Wh]	E_{TD}[Wh]	E_{ED}[Wh]	E_{ED}'[Wh]	E_{EM}'[kWh]
Enero	1207,47	-99,01	1108,46	4433,82	133,01
Febrero	1006,22	-82,51	923,71	3694,85	110,85
Marzo	906,6	-74,34	832,26	3329,05	99,87
Abril	637,16	-52,25	584,92	2339,66	70,19
Mayo	466	-38,21	427,79	1711,17	51,34
Junio	383,1	-31,41	351,69	1406,74	42,2
Julio	430,57	-35,31	395,26	1581,04	47,43
Agosto	615,77	-50,49	565,28	2261,1	67,83
Septiembre	786,26	-64,47	721,78	2887,14	86,61
Octubre	972,79	-79,77	893,02	3572,1	107,16
Noviembre	1102,5	-90,41	1012,09	4048,38	121,45
Diciembre	1190,75	-97,64	1093,11	4372,44	131,17
Total	9705,19	-795,82	8909,37	35637,49	1069,11

Nota. Valores obtenidos a partir del cap.4.1 y 4.2.

Donde E_{EM}' es la energía efectiva mensual que entrega un arreglo de 4 paneles HR-200W.

Para finalizar, si comparamos la energía efectiva estimada del arreglo con el consumo estimado para la mediana y baja potencia (aproximadamente 8000 [Wh]) se observa que todo lo generado es consumido por el LER, acorde a lo pronosticado, por lo que no existe un remanente neto inyectado a la red eléctrica

(días hábiles), y por ende, se genera lo que se buscaba, el autoconsumo. Se estima una generación anual de 1069.12 [kWh] .

6.5. Dimensionamiento del Inversor, Superficie Requerida y Cableado

Para la selección del inversor se debe tener en consideración los parámetros de entrada dados por el arreglo indicado en la tabla 6.5. Se estima que la potencia máxima generada por la planta en algún instante, producto de las condiciones atmosféricas, son inferiores a las STC por lo que se decide utilizarlo como criterio de seguridad. El rango de voltaje y de amperaje dependerá de la conexión de nuestro arreglo (serie o paralelo).

Tabla 6.5. *Parámetros de Entrada Inversor.*

Potencia Máxima [W][37]	579-800
Rango de Voltaje [V]	33,9-135,6
Rango de Corriente [A]	4,68-18,72
Rango V_{CO} [V]	45.5-182
Corriente I_{SC} [A]	5.79

Nota. Condiciones de trabajo para el inversor obtenido a partir de los parámetros técnicos de los módulos.

Se recuerda al lector que el voltaje y la corriente se pueden determinar en función a los parámetros NOCT entregados por el fabricante o mediante la ecuación 10 (cambiando las variables). Se debe utilizar los casos más críticos, es decir, voltaje de circuito abierto (C.A.) y corriente de corto circuito (C.C.) (STC).[38]

[37] Los diferentes valores de potencia máxima hacen referencia a la potencia máxima en condiciones normales de trabajo (NOCT) y la potencia máxima en condiciones de laboratorio (STC).
[38] Como referencia, el V_{OC} se puede generar cuando no existen consumos después del inversor siendo este el valor máximo de voltaje que puede entregar el arreglo. La I_{SC} toma su valor máximo en caso de existir una sobrecarga en la demanda de potencia.

Se selecciona el inversor Sunny Boy 1300TL que solicita los siguientes valores de entrada:

Tabla 6.6. *Restricciones para el uso Eficiente del Inversor.*

Corriente Max. DC [W]	1400
Voltaje Máximo [V]	600
Voltaje Máximo MPPT [V]	125-480
Voltaje Mínimo [V]	125
Corriente Máxima [A]	11

Nota. Condiciones impuestas por el inversor interconectado Sunny Boy 1300 TL. Fuente: Ficha Tecnica SB 1300 TL. Recuperado el 29 de junio de 2015, de http://www.windandsun.co.uk/media/171773/Sunny-Boy-1300-1600-2100TL-Data-Sheet.pdf.

Por lo que se decide que el arreglo fotovoltaico estará conectado en serie de modo de operar en el rango de MPPT. Los valores de operación para la entrada del inversor están dados por la tabla 6.7.

Tabla 6.7: Condiciones de Trabajo para el Inversor.

Voltaje de trabajo[V]	135.6
V_{OC} [V]	182
Corriente de trabajo [I]	4.68
I_{SC} [V]	5.79
Potencia Max NOCT [W]	579

En consecuencia, se da la posibilidad de agregar más potencia al arreglo gracias a su funcionamiento modular. El comportamiento del sistema FV durante el primer año se observa en la tabla 6.8 y 6.9 de donde se deduce una generación anual de 994.28 [kWh].

Tabla 6.8. *Generación del Inversor, E_{IN}- Sistema Interconectado.7*

Mes	E_{INM} [kWh]	Mes	E_{INM} [kWh]
Enero	123,7	Julio	44,11
Febrero	103,09	Agosto	63,08
Marzo	92,88	Septiembre	80,55
Abril	65,28	Octubre	99,66
Mayo	47,74	Noviembre	112,95
Junio	39,25	Diciembre	121,99
			994,28

Nota. La generación anual estimada equivale a 994.28 [kWh]

Tabla 6.9: Salida del Inversor Sunny Boy 1300TL.

Potencia Max(NOCT)	579[W]
Voltaje	220[V]
Frecuencia	50[Hz]
Eficiencia	0,93
Fases	1

Nota. La corriente suministrada a las fuentes de consumo por el arreglo fotovoltaico estará regida por estos indicadores.

Por último, se obtiene la superficie requerida mínima S_M = 5.11 [m^2], se recomienda disponer de los paneles en una sola fila cubriendo un área de 5.28 [m^2] compuesta por las dimensiones 3.3 [m] x 1.6 [m] y de esta forma no considerar el sombreado. Por otro lado, el grosor S [m] del cableado que se debe utilizar debe estar acorde a los valores $V=V_{OC}$=182 [V] y $I=I_{SC}$=5.79 [A]. El cálculo no es realizado debido a que no se tiene información respecto al largo del cableado (ver ecuación 27).

Capítulo 7: Ejemplo de Dimensionamiento Autónomo

Ahora se procederá a dimensionar un arreglo autónomo bajo la misma propuesta especificada en la sección 6.3. Sin embargo, se debe tener en consideración un punto muy importante previamente explicado y es que toda la generación se ve limitada por las fuentes de consumo, dicho de otro modo, y con el objetivo de limitar el tamaño del arreglo, se decidirá independizar el sistema de iluminación, especificado a continuación. No se considerarán costos de instalación asociados a certificado TE1.

Tabla 7.1. *Consumo Red Baja Potencia*.

Parámetros	Ampolletas LED	Tubos LED
Cantidad[U]	14	8
Horas de Uso	12	12
Potencia[W]	7	18
Consumo Energético[Wh]	1176	1728
Con. Energía Total[Wh]	2904	
Potencia Total[W]	242	

Nota. Valores obtenidos a partir del cap. 6.3.

7.1. Dimensionamiento de los Paneles

Para comenzar, se debe observar la tabla 7.1 de donde se decide abastecer un consumo estimado de 3000 [Wh/día] para el periodo de octubre-marzo donde la radiación promedio diaria supera los 4300[Wh/m^2]. Además, se sabe del capítulo 6.2 las características de orientación para nuestro arreglo (misma localidad) y energía disponible. Si se considera el factor de seguridad indicado en la cap.4.3. Se obtiene el consumo energético a dimensionar E_C.

$$E_C[Wh] = (3000[Wh] \times 0.89^{-1}) \times (1 + 0.15) = 3876[Wh]$$ [39]

Ecuación 35. Consumo Energético LER –Autónomo

[39] Una vez sabido C_{AC} se puede indagar en las fichas técnicas de los inversores para obtener la eficiencia.

Siguiendo el mismo procedimiento del cap. 6.4 para el mes de marzo se obtienen las características para un panel HR-250W marca Hareon Solar (ver tabla 7.2), de donde se observa que con cuatro módulos se alcanza una generación de 4456,59[Wh] en un día promedio del mes de marzo, sin embargo, esto es mayor a lo solicitado, la razón se debe a que un módulo menos significa no producir la energía requerida por lo que se justifica una inversión adicional.

Tabla 7.2. Valores diarios de entrada y salida para un módulo HR-250W –Autónomo.

Entrada		Salida	
Marca	Hareon Solar	E_{MD} [Wh]	1218,45
Modelo	HR-250W	E_{TD} [Wh]	-104,3
P_M[W]	250	E_{ED} [Wh]	1114,15
PTC [%/˚C]	-0,428		
Área[m2]	1,62		
Temperatura M.[C]	45		
η_M [%]	0,1664		
G_{RM}[kWh/m^2]	135,6		

Nota. Valores obtenidos para el mes de marzo a partir del cap.4.2.1.

Mientras tanto, el comportamiento anual del arreglo solar se observa en la tabla 7.3 de donde se vuelve relevante mencionar que, independientemente de que se genere un exceso de energía en algunos meses, esta solo podrá ser utilizada para alimentar el banco de baterías o la red de iluminación debido que el sistema se encuentra desconectado de la red, dicho de otro modo, y recapitulando lo ya dicho muchas veces, la energía remanente simplemente no será generada.

Tabla 7.3. Generación eléctrica para el LER, E_M, E_T, E_E y E_E'.

Mes	E_{MD}[Wh]	E_{TD}[Wh]	E_{ED}[Wh]	E_{ED}'[Wh]	E_{EM}'[kWh]
Enero	1622,8	-138,91	1483,89	5935,55	178,07
Febrero	1352,33	-115,76	1236,57	4946,29	148,39
Marzo	1218,45	-104,3	1114,15	4456,59	133,7
Abril	856,33	-73,3	783,03	3132,1	93,96
Mayo	626,3	-53,61	572,69	2290,74	68,72
Junio	514,87	-44,07	470,8	1883,21	56,5
Julio	578,67	-49,53	529,14	2116,55	63,5
Agosto	827,57	-70,84	756,73	3026,93	90,81
Septiembre	1056,71	-90,45	966,25	3865,01	115,95
Octubre	1307,4	-111,91	1195,49	4781,96	143,46
Noviembre	1481,73	-126,84	1354,89	5419,56	162,59
Diciembre	1600,34	-136,99	1463,35	5853,39	175,6
Total	13043,5	-1116,51	11926,98	47707,88	1431,25

Nota. Valores obtenidos a partir del cap.4.1, 4.2. y 4.3.

7.2. Dimensionamiento del Regulador de Carga

Una vez clara la capacidad energética del arreglo FV se procede a seleccionar el regulador apropiado para la instalación, es decir, si es PWM o MPPT. Debido a que las celdas FV estarán sometidas a temperaturas menores de 45°C (en general) y como se desea iluminar áreas de trabajo será importante que en momentos de baja irradiancia se pueda lograr la máxima potencia, por lo tanto, se utilizará un controlador del tipo MPPT.

A continuación, a partir de las condiciones NOCT se obtiene una potencia de trabajo para el arreglo igual a 716 [W] (nominal de 1000 [W]). Por tanto, se busca un regulador de carga tipo MPPT que cumpla con estas solicitudes. El regulador BlueSolar 75/50 marca Victron Energy.

Tabla 7.4. *Ficha Técnica BlueSolar Solar Charger MPPT 75/50.*

Voltaje de Batería [V]	12-24
Corriente Nominal [A]	50
Potencia Máxima 12V [W]	700 [W]
Potencia Máxima 24V [W]	1400 [W]
Rango MPPT 700W [V]	15-70
Rango MPPT 1400W [V]	30-70
V_{OC} Máximo [V]	75
Eficiencia [%]	98

Nota. Valores de entrada para el correcto funcionamiento del regulador BlueSolar MPPT 75/50 Victron Energy. BS MPPT 75/50. Recuperado el 29 de junio de 2015, de http://www.victronenergy.com/solar-charge-controllers/mppt-75-15.

De donde se desglosa:

I. El arreglo debe trabajar en paralelo para cumplir con los requisitos de que V_{OC} = 37,59[V]< 75[V]

II. Al estar conectado en paralelo la corriente I_{SC}= 35.16[A] < 50[A]

III. Se utilizará el equipo BlueSolar MPPT 75/50 programado para una potencia máxima de 1400[W], la razón de esto es para no trabajar en los límites de una programación menor y teniendo en consideración posibles alzas en la irradiancia.

IV. Se cumple con que la tensión PV excede en más de 5[V] la tensión del banco.

7.3. Dimensionamiento del Banco de Baterías

Inicialmente debemos observar la tabla 7.4 y ecuación 17, se determina que el banco de baterías debe ser capaz de abastecer un consumo energético igual o superior E_C (3876[Wh]) y que su voltaje (de banco) corresponderá a 24 [V], más aun, acorde a lo indicado en el cap. 4.3.3 se utilizara baterías del tipo AGM.

Una vez obteniendo V_{BB} y acorde a la ecuación 18 se determina una C_C = 355.3 [Ah] para N = 1 y k_B = 1.1 (si el lector lo desea puede utilizar kB = 1.2 asumiendo un mayor tamaño de banco) considerando un DOD del 50%.

Por consiguiente, se obtiene un $C_C/2$ igual a 177.65 [Ah]. A continuación se procede a ver lo ofrecido por TRITEC INTERVENTO en donde se averigua que los valores cercanos en capacidad de carga pertenecen a los modelos de 165 [Ah] y 220[Ah], no obstante, independiente sea la selección, se necesitarán 4 baterías conectadas de forma mixta. La primera alternativa ofrece un ahorro de $217.000 [CLP] en comparación con la segunda sacrificando solo 25[Ah] de capacidad y en vista a que solo se busca abastecer con la iluminación y que el comportamiento de consumo energético será responsable se decide utilizar esta opción a un valor de $814.604 [CLP].[40]

Nuestro banco de baterías cumple con las siguientes características:

Tabla 7.5. *Características del Banco de Baterías.*

Modelo	BAT412151080
Cantidad	4
Voltaje[V]	24
Capacidad[Ah]	330
I_{BB} C20 [A]	16.5
Vida Útil [Años]	8

Nota. Ficha técnica GEL y AGM. Recuperado el 29 de junio de 2015, de http://www.victronenergy.com.es/upload/documents/Datasheet-GEL-and-AGM-Batteries-ES.pdf.

Para finalizar, se estima una vida útil de 8 años para el banco de baterías bajo el supuesto de una utilización responsable basado en lo explicado en el cap.4.3.3.

7.4. Dimensionamiento del Inversor, Superficie Requerida y Cableado

Finalmente, y como fue indicado en el capítulo 4.3.4 es necesario encontrar un inversor que esté acorde a las solicitudes impuestas por el regulador de carga. El inversor Pheonix 24/350 cuenta con lo necesario acorde a la tabla 7.6.

Se cumple con:

I. Potencia activa 250-300[W] > Potencia total solicitada por la red 242[W].
II. Potencia de peak 700[W] > Potencia peak solicitada por la red (242[W]).

[40] El lector siempre debe utilizar su criterio para la compra y dimensionamiento de los equipos, por ejemplo, si se debe alimentar un sistema crítico, es necesario invertir en un banco de mayor tamaño.

III. Voltaje de entrada del inversor = Voltaje salida del regulador de carga = 24[V].

Tabla 7.6. *Ficha Técnica Inversor Phoenix 24/350*

Potencia Máxima [VA]	350
Potencia Máxima [W]	300
Potencia Peak [W]	700
Voltaje de entrada [V]	21,0-31,0
Eficiencia Máxima [%]	89

Nota. Phoenix Inverters. Recuperado el 29 de junio de 2015, de http://www.victronenergy.com/upload/documents/Datasheet-Phoenix-Inverter-180VA-1200VA-EN.pdf

Para finalizar, se puede considerar que la generación mensual para el primer año está dada por la tabla 7.7 acorde a la ecuación 20 y un consumo límite mensual de 66 [kWh], cero para vacaciones (ver cap. 4.3.4).

Tabla 7.7. *Generación del Inversor, E_{IN}- Autónomo.*

Mes	E_{IN} [kWh]	Mes	E_{IN} [kWh]
Enero	137,81/0	Julio	49,14
Febrero	114,84/0	Agosto	70,28/66
Marzo	103,47/66	Septiembre	89,74/66
Abril	72,72/66	Octubre	111,02/66
Mayo	53,19	Noviembre	125,83/66
Junio	43,72	Diciembre	135,90/66
			608,05

Nota. La generación anual estimada equivale a 774.79 [kWh], bajo las restricciones previamente explicadas.

En otro orden, en lo que respecta a la superficie requerida mínima $S_M = 6.48$ [m^2], se recomienda disponer de los paneles en una sola fila cubriendo un área de 7.12 [m^2] compuesta por las dimensiones 4 [m] x 1.8 [m] y de esta forma no considerar el sombreado. Por otro lado, el grosor S [m] del cableado que se debe utilizar debe estar acorde a los valores $V=V_{OC}=35.59$ [V] y $I=I_{SC}=35.16$ [A]. El cálculo no es realizado debido a que no se tiene información respecto al largo del cableado (ver ecuación 27).

Capítulo 8: Ejemplo de Análisis Económico

Para finalizar el dimensionamiento, en este capítulo se procede realizar el análisis económico respectivo a cada arreglo FV elaborado en los capítulos 6 y 7 a fin de que el lector tenga claridad del procedimiento explicado en el capítulo 5, por otra parte, es importante destacar que independiente de los resultados mostrados a continuación estos siempre variaran de proyecto en proyecto ya sea por un cambio en los costos de inversión o la generación. Dicho de otro modo, ningún proyecto FV es igual a otro, de lo que se espera que el lector no tenga dudas. Si se desea realizar una inversión menor o mayor a la utilizada es necesario recrear el dimensionamiento para obtener las nuevas variables de ingreso en un análisis económico y de esta manera llegar a una nueva conclusión.

8.1. Capex y Generación

En un comienzo se procede a anotar en una planilla Excel los equipos ya seleccionados para un mejor manejo de los datos añadiendo valores correspondientes por implementación y equipos de montaje.

Tabla 8.1. *Presupuesto para un Arreglo Fotovoltaico Interconectado –LER.*

Equipo		Valor		IVA		Valor + IVA
4 Paneles HR-200W	$	547.920	$	104.105	$	652.025
1 Sunny Boy 1300 TL	$	601.646	$	114.313	$	715.959
Equipo de Montaje (10%)	$	114.957	$	21.842	$	136.798
Implementación (15%)	$	189.678	$	36.039	$	225.717
				Total Neto	$	1.454.201
				Total Bruto	$	1.730.499

Nota. Se utiliza como unidad monetaria para los capex el CLP.

Tabla 8.2. *Presupuesto para un Arreglo Fotovoltaico Autónomo –LER.*

Equipo		Valor		IVA		Valor + IVA
4 Paneles HR-250W	$	597.728	$	113.568	$	711.296
1 BlueSolar MPPT 75/50	$	183.646	$	34.893	$	218.539
4 Bat. V.E AGM 12/165	$	814.604	$	154.775	$	969.379
1 Inversor Phoenix 24/350	$	84.612	$	16.076	$	100.688
Equipo de Montaje (10%)	$	168.059	$	31.931	$	199.990
Implementación (15%)	$	277.297	$	52.686	$	329.984
				Total Neto	$	2.125.946
				Total Bruto	$	2.529.876

Nota. Se utiliza como unidad monetaria para los capex el CLP.

De manera que se puede observar que ambos sistemas se encuentran diseñados para alimentar un consumo diario de 3.000 [kWh/día] en los meses donde la radiación sea mayor a 135 [kWh/mes] (octubre-marzo) para una inclinación de 23° y azimut de 180 grados hacia el norte. La potencia instalada corresponde a 800 [W] y 1000[W] para el arreglo interconectado y autónomo respectivamente lo que representa una generación anual estimada para el primer año de 994[kWh] y 608 [kWh], aplicada las restricciones pertinentes.

En la figura 35 se puede observar la generación de ambos sistemas, en donde sobresale una amplia diferencia entre la generación de ambos arreglos a pesar de la capacidad instalada debido a las limitaciones producidas en la conexión autónoma. A diferencia una conexión interconectada la conexión autónoma se ve restringida principalmente por no estar conectada a la red (figura 8.1), las restricciones impuestas por las fuentes de consumo a la generación (límite de 66[kWh]), las vacaciones (dos primeros meses) entre otros. Para mayor información revisar el cap. 4.3 y 7.

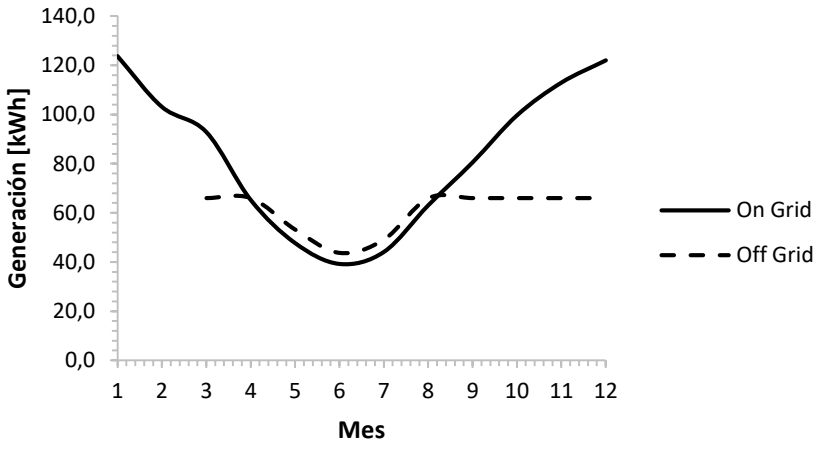


Figura 8.1. Generación arreglos interconectado/autónomo. Esta se refiere al primer año de la vida útil del proyecto, tabulada en el anexo B.

8.2. Flujo de Caja

Con la generación ya tabulada en la planilla Excel y aplicando la formulación indicada en el capítulo 5 procedemos a construir la tabla 8.3 de beneficios en función a un precio monómico (135.93 [$/kWh] y de inyección indicado por la empresa Chilquinta, Cliente 722392-7 Tarifa BT-1A, Paso Hondo (64.68 [$/kWh]). Esta aproximación se debe principalmente por la dificultad que significa obtener este indicador para el LER, producto de ser una pequeña parte de una red eléctrica de gran escala (UTFSM). La inversión se realizara con capital propio acorde a lo indicado en el cap. 5.1.2.

Tabla 8.3. *Beneficios al Final de cada Periodo para Ambos Sistemas.[CLP]*

Periodo	η_A	Interconectado	Autónomo	Periodo	η_A	Interconectado	Autónomo
1	1	$ 104.412	$ 82.652	11	0,93	$ 97.102	$ 81.175
2	0,993	$ 103.681	$ 82.513	12	0,923	$ 96.371	$ 80.969
3	0,986	$ 102.950	$ 82.374	13	0,916	$ 95.641	$ 80.764
4	0,979	$ 102.219	$ 82.235	14	0,909	$ 94.910	$ 80.572
5	0,972	$ 101.488	$ 82.096	15	0,902	$ 94.179	$ 80.296
6	0,965	$ 100.757	$ 81.957	16	0,895	$ 93.448	$ 80.021
7	0,958	$ 100.026	$ 81.818	17	0,888	$ 92.717	$ 79.746
8	0,951	$ 99.295	$ 81.679	18	0,881	$ 91.986	$ 79.741
9	0,944	$ 98.565	$ 81.540	19	0,874	$ 91.255	$ 79.196
10	0,937	$ 97.834	$ 81.381	20	0,867	$ 90.524	$ 78.921

Es relevante observar la gran diferencia entre los beneficios anuales de ambos sistemas en donde un arreglo interconectado tiene una superioridad clara durante toda su vida útil. Por otro lado, se destaca un sistema autónomo que es resistente a decaer en el tiempo producto de que su generación se mantiene estable al poseer una capacidad energética superior a la consumida en los meses de evaluación y por sobre todo a que su energía se valora totalmente al precio monómico (autoconsumo). Sin embargo, esto implica un mayor costo de inversión. Para finalizar, en cuanto a lo que concierne al último sistema, se debe mencionar para la claridad del lector que a partir del periodo dos la decadencia en la eficiencia anual produce una disminución en la generación y beneficio de ciertos meses, principalmente entre Mayo y Julio por lo que el lector debe tener esto en consideración al momento de realizar su propio análisis.

A continuación, se presentan los indicadores de ambos flujos adjuntados en el anexo C.

Tabla 8.4. *Indicadores para un Arreglo Interconectado.*

Impuesto Tributario		0%
Inversión	$	1.730.499
Tasa de retorno		4.2%
VAN	-$	415.824
TIR		1,192%
Payback		18 años
LCEO[CLP/kWh]		$ 138.23

Nota. Indicadores obtenidos a partir del procedimiento indicado en el cap. 5.1 en conjunto al software Microsoft Excel 2013.

Tabla 8.5. *Indicadores Arreglo Autónomo*

Impuesto Tributario		0%
Inversión	$	2.529.876
Tasa de retorno		4.2%
VAN	-$	2.428.702
TIR		No Existe
Payback		Mayor a 20 años
LCOE		$ 466.81

Nota. Indicadores obtenidos a partir del procedimiento indicado en el cap. 5.1 en conjunto al software Microsoft Excel 2013.

Por lo tanto, a partir de una metodología conservadora (precio monómico único) se observa que para nuestro arreglo FV interconectado se genera un retorno a partir del año 18. Sin embargo, con un VAN negativo en conjunto a un TIR positivo se deduce que a pesar de que se recupere la inversión la rentabilidad del proyecto no es suficiente en comparación con lo exigido, una tasa de retorno del 4.2%. Por otro lado, el payback en el arreglo autónomo supera la vida útil del proyecto con un VAN alejado de la inversión inicial y un TIR negativo generando que la rentabilidad no sea posible, más aún, en el flujo indicado en el apéndice C se considera un valor de desecho generado por la vida residual de las baterías lo que en la realidad difícilmente se pueda considerar mayor a cero producto de la sensibilidad de estas (ver cap. 4.3.3) haciendo de esta instalación aún menos rentable. Por último, si comparamos ambos proyectos se observa claramente que los costos asociados a la generación (LCOE) son significativamente menor en el arreglo interconectado, justificando de esta manera, la superioridad económica de la interconexión a la red.

8.3. Análisis de Sensibilidad Para el Caso de Estudio

Terminado el flujo de caja se procede a sensibilizar ambas instalaciones. Inicialmente se comienza a analizar el comportamiento del "payback" en función al precio monómico a modo de poder observar la conducta del proyecto para diferentes valores y/o tarifas con condiciones climáticas semejantes.

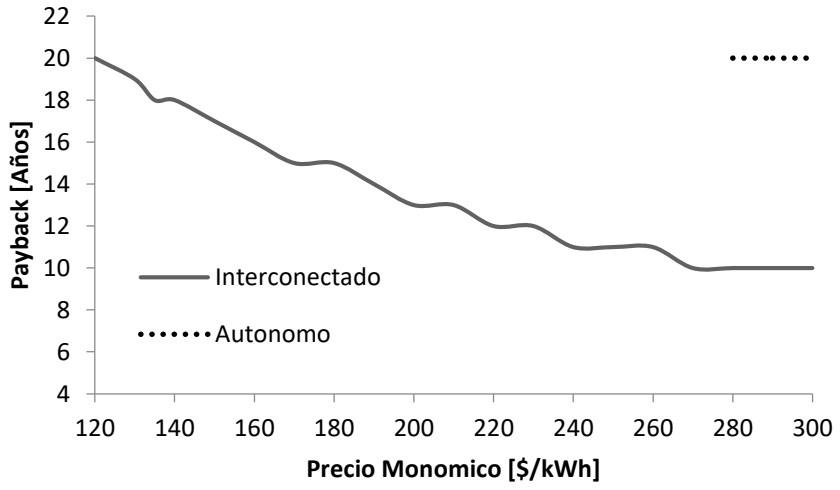


Figura 8.2. Comportamiento del Payback vs Precio Monómico interconectado/autónomo en caso base.

Se observa lo indicado en el cap. 5.1.4. El periodo de retorno disminuye a medida que el P_{MO} va aumentando, se nota que la curva tiende a estabilizarse alrededor de los 10 años a medida que aumenta este valor. La razón de esto es que para disminuir en 1 año adicional el retorno el P_{MO} debe aumentar en una cantidad sin sentido. En el caso de la conexión autónoma, con un aumento aproximado de un 200% del caso base (P_{MO} = 280), el "payback" toma lugar en la vida útil del proyecto (20 años), antes de eso el "payback" supera la vida útil del proyecto por lo que no es considerado en la figura 8.2.

En otro orden, tomando en cuenta un aumento del precio de la energía en un 5% nominal anual para nuestro caso base en ambos precios, monómico y de inyección (previamente definidos), se obtienen los siguientes parámetros.

Tabla 8.6. *Indicadores para un Arreglo Interconectado – Tasa Nominal 5% Anual.*

Inversión	$	1.730.499
Tasa de Retorno		4,2%
Van	$	279.345
TIR		5,7%
Payback		13 años
LCOE		Sin Cambio

Nota. Procedimiento explicado en el cap. 5.2.3

Tabla 8.7. *Indicadores para un Arreglo Autónomo – Tasa Nominal 5% Anual.*

Inversión	$	2.529.876
Tasa de Retorno		4.2%
VAN		-$ 1.840.717
TIR		No Existe
Payback		Mayor a 20 años
LCOE		Sin Cambios

Nota. Procedimiento explicado en el cap. 5.1.4

Se observa para el primer caso que el retorno mejora considerablemente en conjunto al VAN lo que nos indica que el proyecto tiene una rentabilidad superior a la exigida tras recuperar la inversión. Por otro lado, el proyecto autónomo sigue sin mostrar mejoras respecto a su "payback" con un VAN y TIR alejado de lo factible.

Por último, se procede a sensibilizar el comportamiento del autoconsumo e inyección del proyecto interconectado considerando que el beneficio está regido por la ecuación 34-1. Se deduce a partir del anexo B que la cantidad de energía generada para inyección y autoconsumo es de 431,46 [kWh/año] y 562,83[kWh/año] respectivamente durante el primer año. Esto significa un beneficio influenciado por la energía inyectada de $27.906 [CLP/año], 3/8 del beneficio entregado por el autoconsumo ($76.505 [CLP/año]), a pesar de que la generación destinada a ambos sea semejante. La razón de esto se debe principalmente a que el precio monómico es considerablemente superior al precio de inyección y a continuación se presentara gráficamente el resultado de la variación de ambos componentes.

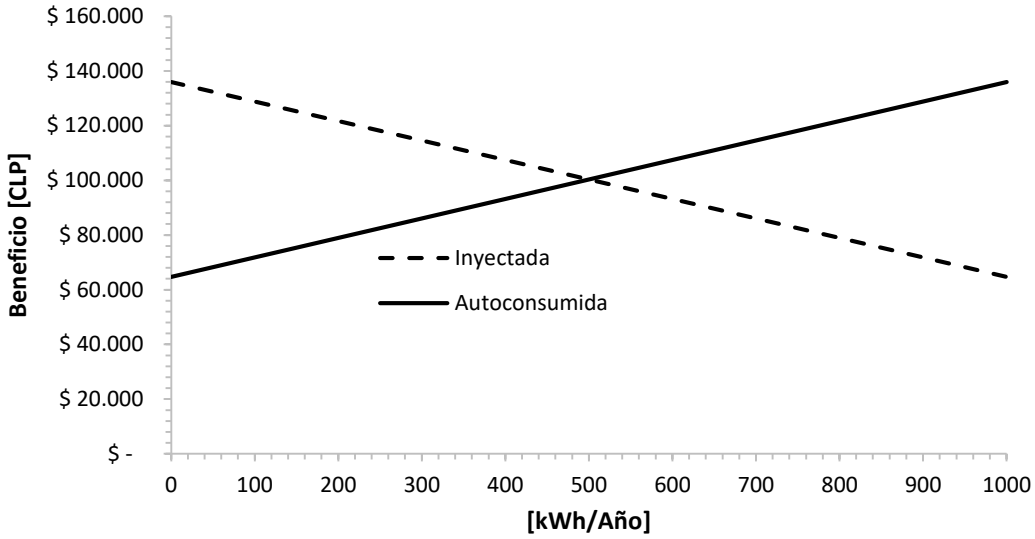


Figura 8.3. Comportamiento del beneficio en función a la cantidad de energía inyectada y auto consumida. Se observa como a medida que aumenta el autoconsumo el beneficio aumenta directamente.

Como era de esperarse, a medida que aumenta la inyección se disminuye el autoconsumo y el beneficio tiende a disminuir en una razón de $7.125 [CLP] por cada 100[kWh/año]. Dicho de otra forma, esto representa una pérdida de un 5.24% del beneficio máximo anual por cada 100 [kWh] que se designa a la inyección. A primera vista, esto puede no parecer mucho pero si consideramos aumentar el autoconsumo anual de nuestro estado actual a 700 [kWh/año] tomando en cuenta un incremento en el precio de la energía anual de un 5% nominal se logra obtener un “payback” de 12 años, un VAN de 536.836 (aproximadamente el doble) y un TIR del 7%.

8.4. Conclusiones Para el Caso de Estudio

Como fue visto durante la memoria, la energía solar podría llegar a cumplir un rol primordial en la matriz energética chilena producto de la gran abundancia de este tipo de energía en esta región. Para poder aprovechar esta fuente de energía, como propuesta se presentaron dos arreglos fotovoltaicos, el sistema interconectado y el sistema autónomo, ambos presentando grandes diferencias financieras y técnicas.

A través del caso de estudio se pudo observar que en una inversión inicial de 1.730.499 [CLP], pertenecientes a la conexión interconectada, se logró obtener un "payback" que varía entre 18 y 13 años y un VAN entre - 415.824 [CLP] y 279.345[CLP], dependiendo si se considera un análisis conservador o un aumento en el precio de la energía de un 5% nominal respectivamente. Por otro lado, bajo el mismo criterio se obtiene un "payback" superior a 20 años y un VAN acotado por -2.428.702 [CLP] y -1.840.717 [CLP] para un proyecto interconectado asociado a una inversión inicial de 2.529.876 [CLP]. En una primera instancia se puede observar una mayor rentabilidad para el sistema interconectado, lo que se debe principalmente a la evasión del costo asociado al banco de baterías y sus reinversiones que dificultan enormemente el retorno de un sistema autónomo, a pesar de que este valorice el total de su energía al precio monómico (autoconsumo).

Bajo el contexto de un caso favorable y más realista, al considerar la energía eléctrica como un bien estratégico (aumento del precio de la energía), el sistema interconectado entrega valores positivos para su rentabilidad asegurando que esta sea superior a la exigida después de recuperar toda la inversión vinculado a un TIR de 5.7% (1,2% caso conservador) con una tasa de retorno del 4.2%. Bajo el mismo escenario, el sistema autónomo indica un TIR <0 (de la misma forma para el caso conservador, no existe), imposibilitando la rentabilidad del proyecto.

Aún más relevante es poder analizar el impacto del costo del dinero. Para ambos proyectos se decide utilizar la moneda nacional con una tasa de descuento nominal, es decir, sin descontar la inflación. En el caso del sistema interconectado se puede observar que la ganancia real del proyecto se encuentra dada por la diferencia entre el TIR y la inflación[41], equivalente a un 1.5% y representada por el VAN[42]. Por

[41] La inflación anual varía entre un 4% y 4.5% anual, se considera 4.2% para simplificar cálculos.
[42] Ganancia o beneficio real = Tasa nominal – inflación.

otro lado, es interesante observar que si el mismo dinero se hubiera depositado en un depósito a largo plazo con una tasa nominal del 4.2 % anual (criterio para establecer la tasa de retorno) el beneficio real hubiera sido un 0% producto de la inflación. De lo anterior, se concluye que invertir en el arreglo solar entregara un beneficio mayor que un depósito a largo plazo. También que producto de que los costos se encuentran asociados a la inversión inicial y no a los opex, cobra fundamental relevancia definir el correcto método de financiamiento, es decir, utilizar el capital propio. Como referencia un crédito de consumo exigirá un interés siempre mayor a la inflación bordeando el 10% y más. En el caso del sistema autónomo, no se recomienda invertir.

Para finalizar es relevante destacar la importancia del precio monómico, a medida que este aumenta se puede observar que el "payback" va disminuyendo para el caso de estudio, esto ira a la par con la mejora de todos los indicadores financieros. Dicho de otro modo, entre mayor el costo de la energía eléctrica, mayor el valor de la energía autoconsumida, menor el payback y mayor rentabilidad. En el caso de un sistema interconectado sucede algo semejante con el autoconsumo. Mientras se priorice esta primera variable sobre la cantidad de energía inyectada los indicadores financieros se verán mejorados acorde a lo indicado en el cap. 8.3.

Capítulo 9: Anexos y Referencias

9.1. Referencias

1. Centro de Energías Renovables. (2013, diciembre). Antena Tecnológica: Solar Fotovoltaica. Recuperado 6 de julio de 2015, a partir de http://www.cifes.gob.cl/archivos/2014/agosto/FV_Juli2014.pdf
2. Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables. (s. f.). Solar | Tecnologías. Recuperado 6 de julio de 2015, a partir de http://cifes.gob.cl/tecnologias/solar/
3. Christian Santana O., Ministerio de Energía, y Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional - GIZ. (2014). *Energías renovables en Chile*. Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional - GIZ.
4. Ministerio de Energía. (2012, febrero 28). Estrategia Nacional de Energía 2012-2030. Gobierno de Chile.
5. Sociedad Alemana para la Cooperación Técnica GTZ. (2009). *Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno / Non-conventional renewable energies in the chilean electricity market*. Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional - GIZ.
6. Comision Nacional de Energia. (2015). *Capacidad Instalada por Sistema Electrico Nacional.*
7. Asociación Chilena de Energía Solar (ACESOL). (s. f.). Recuperado 6 de julio de 2015, a partir de http://www.acesol.cl/index.php/informacion-tecnica.html
8. Chen, C. J. (2011). *Physics of solar energy*. Hoboken, N.J: John Wiley & Sons.
9. Chile y Ministerio de Energía. (2010). *Sistemas solares térmicos II: guía de diseño e instalación para grandes sistemas de agua caliente sanitaria*. [Santiago, Chile]: El Ministerio.
10. Christiana Honsberg y Stuart Bowden. (s. f.). PVEducation. Recuperado 6 de julio de 2015, a partir de http://pveducation.org/
11. Corporación de Desarrollo Tecnológico. (2014). *Diseño y dimensionamiento de sistemas solares fotovoltaicos conectados red*. Corporación de Desarrollo Tecnológico.
12. Fabián Andrés Bustos Olavarría. (2013). Una Metodología para Evaluar el Potencial de Energía Solar Térmica y Fotovoltaica en Chile. Universidad Técnica Federico Santa María.

13. Ing. Pedro Sarmiento M. (s. f.). *Energía Solar Aplicaciones e Ingeniera* (Cuarta). Valparaíso, Chile: Ediciones Universitarias de Valparaíso Pontificia Universidad Católica de Valparaíso.
14. Kalogirou, S. (2009). *Solar energy engineering: processes and systems*. Burlington, MA: Elsevier/Academic Press.
15. Solar Energy Facts and Advice. (s. f.). Recuperado 6 de julio de 2015, a partir de http://www.solar-facts-and-advice.com/
16. University of Oregon Solar Radiation Monitoring Laboratory. (2007, Marzo 5). UO SRML: Sun chart program. Recuperado 6 de julio de 2015, a partir de http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html
17. Centro de Energías Renovables. (s. f.). Energía Solar. Recuperado 6 de julio de 2015, a partir de http://cifes.gob.cl/tecnologias/files/2011/12/libro_solar.pdf
18. Cristóbal Andrés Omegna Lafuente. (2011). *Evaluación Preliminar de Paneles Fotovoltaicos del Tipo Cristalino y Amorfo, Bajo las Condiciones de Radiación de la Región de Atacama*. Valparaíso, Chile: Universidad Técnica Federico Santa María.
19. José Antonio Lobo. (s. f.). *Energía Solar Fotovoltaica Fundamentos, Selección y Cálculo de Sistemas Fotovoltaicos*. Universidad Técnica Federico Santa María.
20. Comisión Nacional de Energía, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, Global Environment Facility, y Universidad Técnica Federico Santa María. (2008). *Irradiancia Solar en Territorios de la República de Chile*. Santiago, Chile.
21. CONAFE. (2015). Tarifas de Suministro. Recuperado 7 de julio de 2015, a partir de http://www.conafe.cl/mercadoelectrico/Paginas/Tarifas.aspx#4
22. División de Prospectiva y Política Energética del Ministerio de Energía. (2014). *Balance Nacional de Energía 2013*. Santiago, Chile.
23. Ken Gardner. (2009, Diciembre). Calculating Inter-Row Spacing. Energy Trust.
24. Northern Arizona Wind & Sun. (2014). Deep Cycle Battery FAQ. Recuperado 7 de julio de 2015, a partir de http://www.solar-electric.com/deep-cycle-battery-faq.html/

25. Organization for Economic Co-operation and Development and International Energy Agency. (2013). *World energy outlook 2013*. Paris: OECD/IEA.
26. Solar Town. (2012, Julio 18). Solar Battery Storage Systems: If You Can't Tell Your AGM From Your Gel | SolarTown Learning Center. Recuperado 7 de julio de 2015, a partir de http://www.solartown.com/learning/view/solar-battery-storage-systems-if-you-cant-tell-your-agm-from-your-gel/
27. Steven Dufresne. (2012, Marzo 26). Sizing the battery bank for your off grid solar power system. Recuperado 7 de julio de 2015, a partir de http://rimstar.org/renewnrg/sizing_select_batteries_for_off_grid_solar_system.htm
28. Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (2015). Equipamiento Autorizado. Recuperado 7 de julio de 2015, a partir de http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5847695,33_5905757&_dad=portal&_schema=PORTAL
29. Government of Canada, N. R. C. (s. f.). RETScreen International Inicio. Recuperado 7 de julio de 2015, a partir de http://www.retscreen.net/es/home.php
30. Ministerio de Energía. (s. f.). Ley 20571. Recuperado 7 de julio de 2015, a partir de http://www.minenergia.cl/ley20571
31. Sapag Chain, Nassir. (2011). *Proyectos de inversión* (2.ª ed.). Pearson Educación de Chile Ltda.
32. SolarGIS. (2015). SolarGIS :: pvPlanner. Recuperado 7 de julio de 2015, a partir de http://solargis.info/pvplanner/#tl=Google:hybrid&bm=satellite
33. Tritec Intervento Chile. (2014, mayo 25). Lista de Precios TRITEC Intervento.
34. Departamento de Electrónica UTFSM. (2015). *Laboratorio de Energías Renovables*. Valparaíso, Chile.
35. Departamento de Mecánica UTFSM. (2015). *Laboratorio de Energías Renovables*. Viña del Mar, Chile.
36. Hareon Solar. (2015). Fichas Técnicas Hareon Solar. Recuperado 7 de julio de 2015, a partir de http://www.hareonsolar.com/webroot/products/cells.html

37. Punto Solar. (2015). Fichas Técnicas Punto Solar. Recuperado 7 de julio de 2015, a partir de http://www.puntosolar.cl/productos-energia-solar.html
38. SMA Solar Technology AG. (2015). Fichas Técnicas SMA. Recuperado 7 de julio de 2015, a partir de http://www.sma.de/en/products/overview.html
39. Victron Energy. (2014, Junio 28). Wich Solar Charge Controller: PWM or MPPT? Recuperado 7 de julio de 2015, a partir de http://www.victronenergy.com/upload/documents/White-paper-Which-solar-charge-controller-PWM-or-MPPT.pdf
40. Barry Cinnamon. (2015, Junio 29). Listen Up: The Solar Maintenance Myth. Recuperado a partir de http://www.renewableenergyworld.com/articles/2015/06/listen-up-the-solar-maintenance-myth.html
41. Ferrín, J. G.-P., & Roca, C. F. (2012). OBSERVATORIO DE GRID PARITY: Análisis de la llegada de la paridad de red a los principales mercados fotovoltaicos mundiales. Recuperado a partir de http://www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/4fcb51540833d.pdf
42. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. (2013, Noviembre). Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies.

9.2. Anexo A: Irradiancia Valparaíso, Chile.

LOCALIDAD VALPARAISO
LATITUD 33,03[GRADOS]SUR

		ENERO												
AZ	INCL	HORA SOLAR												
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
HORIZONTAL		103,3	240,9	388,1	532,3	653,3	734,2	762,6	734,2	653,3	532,3	388,5	240,9	106,3
180	23˚	89,6	219,0	365,6	513,2	640,9	727,8	758,7	727,8	640,9	513,2	365,6	219,0	89,3
AL	33˚	80,4	203,8	345,0	488,6	613,8	699,5	730,0	699,5	613,8	488,6	345,0	203,8	80,4
NORTE	43˚	76,9	185,7	318,6	454,9	574,5	656,7	686,0	656,7	574,5	454,9	318,6	185,7	76,9

LOCALIDAD VALPARAISO
LATITUD 33,03[GRADOS]SUR

		FEBRERO												
AZ	INCL	HORA SOLAR												
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
HORIZONTAL		59,8	183,9	323,7	462,3	580,2	659,5	687,5	659,5	580,2	462,3	323,7	183,9	59,8
180	23˚	53,0	174,2	315,0	459,2	585,5	672,1	702,9	372,1	585,5	459,2	315,0	174,2	53,0
AL	33˚	48,9	165,7	302,6	444,1	569,0	655,2	685,9	655,2	569,0	444,1	302,6	165,7	48,9
NORTE	43˚	46,7	155,0	285,4	421,2	541,7	625,2	655,1	625,2	541,7	421,2	285,4	155,0	46,7

LOCALIDAD VALPARAISO
LATITUD 33,03[GRADOS]SUR

		MARZO												
AZ	INCL	HORA SOLAR												
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
HORIZONTAL		10,1	117,3	243,3	371,4	482,3	557,5	584,2	557,5	482,3	371,4	243,3	117,3	59,8
180	23˚	9,3	115,7	244,5	380,1	501,1	585,1	615,1	585,1	501,1	380,1	244,5	115,7	53,0
AL	33˚	8,7	112,2	238,7	373,2	494,2	578,6	608,9	578,6	494,2	373,2	238,7	112,2	48,9
NORTE	43˚	8,3	107,3	229,3	360,0	478,3	561,1	590,9	561,1	478,2	360,0	229,3	107,3	46,7

LOCALIDAD VALPARAISO
LATITUD 33,03[GRADOS]SUR

		ABRIL												
AZ	INCL	HORA SOLAR												
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
HORIZONTAL			50,1	149,5	254,4	347,1	410,9	433,6	410,9	347,1	254,4	149,5	50,1	
180	23˚		51,1	152,5	262,9	363,7	434,6	460,2	434,6	363,7	262,9	152,5	51,1	
AL	33˚		50,4	150,1	260,0	361,1	432,8	458,7	432,8	361,1	260,0	150,1	50,4	
NORTE	43˚		49,0	145,7	253,1	352,7	423,5	449,2	423,5	352,7	253,1	145,7	49,0	

LOCALIDAD VALPARAISO
LATITUD 33,03[GRADOS]SUR

		MAYO												
AZ	INCL	HORA SOLAR												
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
HORIZONTAL			10,1	86,5	170,3	246,1	298,8	317,7	298,8	246,1	170,3	86,5	10,1	
180	23˚		11,4	88,4	175,4	256,5	314,2	335,2	314,2	256,5	175,4	88,4	11,4	
AL	33˚		11,8	87,3	173,6	254,7	312,9	334,1	312,9	254,7	173,6	87,3	11,8	
NORTE	43˚		11,9	85,0	169,3	249,1	306,7	327,8	306,7	249,1	169,3	85,0	11,9	

LOCALIDAD VALPARAISO
LATITUD 33,03[GRADOS]SUR

		JUNIO												
AZ	INCL	HORA SOLAR												
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
HORIZONTAL				63,1	138,8	208,1	256,7	274,1	256,7	208,1	138,8	63,1		
180	23˚			65,1	143,5	217,5	270,7	290,1	270,7	217,5	143,5	65,1		
AL	33˚			64,5	142,2	216,4	270,1	289,7	270,1	216,4	142,2	64,5		
NORTE	43˚			63,1	139,0	212,1	265,3	284,8	265,3	212,1	139,0	63,1		

LOCALIDAD VALPARAISO
LATITUD 33,03[GRADOS]SUR

		JULIO												
AZ	INCL	HORA SOLAR												
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
HORIZONTAL			1,5	73,7	154,0	227,0	278,1	296,4	278,1	227,0	154,0	73,7	1,5	
180	23˚		3,2	76,1	159,7	238,4	294,7	315,2	294,7	238,4	159,7	76,1	3,2	
AL	33˚		3,8	75,4	158,5	237,4	294,4	315,2	294,4	237,4	158,5	75,4	3,8	
NORTE	43˚		4,3	73,7	155,0	232,9	289,5	310,2	289,5	232,9	155,0	73,7	4,3	

LOCALIDAD VALPARAISO
LATITUD 33,03[GRADOS]SUR

		AGOSTO												
AZ	INCL	HORA SOLAR												
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
HORIZONTAL			32,8	128,5	231,2	322,7	386,0	408,6	386,0	322,7	231,2	128,5	32,8	
180	23˚		35,0	134,0	244,4	346,6	419,1	445,3	419,1	346,6	244,4	134,0	35,0	
AL	33˚		35,1	133,1	243,8	347,3	421,3	448,1	421,3	347,3	243,8	133,1	35,1	
NORTE	43˚		34,8	130,3	239,4	342,1	415,9	442,8	415,9	342,1	239,4	130,3	34,8	

LOCALIDAD VALPARAISO
LATITUD 33,03[GRADOS]SUR

		SEPTIEMBRE												
AZ	INCL	HORA SOLAR												
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
HORIZONTAL			88,7	205,7	326,5	431,8	503,7	529,2	503,7	431,8	326,5	205,7	88,7	
180	23˚		89	209,4	338,1	454,1	535,1	564,2	535,1	454,1	338,1	209,4	89	
AL	33˚		87	205,7	333,9	450,4	532,3	561,7	532,3	450,4	333,9	205,7	87	
NORTE	43˚		83,9	198,9	324,1	438,6	519,4	548,6	519,4	438,6	324,1	198,9	83,9	

LOCALIDAD VALPARAISO
LATITUD 33,03[GRADOS]SUR

		OCTUBRE												
AZ	INCL	HORA SOLAR												
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
HORIZONTAL		39,8	153,5	283,3	413,0	524,1	598,9	625,4	598,9	524,1	413,0	283,3	153,5	39,8
180	23˚	36,1	147,7	278,5	413,3	531,9	613,5	642,6	613,5	531,9	413,3	278,5	147,7	36,1
AL	33˚	33,8	141,7	269,2	401,7	519,3	600,5	629,6	600,5	519,3	401,7	269,2	141,7	33,8
NORTE	43˚	32,3	133,8	255,8	383,4	497,2	576,2	604,6	576,2	497,2	383,4	255,8	133,8	32,3

LOCALIDAD VALPARAISO
LATITUD 33,03[GRADOS]SUR

		NOVIEMBRE												
AZ	INCL	HORA SOLAR												
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
HORIZONTAL		90,4	218,9	360,7	499,5	616,7	695,1	722,6	695,1	616,7	499,5	360,7	218,9	90,4
180	23˚	78,2	202,3	343,3	485,8	609,3	693,6	723,5	693,6	609,3	485,8	343,3	202,3	78,2
AL	33˚	71,2	190,0	326,1	464,9	586,3	669,4	699,0	669,4	586,3	464,9	326,1	190,0	71,2
NORTE	43˚	68,1	175,0	303,7	435,8	552,0	631,9	660,4	631,9	552,0	435,8	303,7	175,0	68,1

LOCALIDAD VALPARAISO
LATITUD 33,03[GRADOS]SUR

		ENERO												
AZ	INCL	HORA SOLAR												
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
HORIZONTAL		115,0	246,4	389,7	528,6	645,2	722,9	750,2	722,9	645,2	528,6	389,7	246,4	115,0
180	23˚	97,5	223,3	364,4	505,6	627,2	709,7	739,0	709,7	627,2	505,6	364,4	223,3	97,5
AL	33˚	87,7	207,5	343,0	479,8	598,6	679,7	708,5	679,7	598,6	479,8	343,0	207,5	87,7
NORTE	43˚	83,9	188,8	316,1	445,5	558,5	636,0	663,6	636,0	558,5	445,5	316,1	188,8	83,9

9.3. Anexo B: Generación y Beneficio – PMO: 135.93 [$/kWh]; P_I: 64.68 [$/kWh].

Generación Mensual Interconectado [kWh] – Año 1					
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
123,70	103,09	92,88	65,28	47,74	39,25
Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
44,11	63,08	80,55	99,66	112,95	121,99

Total = 994 [kWh]

Generación Eléctrica/Limite Autónomo [kW]- Año 1					
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
137,80	114,84	103,47	72,71	53,18	43,72
66	66	66	66	66	66
Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
49,14	70,27	89,73	111,02	125,82	135,90
66	66	66	66	66	66

Total= 1107,65/740,1 [kWh]

Beneficio Anual Estimado para ambos Proyectos			
Periodo	η_A	Beneficio[$/Año] ON	Beneficio[$/Año] OFF
1	1	104411,63	100594,86
2	0,993	103680,75	100455,90
3	0,986	102949,87	100316,93
4	0,979	102218,99	100177,96
5	0,972	101488,11	100038,99
6	0,965	100757,22	99900,03
7	0,958	100026,34	99761,06
8	0,951	99295,46	99622,09
9	0,944	98564,58	99483,13
10	0,937	97833,70	99323,77
11	0,93	97102,82	99117,94
12	0,923	96371,94	98912,10
13	0,916	95641,05	98706,26
14	0,909	94910,17	98514,27
15	0,902	94179,29	98239,24
16	0,895	93448,41	97964,21
17	0,888	92717,53	97689,18
18	0,881	91986,65	97414,15
19	0,874	91255,77	97139,12
20	0,867	90524,88	96864,09

9.4. Anexo C: Flujos de Caja

Flujo de Caja Conexión Interconectado				
Periodo/F.C	Beneficio	Inversión	Flujo del Proyecto	Flujo Acumulado
0	$ 0	-$ 1.730.499,18	-$ 1.730.499,18	$ 0
1	$ 104.411,63		$ 104.411,63	$ 104.411,63
2	$ 103.680,75		$ 103.680,75	$ 208.092,38
3	$ 102.949,87		$ 102.949,87	$ 311.042,25
4	$ 102.218,99		$ 102.218,99	$ 413.261,24
5	$ 101.488,11		$ 101.488,11	$ 514.749,35
6	$ 100.757,22		$ 100.757,22	$ 615.506,57
7	$ 100.026,34		$ 100.026,34	$ 715.532,91
8	$ 99.295,46		$ 99.295,46	$ 814.828,38
9	$ 98.564,58		$ 98.564,58	$ 913.392,96
10	$ 97.833,70		$ 97.833,70	$ 1.011.226,66
11	$ 97.102,82		$ 97.102,82	$ 1.108.329,47
12	$ 96.371,94		$ 96.371,94	$ 1.204.701,41
13	$ 95.641,05		$ 95.641,05	$ 1.300.342,47
14	$ 94.910,17		$ 94.910,17	$ 1.395.252,64
15	$ 94.179,29		$ 94.179,29	$ 1.489.431,93
16	$ 93.448,41		$ 93.448,41	$ 1.582.880,34
17	$ 92.717,53		$ 92.717,53	$ 1.675.597,87
18	$ 91.986,65		$ 91.986,65	$ 1.767.584,52
19	$ 91.255,77		$ 91.255,77	$ 1.858.840,29
20	$ 90.524,88		$ 90.524,88	$ 1.949.365,17

Indicadores Económicos Interconectado	
Impuesto T.	0
Inversión	$ 1.730.499
Tasa de retorno	4.2%
VAN	-$ 415.824
TIR	1,192%
Payback [Años]	18
LCEO [CLP/kWh]	135,87

Flujo de Caja Conexión Autónomo					
Periodo/F.C	Beneficio	Inversión	V. Desecho	Flujo del Proyecto	Flujo Acumulado
0	$ -	$ 2.529.876		-$ 2.529.876	
1	$ 82.652			$ 82.652	$ 82.652
2	$ 82.513			$ 82.513	$ 165.165
3	$ 82.374			$ 82.374	$ 247.539
4	$ 82.235			$ 82.235	$ 329.774
5	$ 82.096			$ 82.096	$ 411.870
6	$ 81.957			$ 81.957	$ 493.828
7	$ 81.818			$ 81.818	$ 575.646
8	$ 81.679	-$ 969.379		-$ 887.699	-$ 312.053
9	$ 81.540			$ 81.540	-$ 230.512
10	$ 81.381			$ 81.381	-$ 149.131
11	$ 81.175			$ 81.175	-$ 67.956
12	$ 80.969			$ 80.969	$ 13.012
13	$ 80.764			$ 80.764	$ 93.776
14	$ 80.572			$ 80.572	$ 174.374
15	$ 80.296			$ 80.296	$ 254.644
16	$ 80.021	-$ 969.379		-$ 889.357	-$ 634.712
17	$ 79.746			$ 79.746	-$ 554.966
18	$ 79.471			$ 79.471	-$ 475.495
19	$ 79.196			$ 79.196	-$ 396.298
20	$ 78.921		$ 488.762	$ 567.683	$ 171.384

Indicadores Económicos Autónomo	
Impuesto T.	0%
Inversión	$ 2.529.876
Tasa de retorno	4.2 %
VAN	-$ 2.428.702
TIR	No existe
Payback [Años]	Mayor a 20
LCOE [CLP/kWh]	378,46

Flujo de Caja para un Aumento en el Costo de la Energía (+5% nominal) – Interconectado				
Periodo/F.C	Beneficio	Inversión	Flujo del Proyecto	Flujo Acumulado
0		-$ 1.730.499	-$ 1.730.499	
1	$ 104.409		$ 104.409	$ 104.409
2	$ 108.862		$ 108.862	$ 213.271
3	$ 113.499		$ 113.499	$ 326.770
4	$ 118.328		$ 118.328	$ 445.098
5	$ 123.356		$ 123.356	$ 568.454
6	$ 128.591		$ 128.591	$ 697.045
7	$ 134.041		$ 134.041	$ 831.086
8	$ 139.715		$ 139.715	$ 970.801
9	$ 145.621		$ 145.621	$ 1.116.422
10	$ 151.768		$ 151.768	$ 1.268.190
11	$ 158.166		$ 158.166	$ 1.426.356
12	$ 164.824		$ 164.824	$ 1.591.181
13	$ 171.753		$ 171.753	$ 1.762.933
14	$ 178.962		$ 178.962	$ 1.941.896
15	$ 186.464		$ 186.464	$ 2.128.359
16	$ 194.267		$ 194.267	$ 2.322.627
17	$ 202.385		$ 202.385	$ 2.525.012
18	$ 210.829		$ 210.829	$ 2.735.841
19	$ 219.612		$ 219.612	$ 2.955.453
20	$ 228.746		$ 228.746	$ 3.184.199

Indicadores Interconectado (+5%)	
Inversión	$ 1.730.499
Tasa de Retorno	4.2%
Van	$ 279.345
TIR	5,7%
Payback [Años]	13
LCOE [CLP/kWh]	Sin Cambio

Flujo de Caja para un Aumento en el Costo de la Energía (+5% nominal) – Autónomo					
Periodo/ F.C	Beneficio	Inversión	V. Desecho	Flujo del Proyecto	Flujo Acumulado
0	$ -	-$2.529.876		-$ 2.529.876	
1	$ 100.595			$ 100.595	$ 100.595
2	$ 105.479			$ 105.479	$ 206.074
3	$ 110.599			$ 110.599	$ 316.673
4	$ 115.969			$ 115.969	$ 432.641
5	$ 121.598			$ 121.598	$ 554.240
6	$ 127.501			$ 127.501	$ 681.740
7	$ 133.689			$ 133.689	$ 815.429
8	$ 140.178	-$ 969.379		-$ 829.200	-$ 13.771
9	$ 146.982			$ 146.982	$ 133.211
10	$ 154.084			$ 154.084	$ 287.295
11	$ 161.453			$ 161.453	$ 448.747
12	$ 169.173			$ 169.173	$ 617.921
13	$ 177.262			$ 177.262	$ 795.183
14	$ 185.763			$ 185.763	$ 980.946
15	$ 194.507			$ 194.507	$ 1.175.453
16	$ 203.661	-$ 969.379		-$ 765.718	$ 409.735
17	$ 213.243			$ 213.243	$ 622.978
18	$ 223.275			$ 223.275	$ 846.253
19	$ 233.777			$ 233.777	$ 1.080.030
20	$ 244.771		$ 488.762	$ 733.533	$ 1.813.563

Indicadores Autónomo (+5%)	
Inversión	$ 2.529.876
Tasa de Retorno	4.2%
VAN	-$ 1.840.717
TIR	No existe
Payback [Años]	Mayor a 20
LCOE [CLP/kWh]	Sin Cambios

9.5. Anexo D: Capex de Proyectos y Vida Útil

Capex Interconectado			
Equipo	Valor	IVA	Valor + IVA
4 Paneles HR-200W	$ 547.920	$ 104.105	$ 652.025
1 Sunny Boy 1300 TL	$ 601.646	$ 114.313	$ 715.959
Equipo de Montaje (10%)	$ 114.957	$ 21.842	$ 136.798
Implementación (15%)	$ 189.678	$ 36.039	$ 225.717
		Total Neto	$ 1.454.201
		Total Bruto	$ 1.730.499

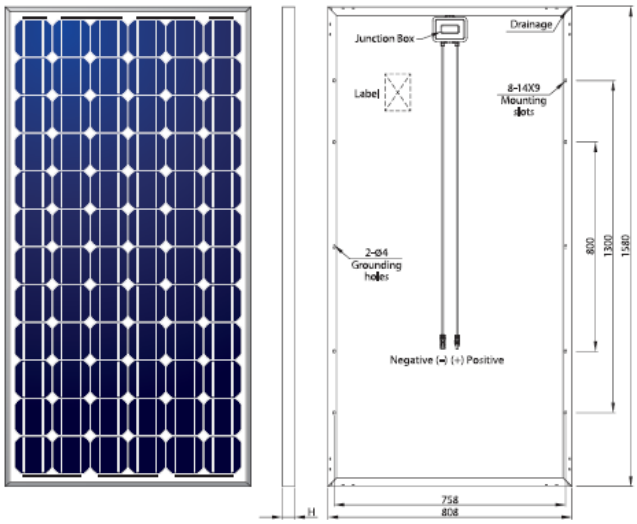
Depreciación Interconectado				
Equipo	Vida Contable	Vida Útil	D. Anual	D. Acumulada
4 Paneles HR-200W	10	20	$ 54.792	$ 547.920
1 Sunny Boy 1200 TL	10	20	$ 60.165	$ 601.646
Equipo de Montaje	10	20	$ 11.496	$ 114.957

Capex Autónomo			
Equipo	Valor	IVA	Valor + IVA
4 Paneles HR-250W	$ 597.728	$ 113.568	$ 711.296
1 BlueSolar MPPT 75/50	$ 183.646	$ 34.893	$ 218.539
4 Bat. V.E AGM 12/165	$ 814.604	$ 154.775	$ 969.379
1 Inversor Phoenix 24/350	$ 84.612	$ 16.076	$ 100.688
Equipo de Montaje (10%)	$ 168.059	$ 31.931	$ 199.990
Implementación (15% Inv. N)	$ 277.297	$ 52.686	$ 329.984
		Total Neto	$ 2.125.946
		Total Bruto	$ 2.529.876

Depreciación Autónomo				
Equipo	Tributaria	Vida Útil	D. Anual	D. Acumulada
Paneles HR-250W	10	20	$ 59.773	$ 597.728
BlueSolar MPPT 75/50	10	20	$ 18.365	$ 183.646
4 Bat. V.E AGM 12/165	10	5-8	$ 81.460	$ 814.604
Inversor Phoenix 12/350	10	20	$ 8.461	$ 84.612
Equipo de Montaje	10	20	$ 16.806	$ 168.059

9.6. Anexo E: Especificaciones

HR-200W – Hareon Solar:



MECHANICAL PARAMETERS

Cell (mm)	125×125 Mono
Weight (kg)	15.5/15.8
Dimensions (L×W×H) (mm)	1580×808×35/40
Cable Cross Section Size (mm^2)	4
No. of Cells and Connections	72(6×12)
No. of Diodes	3

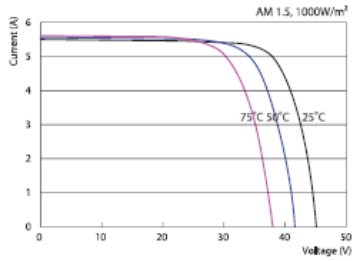
QUALIFICATION

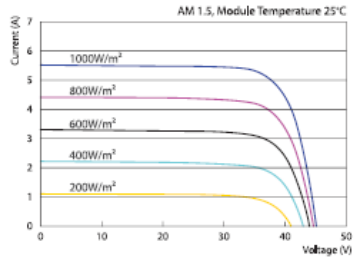
Max. System Voltage	1000VDC
Temperature Cycling Range	-40°C~+85°C
Max. Series Fuse	12 A
Max. Wind Load / Max. Snow Load	2400Pa / 5400Pa
Damp Heat Test	85°C and 85% relative humidity for 1000h
Hot Spot Free	100%EL inspection before and after lamination

ELECTRICAL PARAMETERS

TYPE		HR-185W	HR-190W	HR-195W	HR-200W	HR-205W
STC AM 1.5, 1000W/m², Module Temperature 25°C	Rated Max. Power at STC (W)	185	190	195	200	205
	Max. Power Voltage / Vmp (V)	36.42	36.50	36.94	37.39	37.83
	Max. Power Current / Imp (A)	5.08	5.21	5.28	5.35	5.42
	Open Circuit Voltage / Voc (V)	45.05	45.20	45.28	45.50	45.68
	Short Circuit Current / Isc (A)	5.41	5.53	5.58	5.79	5.90
	Module Efficiency (%)	14.49	14.88	15.27	15.67	16.06
NOCT AM 1.5, 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s	Rated Max. Power at NOCT (W)	134.4	137.9	140.3	144.8	148.3
	Max. Power Voltage / Vmp (V)	33.60	33.70	33.80	33.90	34.00
	Max. Power Current / Imp (A)	4.00	4.09	4.15	4.27	4.36
	Open Circuit Voltage / Voc (V)	41.40	41.50	41.60	41.80	42.00
	Short Circuit Current / Isc (A)	4.37	4.47	4.51	4.68	4.76
	Module Efficiency (%)	13.16	13.50	13.74	14.18	14.52
Temperature Coefficient of Pm		-0.41%/°C				
Temperature Coefficient of Voc		-0.31%/°C				
Temperature Coefficient of Isc		+0.047%/°C				
Nominal Operating Cell Temperature		45°C±3°C				
Output Tolerance		0~5W				

200W CURVES





PACKING CONFIGURATION

MODULE SIZE	CONTAINER	20'GP	40'HC
1580×808×35	Pieces Per Pallet	28	28
	Pallets Per Container	12	28
	Pieces Per Container	336	784
1580×808×40	Pieces Per Pallet	25	25
	Pallets Per Container	12	28
	Pieces Per Container	300	700

LINEAR WARRANTY

No more than 3% peak power degradation in *1st* year;

No more than 0.7% peak power degradation in coming *24* years;

Free from defects of materials and workmanship for *10* years.

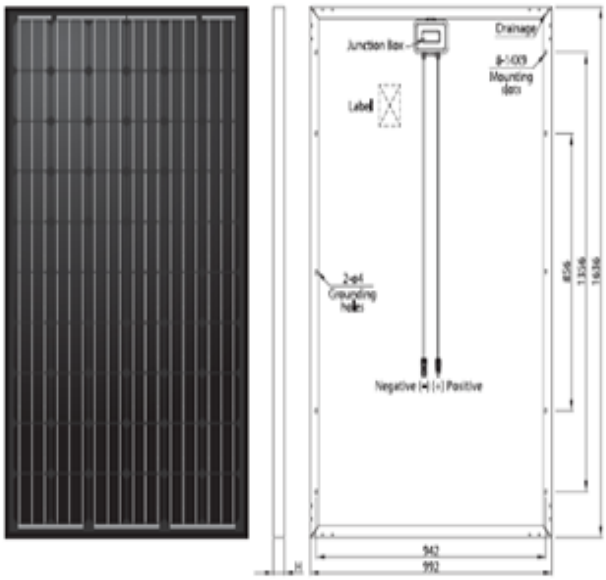
Inversor Sunny Boy 1300TL – SMA:

	Sunny Boy 1300TL	Sunny Boy 1600TL	Sunny Boy 2100TL
Input (DC)			
Max. DC power (@ cos ϕ = 1)	1400 W	1700 W	2200 W
Max. input voltage	600 V	600 V	600 V
MPP voltage range	115 V[1] – 480 V	155 V – 480 V	200 V – 480 V
Rated input voltage	400 V	400 V	400 V
Min. input voltage / initial input voltage	100 V[1] / 120 V[1]	125 V / 150 V	125 V / 150 V
Max. input current / max. input current per string	12 A[1] / 12 A[1]	12 A[1] / 12 A[1]	12 A[1] / 12 A[1]
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	1 / 1	1 / 1	1 / 2
Output (AC)			
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	1300 W	1600 W	1950 W
Max. apparent AC power	1300 VA	1600 VA	2100 VA
Nominal AC voltage / range	220 V, 230 V, 240 V / 180 V – 260 V	220 V, 230 V, 240 V / 180 V – 260 V	220 V, 230 V, 240 V / 180 V – 260 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz[1] / –6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz[1] / –6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz[1] / –6 Hz ... +5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	7.2 A	8.9 A	11 A
Power factor at rated power	1	1	1
Feed-in phases / connection phases	1 / 1	1 / 1	1 / 1
Efficiency			
Max. efficiency / European weighted efficiency	96 % / 94.3 %	96 % / 95 %	96 % / 95.2 %

Protection			
DC disconnect device	opt.	opt.	opt.
Ground fault monitoring / grid monitoring	yes / yes	yes / yes	yes / yes
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	yes / yes / —	yes / yes / —	yes / yes / —
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	yes	yes	yes
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III	I / III

General Data			
Dimensions (W / H / D)	440 / 339 / 214 mm (17.3 / 13.3 / 8.4 inch)	440 / 339 / 214 mm (17.3 / 13.3 / 8.4 inch)	440 / 339 / 214 mm (17.3 / 13.3 / 8.4 inch)
Weight	16 kg (35.3 lb)	16 kg (35.3 lb)	16 kg (35.3 lb)
Operating temperature range	−25 °C ... +60 °C (−13 °F ... +140 °F)	−25 °C ... +60 °C (−13 °F ... +140 °F)	−25 °C ... +60 °C (−13 °F ... +140 °F)
Noise emission (typical)	33 dB(A)	33 dB(A)	33 dB(A)
Self-consumption (night)	0.1 W	0.1 W	0.1 W
Topology	Transformerless	Transformerless	Transformerless
Cooling concept	Convection	Convection	Convection
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H	4K4H
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %	100 %	100 %

HR-250W – Hareon Solar:



MECHANICAL PARAMETERS

Cell (mm)	156x156 Mono
Weight (kg)	19.0/19.3
Dimensions (LxWxH) (mm)	1636x992x35/40
Cable Cross Section Size (mm^2)	4
No. of Cells and Connections	60(6x10)
No. of Diodes	3

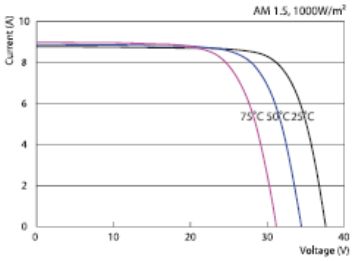
QUALIFICATION

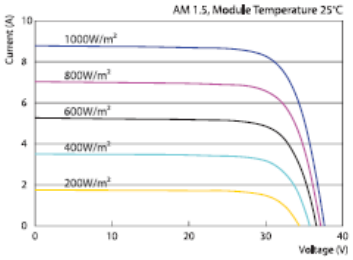
Max. System Voltage	1000VDC
Temperature Cycling Range	-40°C~+85°C
Max. Series Fuse	15 A
Max. Wind Load / Max. Snow Load	2400Pa / 5400Pa
Damp Heat Test	85°C and 85% relative humidity for 1000h
Hot Spot Free	100%EL inspection before and after lamination

ELECTRICAL PARAMETERS

	TYPE	HR-245W	HR-250W	HR-255W	HR-260W	HR-265W
STC AM 1.5, 1000W/m^2, Module Temperature 25°C	Rated Max. Power at STC (W)	245	250	255	260	265
	Max. Power Voltage / Vmp (V)	30.49	30.59	30.69	30.79	30.90
	Max. Power Current / Imp (A)	8.04	8.17	8.31	8.44	8.58
	Open Circuit Voltage / Voc (V)	37.51	37.59	37.73	37.91	38.10
	Short Circuit Current / Isc (A)	8.64	8.79	8.93	9.06	9.19
	Module Efficiency (%)	15.10	15.40	15.71	16.02	16.33
NOCT AM 1.5, 800W/m^2, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s	Rated Max. Power at NOCT (W)	176.1	179.8	183.5	187.0	191.1
	Max. Power Voltage / Vmp (V)	27.60	27.70	27.80	27.90	28.10
	Max. Power Current / Imp (A)	6.38	6.49	6.60	6.70	6.80
	Open Circuit Voltage / Voc (V)	34.30	34.40	34.50	34.60	34.80
	Short Circuit Current / Isc (A)	6.98	7.10	7.22	7.32	7.43
	Module Efficiency (%)	13.56	13.85	14.13	14.40	14.72
Temperature Coefficient of Pm		-0.428%/°C				
Temperature Coefficient of Voc		-0.322%/°C				
Temperature Coefficient of Isc		+0.055%/°C				
Nominal Operating Cell Temperature		45°C±3°C				
Output Tolerance		0~5W				

250W CURVES





PACKING CONFIGURATION

MODULE SIZE	CONTAINER	20'GP	40'HC
1636x992x35	Pieces Per Pallet	28	28
	Pallets Per Container	6	28
	Pieces Per Container	168	784
1636x992x40	Pieces Per Pallet	25	25
	Pallets Per Container	6	28
	Pieces Per Container	150	700

LINEAR WARRANTY

No more than 3% peak power degradation in *1st* year;

No more than 0.7% peak power degradation in coming *24* years;

Free from defects of materials and workmanship for *10* years.

BlueSolar 75/50 – Victron Energy:

BlueSolar charge controller	MPPT 75/50	MPPT 100/50
Battery voltage	12/24 V Auto Select	
Rated charge current	50 A	
Maximum PV power, 12V 1a,b)	700 W (MPPT range 15 V to 70 V resp. 95 V)	
Maximum PV power, 24V 1a,b)	1400 W (MPPT range 30 V to 70 V resp. 95 V)	
Maximum PV open circuit voltage	75 V	100 V
Maximum efficiency	98 %	
Self-consumption	10 mA	
Charge voltage 'absorption'	Default setting: 14,4 V / 28,8 V	
Charge voltage 'float'	Default setting: 13,8 V / 27,6 V	
Charge algorithm	multi-stage adaptive	
Temperature compensation	-16 mV / °C resp. -32 mV / °C	
Protection	Battery reverse polarity (fuse) PV reverse polarity Output short circuit Over temperature	
Operating temperature	-30 to +60°C (full rated output up to 40°C)	
Humidity	95 %, non-condensing	
Data communication port	VE.Direct See the data communication white paper on our website	

Inversor Pheonix Inverter 24/350 – Victron Energy:

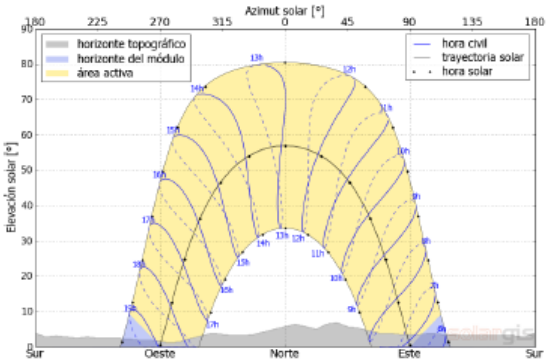
Inversor Phoenix 12 Volt 24 Volt 48 Volt	12/180 24/180	12/350 24/350 48/350	12/800 24/800 48/800	12/1200 24/1200 48/1200
Potencia CA cont. de salida a 25 °C (VA) (3)	180	350	800	1200
Potencia cont. a 25 °C / 40 °C (W)	175 / 150	300 / 250	700 / 650	1000 / 900
Pico de potencia (W)	350	700	1600	2400
Tensión / frecuencia CA de salida (4)	110VAC o 230VAC +/- 3% 50Hz o 60Hz +/- 0,1%			
Rango de tensión de entrada (V DC)	10,5 - 15,5 / 21,0 - 31,0 / 42,0 - 62,0		9,2 - 17,3 / 18,4 - 34,0 / 36,8 - 68,0	
Alarma de batería baja (V DC)	11,0 / 22 / 44		10,9 / 21,8 / 43,6	
Apagado por batería baja (V DC)	10,5 / 21 / 42		9,2 / 18,4 / 36,8	
Autorrecuperación de batería baja (V DC)	12,5 / 25 / 50		12,5 / 25 / 50	
Eficacia máx. 12 / 24 / 48 V (%)	87 / 88	89 / 89/ 90	91 / 93 / 94	92 / 94 / 94
Consumo en vacío 12 / 24 / 48 V (W)	2,6 / 3,8	3,1 / 5,0 / 6,0	6 / 6 / 6	8 / 9 / 8
Consumo en vacío en modo de ahorro	n. a.	n. a.	2	2
Protección (2)	a - e			
Temperatura de funcionamiento	--40 to +50°C (refrigerado por ventilador)			
Humedad (sin condensación)	max 95%			

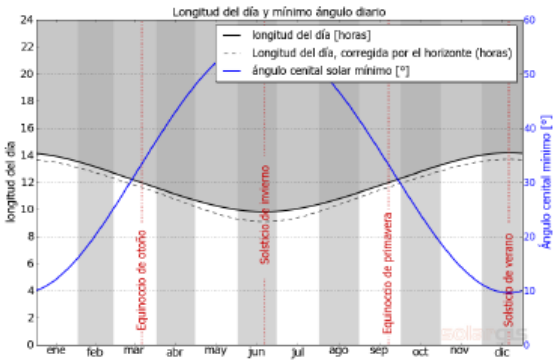
9.7. Anexo F: Software

Actualmente en el mercado se comercia una gran cantidad de softwares para el diseño de arreglos FV de manera gratuita o con costo. La diferencia de estos softwares en comparación con lo tratado en este libro es que entregan directamente los resultados a medida que uno ingresa ciertos parámetros de entrada ahorrando distintas fases del dimensionamiento acorde al tipo de conexión que se busca. De todas formas, es impredecible entender el porqué de estos resultados o su vía de obtención para un mejor entendimiento de la materia. Por otro lado, estos programas utilizan aproximaciones satelitales para su desempeño y, a veces, es necesaria la utilización de mediciones en terreno para obtener un valor más preciso.

A modo de ejemplo, RetScreen es un programa gratuito útil para el dimensionamiento de diferentes tecnologías incluyendo la solar con una base de datos fiable garantizando un buen desempeño. De la misma manera, SolarGis mediante su programa con cargo PVSolar entrega una interface simple y fácil de utilizar. A continuación, se muestra una planilla PVSolar.

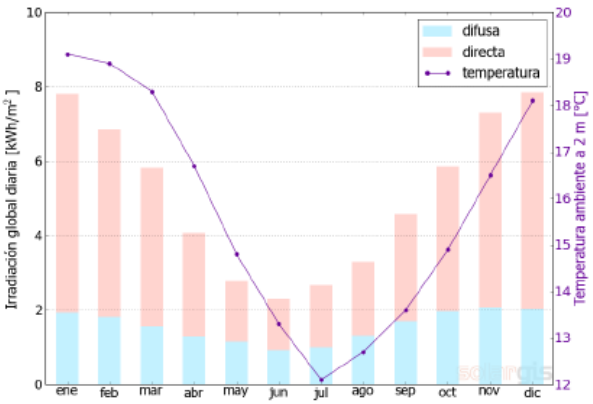
Horizonte topográfico y longitud del día





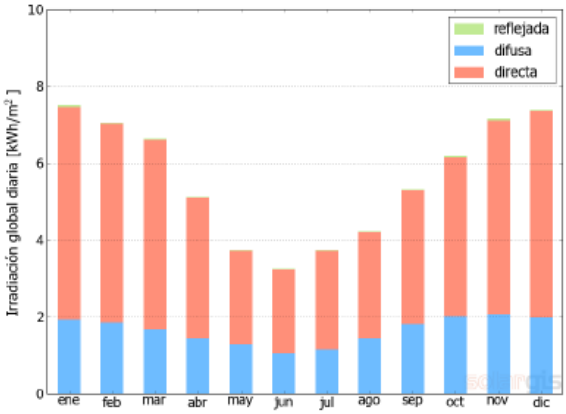
Irradiación global horizontal y temperatura ambiente - referencia climática

Mes	Gh_m	Gh_d	Dh_d	T_{24}
ene	242	7.81	1.93	19.1
feb	192	6.85	1.81	18.9
mar	181	5.82	1.55	18.3
abr	122	4.07	1.30	16.7
may	86	2.77	1.15	14.8
jun	69	2.29	0.93	13.3
jul	82	2.66	1.00	12.1
ago	102	3.30	1.32	12.7
sep	137	4.57	1.70	13.6
oct	181	5.85	1.97	14.9
nov	219	7.30	2.07	16.5
dic	244	7.86	2.03	18.1
año	1857	5.09	1.56	15.7



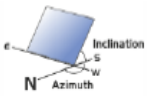
Irradiación global en plano inclinado

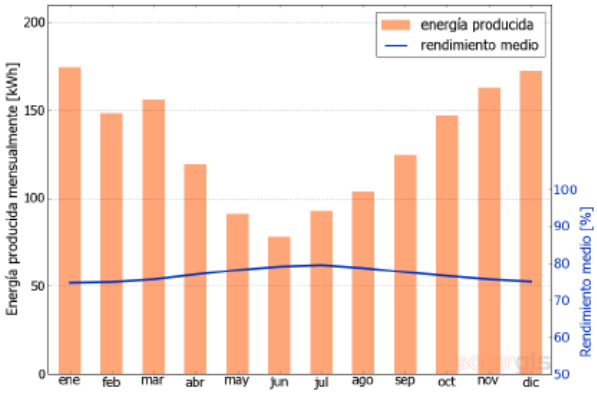
Mes	Gi_m	Gi_d	Di_d	Ri_d	Sh_{loss}
ene	233	7.51	1.92	0.04	0.3
feb	198	7.06	1.86	0.03	0.3
mar	206	6.65	1.68	0.03	0.3
abr	154	5.13	1.45	0.02	0.5
may	116	3.74	1.30	0.01	0.8
jun	98	3.26	1.05	0.01	0.8
jul	116	3.74	1.14	0.01	0.7
ago	131	4.22	1.45	0.02	0.7
sep	160	5.32	1.81	0.02	0.5
oct	192	6.18	2.02	0.03	0.5
nov	215	7.16	2.07	0.04	0.4
dic	229	7.39	1.99	0.04	0.4
año	**2046**	**5.61**	**1.64**	**0.02**	**0.5**



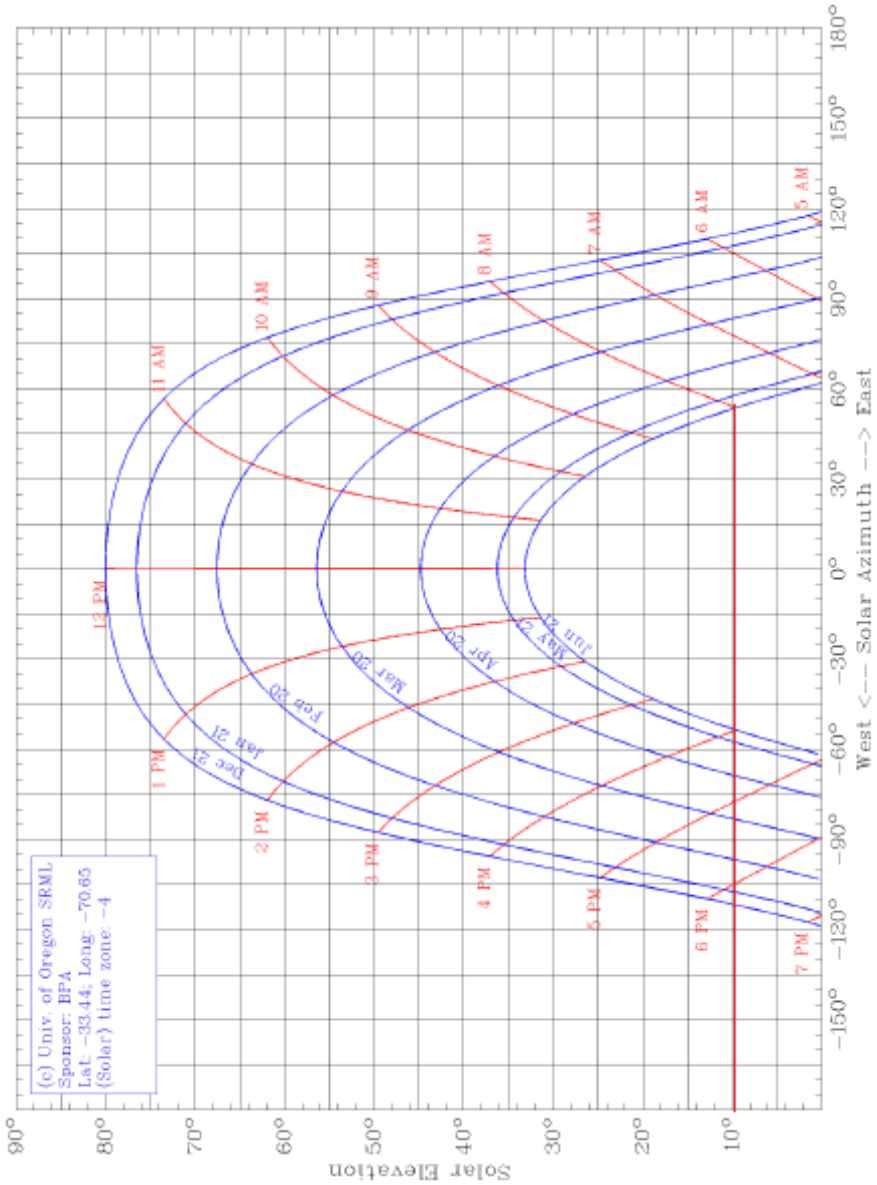
Producción eléctrica FV inicial

Mes	Es_m	Es_d	Et_m	E_{share}	PR
ene	175	5.63	175	11.1	74.8
feb	149	5.31	149	9.4	75.0
mar	156	5.05	156	9.9	75.7
abr	119	3.97	119	7.6	77.0
may	91	2.95	91	5.8	78.2
jun	78	2.60	78	5.0	79.1
jul	93	3.00	93	5.9	79.5
ago	104	3.35	104	6.6	78.7
sep	125	4.16	125	7.9	77.6
oct	148	4.76	148	9.4	76.6
nov	163	5.43	163	10.4	75.7
dic	173	5.57	173	11.0	75.1
año	**1573**	**4.31**	**1573**	**100.0**	**76.5**





9.8. Anexo G: Cartas Solares



9.9. Anexo H: Información respecto al Sol

El Sol es una estrella que se encuentra en el centro del sistema solar y constituye la mayor fuente de radiación electromagnética para este sistema planetario. Durante años ha sido objeto de estudio, situación que lo que ha llevado a entregar diferentes indicadores expuestos a continuación (Chen, 2011).

- Su masa es de aproximadamente un 99,86% del sistema solar. Eso es 333,000 veces la masa de la Tierra, es decir, 2×10^{30} [kg].

- La distancia que existe entre la Tierra y el Sol no es constante, esto se debe a que la órbita de la Tierra alrededor del Sol es elíptica. La distancia varía entre $1{,}471 \times 10^{11}$ [m] y $1{,}521 \times 10^{11}$ [m] con un promedio de $1{,}5 \times 10^{11}$ [m] lo que genera los cambios de clima y las variaciones anuales de irradiación.

- El diámetro del Sol es de $1{,}39 \times 10^{9}$[m], esto equivale a un volumen de $1{,}412 \times 10^{27}$ [m3] y una densidad promedio de 1,408 [g/cm^3]. Aproximadamente 110 veces el diámetro de la Tierra.

- Su temperatura, considerando al Sol como un cuerpo negro, es de 5800 [K], esto representa una potencia de emisión solar de 63,1 [MW/m^2].

- El espectro electromagnético de la radiación solar no concuerda exactamente con la radiación de un cuerpo negro a 5700 [K] pero nos provee de evidencia sobre su composición, principalmente Hidrógeno. (Ver Tabla 1)

Tabla. *Composición Química del Sol*

Composición Solar			
Elemento	Z	PM [gr/mol]	Abundancia [%masa]
Hidrógeno	1	1,008	71
Helio	2	4,003	27,1
Oxígeno	8	16	0,97
Carbón	6	12,011	0,4
Nitrógeno	7	14,007	0,096
Silicio	14	28,086	0,099
Magnesio	12	24,312	0,076
Neón	10	20,183	0,058
Hierro	26	55,847	0,14

Nota. Adaptado de Chen, C. J. (2011). *Physics of solar energy*. Hoboken, N.J: John Wiley & Sons.

9.10. Anexo I: Funcionamiento de una Celda Solar.

Actualmente las celdas fotovoltaicas están hechas en su mayoría por semiconductores y para comprender su funcionamiento es necesario introducirnos en el tema. Un semiconductor tiene la propiedad de que un electrón de la banda de valencia[43], excitado por un fotón (fuente de energía, Sol), puede saltar a la banda de conducción[44] posibilitando la generación eléctrica. Su estructura principal son los átomos que, como es sabido, consisten en electrones que orbitan al núcleo. De acuerdo a la mecánica cuántica, los electrones de un átomo aislado solo pueden estar en un nivel discreto de energía. Cuando un elemento tiene múltiples orbitas o niveles, los electrones que están en los niveles más cercanos al átomo requieren mayor energía para superar la fuerza de atracción y ser liberados al siguiente nivel (Kalogirou, 2009 & Chen, 2011).

Ahora, cuando una cantidad finita de átomos se juntan, se genera un sólido. El resultado de esto es que sus funciones de onda interactúan y los niveles de energía se agrupan para transformarse en bandas energéticas. En algunas bandas de energía los electrones están permitidos a existir mientras que en otras están prohibidos. Los electrones que están en la capa más externa al átomo son los únicos permitidos a interactuar con otros átomos. Esta capa es la que tiene la mayor población de electrones y se llama banda de Valencia. Al contrario de los electrones más cercanos al núcleo del átomo, los electrones de la banda de Valencia son los menos apegados energéticamente a este, por lo que interactúan con los átomos vecinos con mayor facilidad. Cuando esto sucede, el átomo recibidor queda cargado negativamente y el donador positivamente. Por otra parte, volviendo al concepto de bandas energéticas, cuando un electrón en la banda de Valencia tiene aún más energía que la necesaria para saltar de átomo en átomo, es capaz de saltar a otra banda, que se llama banda de conducción y es la encargada de generar corriente y calor. La diferencia energética (o la energía necesaria) para que un electrón salte de la banda de valencia a la capa exterior de la banda de conducción se llama banda prohibida o “band gap”[45](Kalogirou, 2009 & Chen, 2011).

Las diferentes clases de conductores se agrupan en tres tipos: aislantes, conductores y semiconductores. A continuación se presenta la diferencia entre los tres.

[43] Banda de Valencia: En inglés “Valence band”
[44] Banda de Conducción: En inglés ”Conduction band”
[45] Para mayor información respecto a las bandas revisar los libros en bibliografía.

- Los materiales aislantes son elementos donde su banda de valencia está llena y su banda de conducción totalmente vacía. Esto se debe a que la banda prohibida[46] es muy alta, lo que resulta en que los electrones no puedan generar ningún tipo de corriente bajo circunstancias ordinarias. La banda prohibida suele exigir una energía por electrón de 3 [eV] hacia arriba.

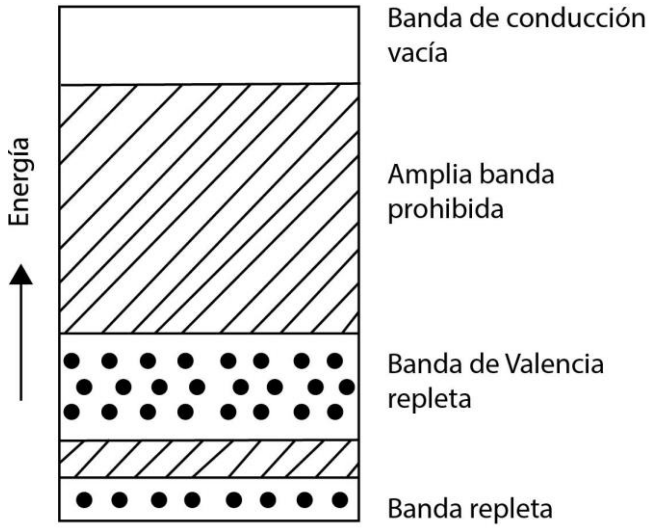


Figura. Material aislante. Existe una amplia banda prohibida que impide el paso de electrones desde la banda de Valencia a la de conducción. Fuente: Kalogirou, S. (2009). Solar energy engineering: processes and systems.

- Los materiales conductores son los que tienen la banda de valencia relativamente vacía y algunos electrones en la banda de conducción. En este caso, la banda de valencia y conducción se sobreponen. Los metales caen en esta categoría y sus electrones de valencia pueden ser fácilmente estimulados para dejar la estructura atómica y conducir electricidad.

[46] Banda prohibida o Bandgap es la brecha energética que existe entre la parte superior de la banda de valencia y la parte inferior de la banda de conducción.

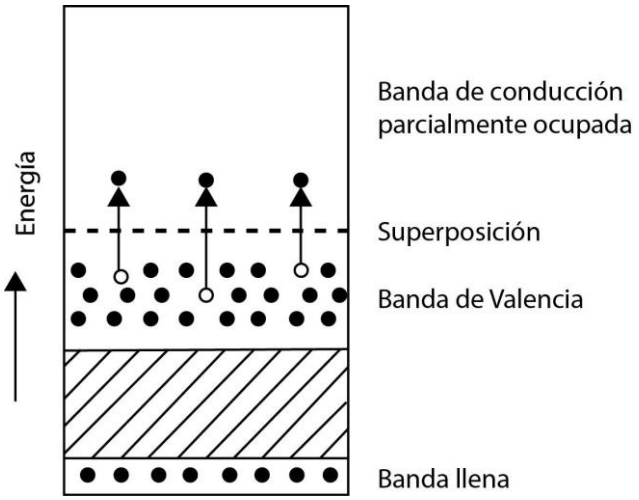


Figura. Material conductor. La banda de Valencia se superposiciona con la banda de conducción facilitando el paso de electrones. Fuente: Kalogirou, S. (2009). Solar energy engineering: processes and systems.

- En lo que respecta a materiales semiconductores, el tema de interés ya que abarcan a las celdas fotovoltaicas, son materiales que poseen sus bandas de valencia parcialmente llena y pequeñas bandas prohibidas, menor a 3eV. Poseen la misma estructura de bandas que un aislante pero la diferencia reside en el tamaño de la banda prohibida. Existen dos tipos de semiconductores, los puros, llamados intrínsecos, y los que están dopados con pequeñas impurezas, llamados excéntricos. En un semiconductor intrínseco los electrones de valencia pueden ser fácilmente estimulados para saltar la pequeña banda prohibida hacia la banda de conducción (Kalogirou, 2009 & Chen, 2011).

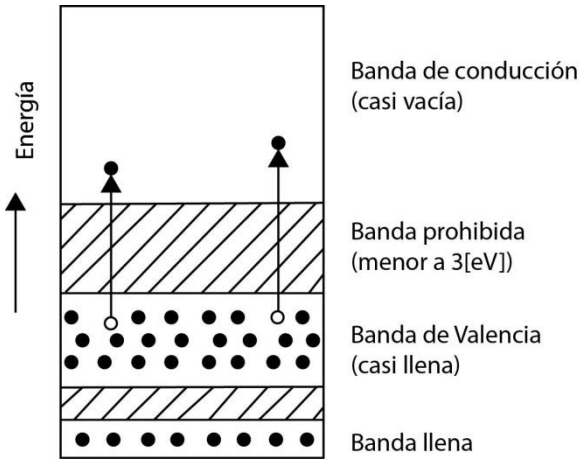


Figura 4. Material semiconductor. La banda prohibida es pequeña por lo que se requiere poca energía para que los electrones pasen de la banda de Valencia a la de conducción. Fuente: Kalogirou, S. (2009). Solar energy engineering: processes and systems.

Por otro lado, cuando un material semiconductor como el silicio es dopado significa que este tiene más electrones en la banda de valencia que el semiconductor en sí, lo que se designa como *semiconductor tipo N*. El semiconductor de tipo N es neutro pero con un exceso de electrones hábiles para la conducción. Esto se logra cuando los átomos de Silicio son remplazados por elementos como el Arsénico (As) o el Antimonio (Sb) y en consecuencia existen electrones que se pueden mover libremente por el cristal. Si estos electrones son retirados los átomos quedaran con carga positiva.

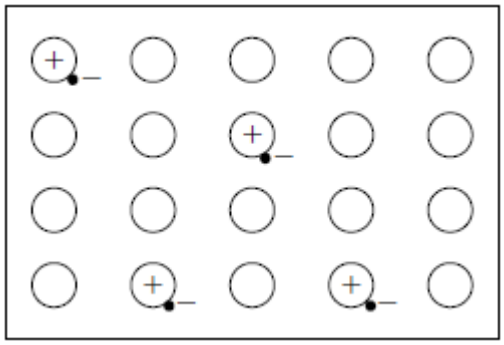


Figura. Estructura de un semiconductor tipo N. Se observan los electrones hábiles para la conducción y el semiconductor con carga neutra. Fuente: Kalogirou, S. (2009). Solar energy engineering: processes and systems.

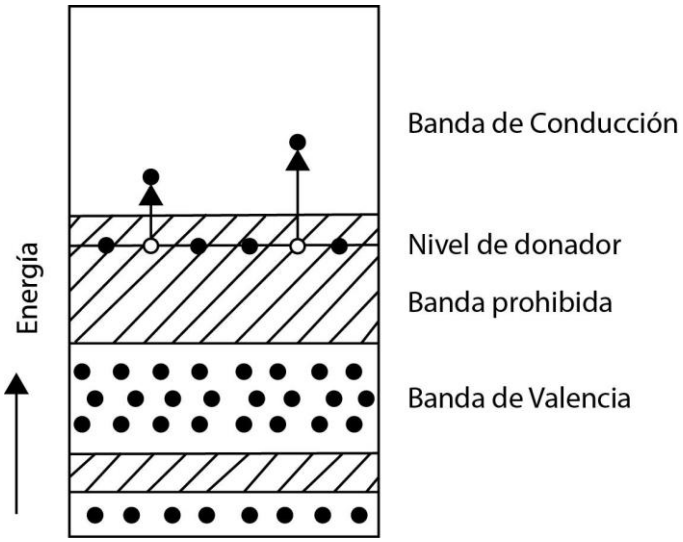


Figura 5. Bandas para un semiconductor tipo N. Los electrones para conducción son donados por las impurezas que se encuentran en el "nivel del donador" dentro de la banda prohibida. Fuente: Kalogirou, S. (2009). Solar energy engineering: processes and systems.

El otro caso es que el material que es dopado tenga menos electrones en la banda de valencia que el semiconductor y es llamado semiconductor tipo P. El semiconductor tipo P es de carga neutra pero cargado positivamente con huecos (electrones faltantes) en su estructura, que pueden acoger electrones. Este tipo de material se puede obtener cuando átomos de Si son remplazados por elementos del grupo 3 de la tabla periódica como el Galio (Ga) y el Indio (In).

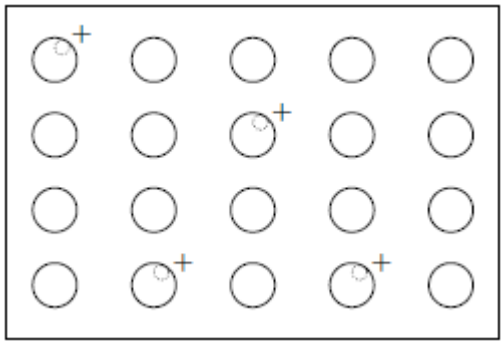


Figura. Estructura de un semiconductor tipo P. Se observan los huecos hábiles para recibir un electrón y el semiconductor con carga neutra. Fuente: Kalogirou, S. (2009). Solar energy engineering: processes and systems.

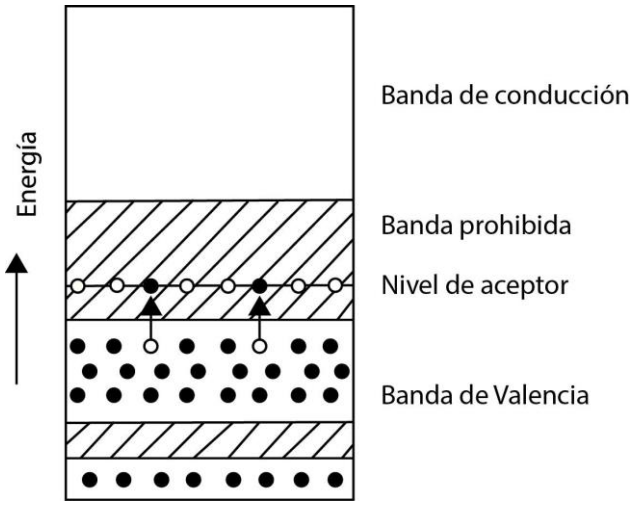


Figura. Diagrama de bandas en un semiconductor tipo P. Se observa que las impurezas reciben electrones adicionales en el "nivel de aceptor" que está dentro de la banda prohibida. Fuente: Kalogirou, S. (2009). Solar energy engineering: processes and systems.

Algo interesante sucede cuando se junta un semiconductor del tipo N con un semiconductor del tipo P. El exceso de electrones del tipo N salta a llenar los huecos en el tipo P y los huecos del tipo P se difunden en el tipo N dejando la unión del tipo N cargada positivamente y la unión del tipo P negativamente. La carga negativa del lado P restringe el movimiento adicional de electrones del lado N. Sin embargo, el movimiento de electrones desde el lado P se vuelve más fácil producto de la carga positiva en la unión del lado N. En resumen, una unión P-N se comporta como un diodo[47] (Kalogirou, 2009 & Chen, 2011).

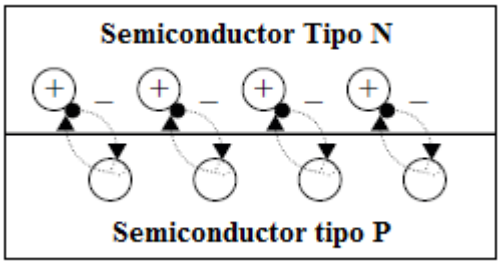


Figura. Diagrama esquemático de una unión P-N. Los electrones de N viajan a P y los huecos de P viajan a N. El proceso de difusión genera que se cargue positivamente la unión N y negativamente la unión P. Este campo eléctrico, restringe el movimiento de más cargas negativas del lado N, pero beneficia el movimiento de los electrones de P a N generando un diodo. Fuente: Kalogirou, S. (2009). Solar energy engineering: processes and systems.

A modo de resumen o conclusión, se puede decir que los paneles fotovoltaicos están compuestos por celdas FV (pequeñas divisiones encargadas de la generación) y actualmente el material más utilizado es el silicio aunque también se pueden manufacturar con otros semiconductores como el arseniuro de galio.

En sí, la generación de corriente se produce gracias a una unión del tipo P-N entre estos dos semiconductores. Cuando un fotón proveniente de la radiación solar entrega la energía suficiente para liberar un electrón de la banda de valencia hacia la de conducción, es decir, que entrega la energía suficiente para superar la banda prohibida. Este fluye desde la región N, impactada por el fotón, hacia la región P solo mientras exista un medio de conducción externo, como pueden ser un sistema de cableado. Recordemos que existe un campo eléctrico en la unión que impide el paso de electrones desde N a P a través de esta pero facilita el movimiento de electrones desde P a N.

[47] Un diodo es un componente electrónico de dos terminales que permite la circulación de corriente eléctrica en un solo sentido.

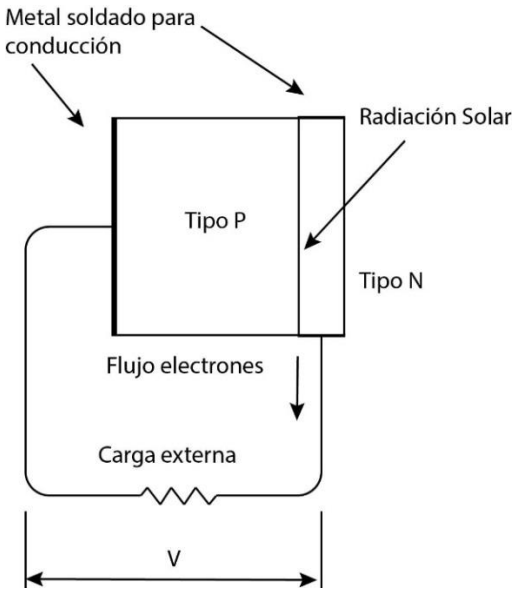


Figura 6. Esquema del funcionamiento de una celda fotovoltaica. Fuente: Kalogirou, S. (2009). Solar energy engineering: processes and systems.

9.11. Anexo J: Net Billing – Informacion Util

El procedimiento de conexión es especificado por el Ministerio de Energía del Gobierno de Chile y puede ser adquirido a través de la página web de esta institución. Esté, involucra los documentos necesarios y requisitos técnicos que se deben cumplir. En conjunto con la siguiente figura, se procede a explicar en qué consiste.

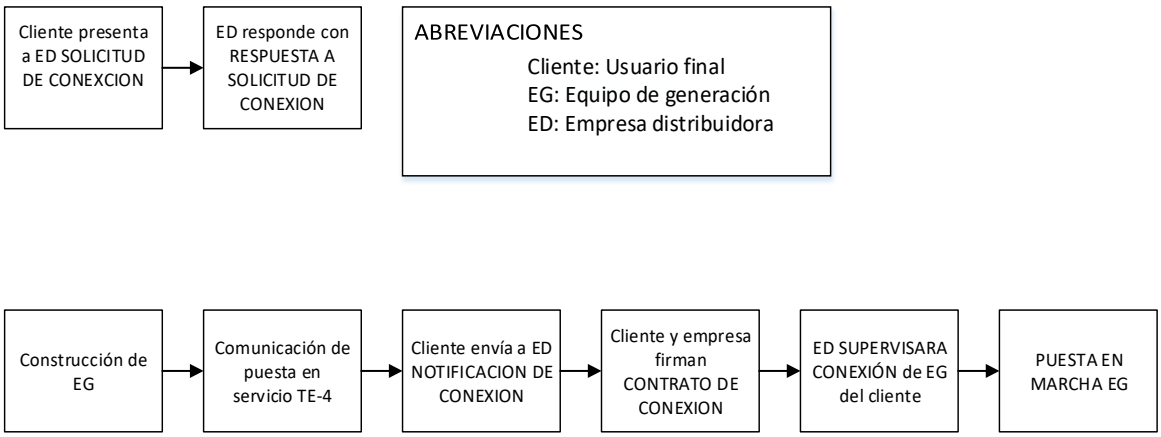


Figura.. Diagrama simplificado del proceso de solicitud de conexión- Ley 20.571.

En un comienzo se debe ingresar a la red de oficinas de la empresa distribuidora y solicitar una Solicitud de Conexión (SC- Formulario 3) en donde se debe indicar información del dueño del inmueble, del solicitante, del lugar de instalación y una breve descripción del equipo de generación[48].

Para el adecuado diseño e instalación del equipo de generación el interesado podrá solicitar a la empresa distribuidora información técnica de sus instalaciones, la que en todo caso deberá siempre encontrarse a disposición de los clientes en el formulario 1 (Información de conexión).

A un plazo máximo de 20 días, la empresa distribuidora deberá presentar la Respuesta a Solicitud de Conexión (Formulario 2), documento en el cual se informa de las condiciones que se deben cumplir para conectarse y que no pueden en ningún caso ir más allá de lo expresado por la ley. Específicamente el formulario 2 indicara:

(I) La ubicación geográfica del punto de conexión de acuerdo al número de usuario del cliente.

[48] Adicionalmente se deberá entregar una cantidad de antecedentes especificados en la página del Ministerio de Energía.

(II) La propiedad y la capacidad el empalme asociado al cliente.

(III) La capacidad instalada permitida que el usuario puede conectar sin necesidad de efectuar mejoras a la red de distribución.

(IV) De requerirse obras adicionales, el detalle y valorización de las mejoras a la red de distribución o empalme asociado.

(V) El modelo de contrato de conexión que deberá firmarse.

(VI) La valorización de los eventuales costos asociados a las actividades necesarias para efectuar la conexión del equipamiento de generación a la red de distribución.

Una vez recibido el formulario 2 el cliente debe indicar su conformidad sobre la respuesta. En caso de no encontrarse de acuerdo con lo indicado por la empresa distribuidora el cliente puede formular reclamos ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). En caso de estar de acuerdo se procede a instalar el equipo de generación para lo cual se cuenta con un periodo de 6 meses.

Es de suma importancia destacar que la instalación solo puede ser realizada por un instalador autorizado al igual que la inscripción de puesta en servicio ante el SEC mediante la Comunicación de Puesta en Servicio de Generadoras Residenciales TE-4.

Por último, y una vez listo, se procede a notificar a la empresa distribuidora mediante la Notificación de Conexión (Formulario 5), con lo que se continuara en el plazo de 5 días desde la recepción de la NC a la firma de contrato y posterior conexión. Se estima que un proceso en el que no se requiere modificaciones de la red de distribución se puede concluir en un periodo de 4 a 8 meses (Ministerio de Energía, 2015).

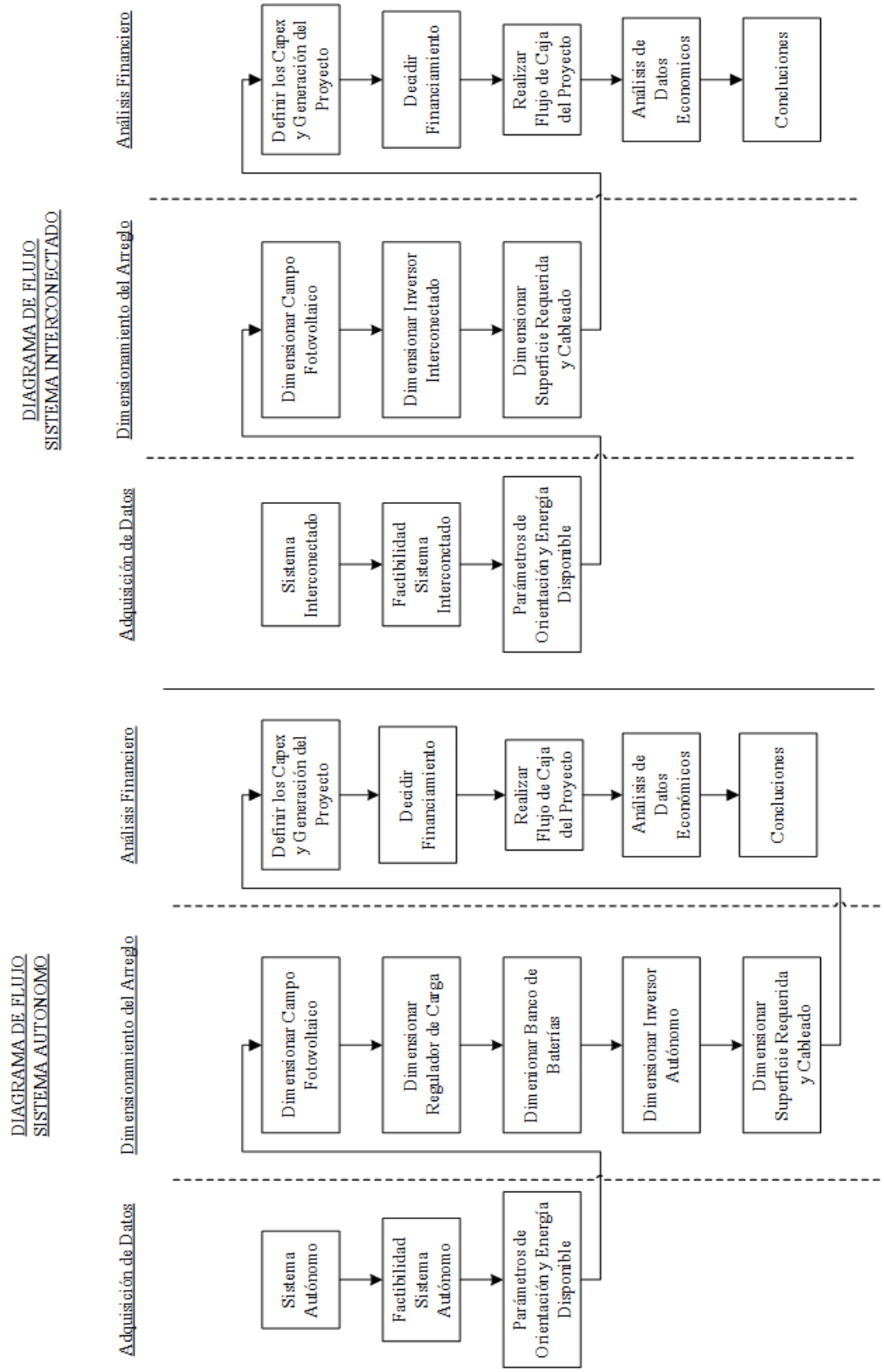
En otro orden de cosas, es relevante mencionar respecto al Net Billing que los equipos eléctricos que son acogidos por la ley 20.731 son únicamente los aprobados por la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SER), siendo estos paneles fotovoltaicos e inversores. Además, aunque el sistema de generación pueda ser diseñado por el cliente o un agente externo, el proceso de instalación solo puede ser realizado por un instalador eléctrico autorizado por el SEC con el fin de evitar el peligro para personas, la propiedad y los artefactos conectados a la red, los que deberán realizar una declaración de puesta en servicio.

Por otro lado, es importante indicar que un arrendatario no puede solicitar una Solicitud de Conexión, esto se debe principalmente a que la ley acoge solo a los clientes finales, que son aquellos usuarios que acrediten dominio sobre el inmueble. En caso de ser un cliente final que realizo el proceso de conexión, la empresa distribuidora cuantificara bajo su responsabilidad los excedentes con un medidor unidireccional que puede significar un costo adicional para el cliente. En la mayoría de los casos, será necesario un cambio de medidor. Los excedentes de energía eléctrica serán valorizados al precio nudo[49] de la energía que las empresas distribuidoras traspasan mensualmente a sus clientes finales sometidos a regulación de precios y descuentos asociados a factores como transmisión y acondicionamiento. Es decir, el precio por kilowatt hora es aproximadamente el 48% del precio de venta.

Para finalizar, respecto al pago de los excedentes, estos, no consisten en un método directo, dicho de otra manera, las inyecciones de energía son valorizadas y descontadas de la facturación del consumo del mes correspondiente. En caso de existir un remante estos son descontados del mes siguiente siendo reajustadas según el IPC, en caso contrario, que los remanentes no alcancen a ser descontados en el periodo señalado por el contrato, estos, deberán ser pagados por la empresa distribuidora al usuario final de la forma que se haya estipulado [50] (Ministerio de Energía, 2015).

[49] Precio Nudo: Corresponde a los precios de energía base y energía de potencia en punta que se fijan semestralmente (abril y octubre de cada año) a través de la Comisión Nacional de Energía (CNE)
[50] Mayor información puede ser encontrada en la página del Ministerio de Energía, sección preguntas frecuentes.

9.12. Anexo K: Diagrama de Flujo para el Dimensionamiento Fotovoltaico



9.13. Anexo L: Compendio de Formulas

Nombre	Formula	Referencia
Irradiancia	$I\left[\frac{W}{m^2}\right]=\frac{P_{inc}}{A}$	Cap. 1-p.7 Ec.(1)
Altura Solar Medio Día	$H[°]=90-\emptyset-\delta$	Cap. 2-p. 16 Ec.(2)
Inclinación Módulo	$\beta=\emptyset\pm 10°/15°$	Cap. 4-p.24 Ec.(3)
Rad. Diaria Disponible	$G_{RD}[Wh/m^2]=\sum_{h=6}^{h=18} I\left[\frac{W}{m^2}\right]\times T[h]$	Cap. 4-p.26 Ec.(4)
Rad. Global Anual	$G_{RA}\left[\frac{Wh}{m^2}\right]=\sum_{m=1}^{m=12} G_{RM}\left[\frac{Wh}{m^2}\right]$	Cap.4-p.27 Ec.(5)
Rad. Global Mensual en función al Factor de Radiación	$G_{RM}\left[\frac{Wh}{m^2}\right]=F_R\times H_{RM}\left[\frac{Wh}{m^2}\right]$	Cap.4-p.28 Ec.(6)
Consumo Interconectado	$E_C=C_{AC}\times {\eta_{IN}}^{-1}$	Cap.4-p.32 Ec.(7)
Eficiencia Panel FV	$\eta_M[\%]=\frac{P_M[W]}{I\left[\frac{W}{m^2}\right]\times A_M[m^2]}$	Cap.4-p.34 Ec.(8)
Energía Modular	$E_M[Wh]=P_M[W]\times T[h]$	Cap.4-p.34 Ec.(9)
Perdida de Potencia (Temp.)	$P_T[W]=PTC\left[\frac{\%}{K}\right]\times(T_M[K]-T_N[K])\times P_M[W]$	Cap.4-pag.36 Ec.(10a)
Perdida Energética (Temp.)	$E_T[Wh]=P_T[W]\times T[h\ ]$	Cap.4-pag.36 Ec.(10b)
Potencia Efectiva	$P_E[W]=P_M[W]-P_T\ [W]$	Cap.4-pag.36 Ec.(11a)
Energía Efectiva	$E_E[Wh]=E_M[Wh]-E_T[Wh]$	Cap.4-pag.36 Ec.(11b)
Balance Térmico Módulo FV	$\Delta T[°C]=T_M[°C]-T_A[°C]=\frac{I\left[\frac{W}{m^2}\right]}{U\left[\frac{W}{m^2}\Delta T\right]}$	Cap.4-pag.37 Ec.(12)
Factor de Perdida Térmica	$U\left[\frac{W}{m^2}\Delta T\right]=U_C\left[\frac{W}{m^2}\Delta T\right]+U_V\left[\frac{W}{m^2}\Delta T\frac{s}{m}\right]\times V_V\left[\frac{m}{s}\right]$	Cap.4-pag.37 Ec.(13)

Nombre	Formula	Referencia
Voltaje Arreglo FV Serie	$V' = V_1 + V_2 + \cdots + V_N$	Cap.4-pag.38 Ec.(14a)
Corriente Arreglo FV Serie	$I' = I_1 = I_2 = \cdots = I_N$	Cap.4-pag.38 Ec.(14b)
Voltaje Arreglo FV Paralelo	$V' = V_1 = V_2 = \cdots = V_N$	Cap.4-pag.38 Ec.(15a)
Corriente Arreglo FV Paralelo	$I' = I_1 + I_2 + \cdots + I_N$	Cap.4-pag.38 Ec.(15b)
Potencia Inversor Interconectado	$P_{IN} = P'_E \times \eta_{IN}$	Cap.4-pag.41 Ec.(16)
Consumo Autónomo	$E_C[Wh] = (C_{DC}[Wh] + C_{AC}[Wh] \times \eta_{IN}{}^{-1}) \times (1 + k)$	Cap.4-pag.41 Ec.(17)
Capacidad de Carga Requerida Banco de Baterías	$C_C[Ah] = N \times k_B \times \frac{E_C[Wh]}{V_{BB}[V] \times DOD[\%]}$	Cap.4-pag.46 Ec.(18)
Corriente del Banco de Baterías	$I_{BB}[A] = \frac{C_U[Ah]}{T_D[h]}$	Cap.4-pag.48 Ec.(19)
Energía Inversor Autónomo	$E_{IN}[Wh] = \frac{E'_E \times \eta_{IN}}{(1 + k)}$	Cap.4-pag.52 Ec.(20)
Superficie Requerida	$S_M[m^2] = N \times A_M$	Cap.4-pag.53 Ec.(21)
Distancia Mínima entre filas	$D_{min}[m] = \frac{h}{\tan(H)}$	Cap.4-pag.54 Ec.(22)
Altura Proyectada Vertical Módulo FV	$h[m] = L \times sen\ (\beta)$	Cap.4-pag.54 Ec.(23)
Distancia Mínima Corregida	$D^*_{min}[m] = D_{min} \times \cos(\psi)$	Cap.4-pag.55 Ec.(24)
Distancia Mínima Superficies Inclinadas	$D_{\min}[m] = \frac{h}{\tan(H + i)}$	Cap.4-pag.55 Ec.(25)
Altura Proyectada Vertical Módulo Superficie Inclinada	$h[m] = L \times sen(\beta - i)$	Cap.4-pag.55 Ec.(26)
Grosor Cableado Eléctrico	$S[mm^2] = \frac{\rho \times 2L \times I}{0.01V}$	Cap.4-pag.56 Ec.(27)

Nombre	Formula	Referencia
Beneficio Generación Arreglo Interconectado	$\Pi\,[CLP] = Pi \times \eta_A \times \left\{\sum E_{NC} + \frac{(30-DH)}{30}\sum E_C\right\} + P_{MO} \times \eta_A \times \left\{\frac{DH}{30}\sum E_C\right\}$	Cap.5-pag.60 Ec.(28)
Beneficio Generación Arreglo Autónomo	$CLP[Anual] = P_{MO}\left[\frac{\$}{kWh}\right] \times \sum \eta_A^* \times E_C[kWh]$	Cap.5-pag.62 Ec.(29)
Valor Actual Neto	$VAN = \sum_{t=1}^{n} VP(F_t) - Inversion\ Inicial$	Cap.5-pag.64 Ec.(30)
Valor Presente	$VP = \frac{F_t}{(1+i)^t}$	Cap.5-pag.64 Ec.(31)
Costos Generación	$Costo\ Total\ [CLP] = I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{A_t}{(1+i)^t}$	Cap.5-pag.65 Ec.(32)
Costo Nivelado de Energía	$LCOE\left[\frac{\$}{kWh}\right] = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+i)^t}}$	Cap.5-pag.66 Ec.(33)
Beneficio vs Energía Inyectada	$\Pi = P_I \times E_I + P_{MO} \times E_{AC}$	Cap.5-pag.69 Ec.(34a)
Beneficio vs Energía Autoconsumida	$\Pi = P_{MO} \times (0.48E_I + E_{AC})$	Cap.5-pag.69 Ec.(34b)