



**LA RIOJA**

**CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES**

**INFORME ASESORAMIENTO**

**PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN PARQUE DE**

**GRAN ESCALA Y**

**MODELO PARA ALIMENTACIÓN DE BOMBEO DE**

**POZOS PARA RIEGOS**

**A PARTIR DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA**

Referencia:	2019_001PTS_GLR
Preparado:	Pablo Topczylo Florenia Arcieri
Fecha:	Noviembre 2019

## INDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>OBJETIVOS GENERALES</b>	<b>9</b>
2.1	Parte A – Parque fotovoltaico	9
2.2	Parte B – Modelos fotovoltaicos para bombeo	10
<b>3</b>	<b>GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA</b>	<b>11</b>
3.1	Energía Solar Fovoltaica	11
3.2	Definiciones	11
3.3	Componentes	13
3.3.1	Módulo (Panel o Placa) Fovoltaico	14
3.3.2	Cajas de Agrupamiento	21
3.3.3	Inversores	22
3.3.4	Estructura Soporte	24
3.4	Consideraciones Preliminares del Generador Fovoltaico	26
3.4.1	Diseño Preliminar	26
3.4.2	Número de módulos en serie	27
3.4.3	Configuración de la estructura	28
3.4.4	Relación Potencia DC y Potencia AC	29
3.4.5	Resumen de la configuración	33
3.5	Simulación de Generación de Energía	33
3.5.1	Locación	33
3.5.2	Datos meteorológicos	37
3.5.3	Evaluación de datos	57
3.5.4	Metodología de cálculo de energía	58
3.5.5	Resultados de Generación	66
3.6	Evolución de costos	67
3.6.1	Equipos principales	68
3.6.2	Instalación	70
3.6.3	Operación y Mantenimiento	73
<b>4</b>	<b>PARQUE FOTOVOLTAICO</b>	<b>75</b>
4.1	A.1 – Relevamiento Inicial	75

4.2	A.2 – Análisis de Antecedentes .....	77
4.3	A.3 - Diseño y Simulación del Parque Fotovoltaico Conectado a Red .....	78
4.3.1	Generalidades.....	78
4.3.2	Descripción general del Proyecto.....	78
4.3.3	Equipos .....	80
4.3.4	Sistemas del Parque .....	85
4.3.5	Configuración del Parque.....	89
4.3.6	Simulación de generación de energía Parque Fotovoltaico Conectado a Red. 100	
4.4	A.4 - Análisis del costo de generación de energía .....	102
4.4.1	Generalidades.....	102
4.5	A.5 - Estudio de la factibilidad económico-financiera.....	108
4.5.1	Generalidades.....	108
4.5.2	Evaluación económica-financiera a nivel proyecto .....	110
4.5.3	Evaluación económica-financiera del proyecto con financiamiento (apalancado) .....	113
4.6	A.6 - Estudio de mercado de energía .....	117
4.6.1	Generalidades.....	117
4.7	A.7 – Análisis de las alternativas de organización .....	123
4.7.1	Rondas RenovAr .....	123
4.7.2	Mercado a Término (MATER) .....	125
4.8	A.8 Comunicación de resultados .....	127
5	SISTEMA DE BOMBEO.....	129
5.1	B.1 – Relevamiento Inicial .....	129
5.2	B.2 – Análisis de Antecedentes .....	131
5.3	B.3 - Diseño de los Modelos Promedio .....	136
5.3.1	Generalidades.....	136
5.3.2	Descripción general del Proyecto.....	138
5.4	B.4 - Simulación de producción de energía .....	141
5.4.1	Producción de energía zona Capital.....	141
5.4.2	Producción de energía zona Bañados de los Pantanos, Dpto. Arauco .	146

5.4.3	Producción de energía zona Valle Antinaco - Los Colorados, Dpto. Chilecito .....	149
5.5	B.5 - Propuesta de tecnología y equipamiento más conveniente .....	151
5.5.1	Equipos .....	151
5.5.2	Sistemas de la Instalación .....	156
5.5.3	Configuración de la instalación .....	159
5.6	B.6 - Costo de inversión .....	161
5.6.1	Generalidades .....	161
5.6.2	Evaluación de costos .....	161
5.7	B.7 Conclusiones y análisis de alternativas técnico-económicas .....	165
5.8	B.8 Comunicación de los resultados .....	168
6	CLÁUSULA DE CONFIDENCIALIDAD .....	169
7	ANEXOS .....	170



## 1 INTRODUCCIÓN

El incremento de tarifas eléctricas ha impactado directamente en toda la sociedad argentina, causando grandes inconvenientes que afectan especialmente al sector productivo, tanto en el primario Agrícola como en el industrial.

En la provincia de La Rioja, en la mayoría de las empresas ubicadas en el Parque Industrial de La Rioja (PILR), la variable energía eléctrica, constituye los rubros más importantes en su estructura de costos, por lo que, para aumentar la competitividad en sus productos, las empresas deberían disminuir sus costos en estos rubros o buscar alternativas válidas para mejorar su estructura de costos.

Las condiciones actuales, tanto en Argentina como en el mundo, presentan una excelente oportunidad para el desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica mediante el uso de energías renovables que podrían mejorar el perfil de costos de las empresas.

Particularmente, en Argentina, en la actualidad se encuentran vigentes normativas Nacionales que regulan la generación a partir de Fuentes Renovables tales como la ley 27.191 que reemplaza a la “Ley 26190 Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación”, reglamentada mediante el Decreto 531/2016, a través de los cuales se fijó el objetivo de alcanzar el 8% del consumo de la energía eléctrica mediante fuentes de energías renovables al 31 de diciembre de 2017, hasta alcanzar de forma gradual el veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre de 2025.

En el Artículo 9 de la Ley se estableció que los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW) deberán cumplir efectiva e individualmente con los objetivos indicados en el artículo precedente. A tales efectos, podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diferentes fuentes renovables de generación a fin de cumplir con lo prescripto en este artículo, y que la compra podrá efectuarse a un generador; a través de una distribuidora que adquiera la energía a un generador; a un comercializador; o comprarla directamente a CAMMESA.

En agosto de 2017, el Gobierno Nacional publicó la Resolución 281-E/2017 “Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables”, por la que se regula los parámetros a través de los cuales se regirá el cumplimiento de la

obligación impuesta por el artículo 9 de la Ley 27.191 de los sujetos que opten por cumplir con la obligación por: a) contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables; b) por autogeneración o por cogeneración de fuentes renovables; c) por participación en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por la compañía CAMMESA.

Los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW), están obligados a abastecer un porcentaje de su energía mediante fuentes renovables, pero en el caso de mantenerse dentro de la compra conjunta, no serán multados por no cumplir con el 8% de su consumo eléctrico proveniente de fuentes renovables, ya que Cammesa es quien tiene la obligación de proveerles la cantidad de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables en función de la disponibilidad existente en el país, la que actualmente está en el orden del 2,75%.

En este contexto, el Gobierno de la Provincia de La Rioja, a través del Ministerio de Planeamiento e Industria ha decidido contribuir al cumplimiento del objetivo fijado por el Gobierno Nacional, y de igual manera, atender las demandas efectuadas por Empresarios radicados en el territorio Provincial, en especial en el Parque Industrial de la ciudad Capital, que requieren de acciones que conduzcan a dar soluciones a la situación de crisis que se les han presentado debido al aumento de las tarifas eléctricas.

Consideran y ven oportuno que una de las salidas más conveniente sería mediante el desarrollo, construcción, operación y mantenimiento de un Parque Solar Fotovoltaico de Generación de Energía Eléctrica para autoconsumo y comercialización de la energía a terceros. Esta posibilidad de la Construcción del Parque Fotovoltaico se enmarca en la Resolución 281-E/2017 “Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables”, y en especial en los incisos a) contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, y b) por autogeneración o por cogeneración de fuentes renovables.

Dentro de las normas que reglamentan la ley 27.191, a través del Decreto 476/2019, el gobierno Nacional habilitó a empresas públicas a negociar contratos de compraventa de energía entre un generador y un comprador, generalmente por un largo plazo de tiempo conocidos como PPA (Power Purchase Agreement).

Según el Decreto 476/2019, las empresas públicas nacionales y provinciales puedan acceder a contratos de compra-venta de energía renovable con la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista, celebrando Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con sociedades estatales -sean del Estado Nacional, Provincial o de la Ciudad de Buenos Aires- o con sociedades vehículo de exclusiva propiedad de aquéllas, únicamente y siempre que sean titulares de los proyectos de inversión

Por otra parte, en diciembre de 2017 a través del Decreto 1075 se ha promulgado el proyecto reglamentario de la ley 27.424 de Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública sancionada en noviembre del mismo año, que permitirá a los usuarios generar energía renovable para consumo propio con posibilidad de inyectar los excedentes a la red pública

El 1 de noviembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto Reglamentario 986/2018 de la Ley 27.424 de Régimen de Fomento de la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica y su modificatoria que reglamenta las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución para su autoconsumo y eventual inyección de excedentes a la red, así como la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección.

Con fecha 13 de diciembre de 2018, la Provincia de La Rioja adhirió a la Ley Nacional 27.424 mediante la sanción de la Ley Provincial 10.150 donde se declara de interés provincial a la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, con destino autoconsumo y a la inyección de eventuales excedentes de energía eléctrica a la red de distribución.

Como gran parte de la agricultura de la provincia, principalmente la olivicultura, se desarrolla en base a riego con aguas extraídas mediante el uso de bombas de gran porte de pozos profundos, el gran consumo energético de estas bombas provoca un desajuste muy significativo en la matriz de costos de las empresas, sacando a muchos emprendimientos de competitividad y dejando a otros tantos al borde de la quiebra.

Para ello, y a efectos de dar respuesta a las demandas de productores/empresarios del sector agrícola, se hace necesario elaborar modelos promedios de generación fotovoltaica destinado al abastecimiento eléctrico de

bombas de gran porte de pozos profundos a modo de colaborar con una herramienta que permita a los productores realizar un análisis de las posibilidades del uso de esta tecnología para reducir costos de producción.

Dentro del rubro de generación de energía, las condiciones internacionales actuales, y el contexto legal local, hacen que los costos de construcción y mantenimiento de plantas de generación de energía mediante fuentes renovables, especialmente la solar fotovoltaica, esté dentro de valores que hacen muy competitivo el precio de venta de la energía eléctrica generada mediante fuentes renovables frente a otro tipo de fuentes de generación.

Además, el avance tecnológico en los componentes necesarios para la instalación de un sistema de generación eléctrica fotovoltaica, así como el crecimiento internacional en el patentamiento de nuevos equipos necesarios para este tipo de generación, hace que los costos de instalación de instalaciones de generación mediante el uso de fuente solar fotovoltaica, haga posible y viable los proyectos, por lo que se analizará la instalación de fuentes de generación local mediante el uso de esta fuente de energía.

El desarrollo del informe se enfocará en detallar los puntos donde se deberá poner particular atención al momento de seleccionar la solución más conveniente para la producción de energía, mediante la instalación de un parque de generación solar fotovoltaico e instalaciones individuales para la alimentación del sistema de bombeo de agua subterránea de productores agrícolas.

## 2 OBJETIVOS GENERALES

El presente informe comprende dos estudios relacionados con el uso de energía solar fotovoltaica para reducción de costos en los sectores industrial y agrícola.

Por un lado, se realizará un estudio para determinar los posibles puntos de conexión de un parque solar fotovoltaico para la generación de energía destinada al PILR, así como realizar el anteproyecto y análisis de la viabilidad técnico-económica del mismo.

El segundo comprende un análisis de instalaciones de generación solar fotovoltaica para el abastecimiento de energía a bombas de gran porte en pozos profundos, con el diseño básico de un anteproyecto general para una instalación tipo

### 2.1 Parte A – Parque fotovoltaico

El objetivo general es obtener información altamente calificada que permita diseñar y decidir sobre la conveniencia de la construcción de un Parque Fotovoltaico para el Parque Industrial de La Rioja.

Se obtendrá un reporte de la factibilidad técnico-económica del proyecto; los posibles puntos de conexión y potencia máxima a conectar en cada punto de interconexión con el SADI; diseño básico de un parque solar fotovoltaico para la generación de energía eléctrica con la descripción técnica apta para un proceso licitatorio; descripción técnica del equipamiento del parque y del funcionamiento de las instalaciones durante el periodo de operación con la estimación de generación de energía.

Los objetivos particulares son:

- Identificar posibles ubicaciones y puntos de conexión del parque a la red pública.
- Diseño básico del PFV.
- Simulación de producción de energía.
- Estimar los costos de instalación.
- Estimar el valor de la energía generada.
- Estimar precios para los próximos 25 años de distintas fuentes convencionales o no, que puedan competir con la energía generada por el parque.

- Analizar la viabilidad técnica económica del proyecto.
- Detectar y evaluar posibles fuentes de financiamiento, teniendo en cuenta los beneficios previstos en la Ley 27.191
- Proponer alternativas de financiamiento y de organización.

El área de estudio será la zona del Parque Industrial de La Rioja y sus inmediaciones, específicamente los predios donde se evalúe la instalación del parque fotovoltaico y los puntos de conexión a la red eléctrica pública.

## **2.2 Parte B – Modelos fotovoltaicos para bombeo**

El objetivo general consiste en elaborar modelos promedios de generación fotovoltaica destinados al abastecimiento eléctrico de bombas de gran porte para extracción de agua de pozos profundos.

Se obtendrá un reporte de la factibilidad técnico-económica del proyecto; diseño básico de una instalación solar fotovoltaica para la generación de energía eléctrica; descripción técnica del equipamiento y del funcionamiento de las instalaciones.

Los objetivos particulares son:

- Elaboración de modelos promedios de generación fotovoltaica para los valles productivos Antinaco - Los Colorados, Bañados de los Pantanos - Aimogasta y de Capital.
- Disponer del cálculo, dimensionamiento y diseño de estos modelos.
- Contar con simulaciones de la producción de energía.
- Seleccionar la tecnología y equipamiento más conveniente.
- Estimar costos de inversión.
- Concluir acerca de las posibilidades y conveniencia de uso.

El área de estudio serán los valles productivos de:

- Valle Antinaco - Los Colorados, Dpto. Chilecito
- Zona de Bañados de los Pantanos, Dpto. Arauco
- Zonas productivas aledañas a la Ciudad Capital de La Rioja, Dpto. Capital

### 3 GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

#### 3.1 Energía Solar Fotovoltaica

La energía fotovoltaica proviene de la energía generada por el sol que es una estrella mediana que órbita alrededor de la vía láctea y lleva a cabo una reacción nuclear de fusión mediante la cual se unen átomos de Hidrógeno y los transforma en átomos de Helio (Figura 1). Se calcula que el sol convierte 4 millones de toneladas de Hidrógeno en 3 toneladas de Helio cada segundo. El millón de toneladas restante se transforma en energía.

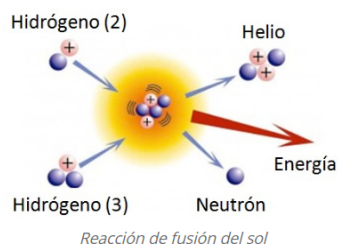


Figura 1 – Reacción de fusión del sol

Esta energía, formada por partículas llamadas fotones, escapa del sol, viaja hacia la tierra, y es la que nombramos energía solar.

Esta energía solar que nosotros sentimos como luz y calor, las plantas la absorben para realizar la fotosíntesis, los animales como los reptiles la usan para calentar su sangre y ciertos minerales y/o elementos químicos cambian en presencia de la energía solar. Estos cambios químicos, producidos mayormente en metales y semiconductores, hicieron darse cuenta al físico francés Edmond Becquerel, en 1839, que la energía solar se podía transformar parcialmente en electricidad, lo se denominó el efecto fotoeléctrico.

El efecto fotoeléctrico se produce cuando los fotones de luz, presentes en la energía solar, indican sobre los átomos aportándoles energía hasta el punto que se liberan de ellos los electrones. En principio, todos los átomos son susceptibles a este fenómeno, pero solo en unos pocos elementos este efecto es apreciable. Con estos elementos se fabrica lo que se conoce como “celda fotovoltaica”.

#### 3.2 Definiciones

Radiación: energía electromagnética emitida, transferida o recibida (W/m<sup>2</sup>)

Radiación Solar Directa: proviene directamente del sol

Radiación Solar Difusa: proviene de procesos dispersos acción de la atmósfera y la superficie terrestre

Radiación Solar Global: suma de directa + difusa + reflejada (Figura 2)

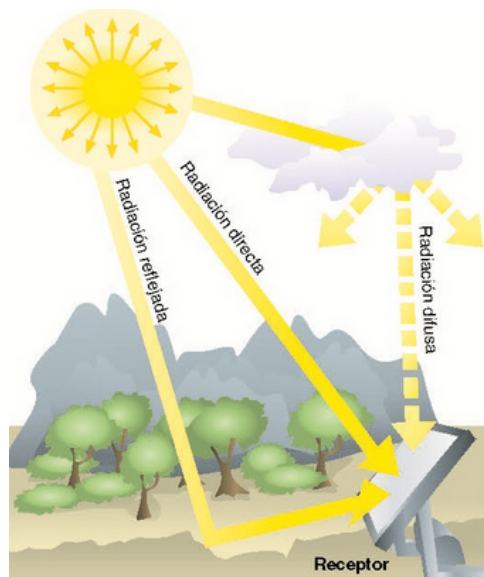


Figura 2 - Radiación

Irradiancia: energía solar incidente por unidad de área ( $\text{Wh/m}^2$  o  $\text{J/m}^2$ )

Irradiancia Solar Horizontal: término usado para referirse a la energía recibida por un plano horizontal

Irradiancia Solar Normal: término usado para referirse a la energía recibida por un plano normal

Irradiancia Solar Difusa: término usado para referirse a la energía recibida por acción dispersa

Corriente Eléctrica-I: flujo de portadores de carga eléctrica (A)

Tensión Eléctrica-V: Diferencia de potencial eléctrico (V)

Frecuencia - f: número de repeticiones por segundo (Hz)

Corriente Alterna (CA): en la que las cargas eléctricas cambian el sentido del movimiento de manera periódica

Corriente Continua (CC): el movimiento de las cargas siempre es en el mismo sentido

Potencia - P: Capacidad para generar energía ( $\text{W}$ ) =  $I \times V$



Energía Eléctrica - E: movimiento de cargas eléctricas por materiales conductores (Wh o J)

Potencia Pico - Pp: Máx. potencia del módulo FV (Wp)

Heliofanía: cantidad de horas de sol

Pr (Performance ratio): relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de la instalación (%)

Disponibilidad: % de equipos de la instalación en condiciones de generar energía

Rendimiento: eficiencia con la que un módulo solar convierte la energía solar en energía eléctrica.

CEM: condiciones standard de medida

STC: condiciones de test standard

MPPT: Punto de Máxima potencia (Maximum Power Point Tracker)

SCADA: sistema de supervisión, control y adquisición de datos (Supervisory Control And Data Acquisition)

BOS (Balance of System): elementos e instalaciones complementarias al generador fotovoltaico

SOTR (Sistema de operación en tiempo real): sistema de transmisión de datos y recepción de órdenes conectado al Centro de Control de CAMMESA

SMEC (Sistema de medición comercial): sistema de medición de energía compuesto por medidores de energía y sistema de compensación de acuerdo a Los Procedimientos de CAMMESA

### **3.3 Componentes**

Una instalación de generación solar fotovoltaica está conformada por la unión de varios componentes necesarios para la transformación de la energía solar en energía eléctrica.

Dentro de estos dispositivos, están los que conforman el generador fotovoltaico:

- Módulo Fotovoltaico
- Cajas de agrupamiento
- Inversores

- Estructura soporte de módulos FV

Además de los dispositivos que componen el generador fotovoltaico, y dependiendo del uso que se le dé al generador, se deberán instalar dispositivos adicionales para adaptar y transportar la energía, los necesarios para la protección y control de las instalaciones, y las instalaciones adicionales como ser caminos, sala de control, línea de evacuación, etc; elementos que componen el BOS.

Algunos de los elementos son:

- Celdas de protección
- Transformadores de potencia
- Cables
- Sistema de control y monitorización.
- Central meteorológica

### **3.3.1 Módulo (Panel o Placa) Fotovoltaico**

Los módulos fotovoltaicos son dispositivos individuales que captan la energía que proporciona el sol convirtiéndola en electricidad. Están formados por celdas solares hechas de materiales semiconductores como el silicio (cristalino y amorfo) que transforman la luz (fotones) en energía eléctrica (electrones) en corriente continua.

Actualmente, en la industria fotovoltaica, encontramos módulos de diferentes tecnologías, como ser los policristalino, monocristalinos o capa fina.

Si bien el silicio sigue siendo el elemento fotosensible predominante (gracias a su capacidad de producir mayor electricidad que otros componentes) los módulos varían en eficiencia, aplicabilidad y vertiente estética

La primera celda solar para producir electricidad fue hecha por Charles Fritts en 1883. Estaba hecha de selenio con una capa fina de oro. Aparte de su baja eficiencia, alrededor del 1%, el elevado costo de estas placas hizo inviable su utilización para producir electricidad de una forma significativa.

En 1946, el ingeniero estadounidense Russell Ohl, patentó las celdas solares modernas constituidas por células de silicio semiconductor con uniones p-n. Y por fin, en 1954 los inventores Daryl Chapin, Calvin Souther Fuller y Gerald Pearson, en los laboratorios Bell, pusieron en práctica los experimentos de Russel Ohl y construyeron la primera celda solar, como los que tenemos hoy en día. Estas celdas solares llegaron a una eficiencia del 5% en la década de 1960

Actualmente, el material más utilizado para fabricar celdas solares es el silicio cristalino. Las placas solares están hechas, básicamente, de dos tipos de silicio unidos en finas capas. Estas uniones se denominan uniones p-n, donde el tipo de silicio p tiene una deficiencia de electrones y el tipo n tiene un exceso. Cuando la luz del sol incide en la unión, provoca el movimiento de electrones de un tipo a otro, generando electricidad. En la actualidad, las celdas de uso comercial llegan a tener una eficiencia entre el 12 y el 25%

Para producir energía, las células fotovoltaicas necesitan establecer un campo eléctrico que se produce cuando las cargas positivas/negativas se separan. Para obtener este campo y formar la juntura PN, los fabricantes "contaminan" el silicio con otros materiales, dando a cada capa de las uniones una carga eléctrica positiva o negativa.

Específicamente, añaden fósforo (u otro material con características similares), en la capa superior de silicio, lo que agrega electrones adicionales, con una carga negativa, a esa capa. Mientras tanto, la capa inferior recibe una dosis de boro, lo que resulta en menos electrones o una carga positiva. Todo esto se suma a un campo eléctrico en la unión entre las capas de silicona. Luego, cuando un fotón de luz solar libera un electrón, el campo eléctrico expulsará ese electrón de la unión.

Las placas conductoras de metal en los lados de la célula recogen los electrones y los transfieren a los cables. En ese punto, los electrones pueden fluir como cualquier otra fuente de electricidad (Figura 3).

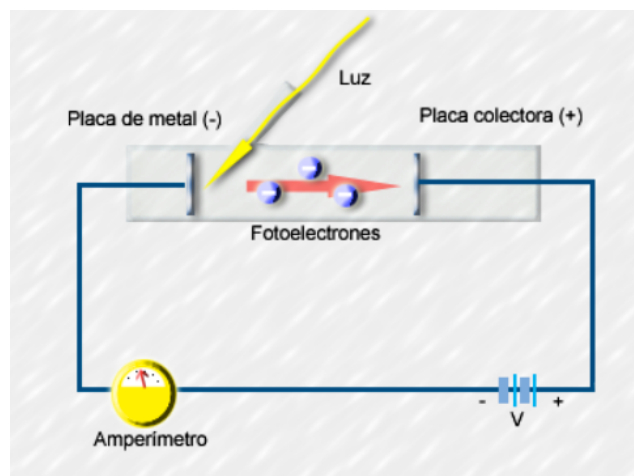


Figura 3 – Circulación de corriente

Dentro de los módulos cristalinos, dependiendo de la pureza de los cristales de silicio, tenemos celdas monocristalinas y policristalinas:

Las celdas de los módulos monocristalinos se fabrican en cilindros largos, de una sola pieza, y se cortan en láminas delgadas. Si bien este proceso consume mucha energía y utiliza más materiales, produce las celdas de mayor eficiencia. Los módulos hechos de células de un solo cristal pueden tener eficiencias de hasta el 25 por ciento en las pruebas de laboratorio. Son de color negro, por lo que absorben más luz solar, tendiendo buena eficiencia incluso en días nublados, pero al ser de color negro absorben más temperatura, lo que puede ser contraproducente. También son algo más caras que las placas policristalinas, debido a que los cristales son más puros.

Las celdas de los módulos policristalinos están hechas de silicio fundido en lingotes o 'ingots' y luego cortado en cuadrados de aproximadamente 6x6 pulgadas. Si bien los costos de producción son más bajos, la eficiencia de las celdas también es más baja. La eficiencia de los módulos está por debajo 20 por ciento. Son de color azulado con apariencia de manchas debido a que los cristales no son uniformes y, aunque no sean tan eficientes como las monocristalinas, al no calentarse tanto, debido a su color, las hace ideales en lugares con mucha luz o radiación solar. Las placas policristalinas son las más comunes y representan alrededor de la mitad del mercado fotovoltaico mundial.

Capa Fina - Thin Film: compuestas por deposición de materiales semiconductores depositadas directamente sobre sustratos de vidrio.

El método PECVD (Deposición Química a partir de la Fase Vapor Asistida por Plasma): se aplica una descarga de radiofrecuencia que descompone un gas. Se parte de gas silano ( $\text{SiH}_4$ ), el que se descompone en forma de plasma y produce un depósito de silicio amorfo hidrogenado sobre un sustrato calentado a una cierta temperatura

Además de módulos de capa fina (thin film solar cells) con silicio (amorfos), se logró una reducción importante de los costos usando otros elementos.

Los más importantes son módulos de cobre, indio y selenio (CIS) o de cobre, indio, galio y selenio (CIGS) y módulos de capa delgada a base de cadmio y telurio (CdTe).

Los módulos solares de Capa Fina -Thin Film– se presentan como una innovación económicamente eficiente y estéticamente atractiva (Figura 4). Sus componentes extremadamente delgados contenidos entre dos láminas de vidrio templado mediante la deposición de una capa fina del material dopado para formar la juntura PN que generará la corriente eléctrica cuando sea irradiado por

fotones, resulta en un producto más liviano, versátil y que se adapta a cualquier tipo de superficie de instalación: concreto, madera, metal, plástico o vidrio

Desde el punto de vista técnico: su capacidad para generar alta tensión, una excelente performance en entornos de altas temperaturas y un menor impacto de las sombras sobre el rendimiento, son algunos de los principales factores que diferencian a los paneles de capa fina de las otras tecnologías.

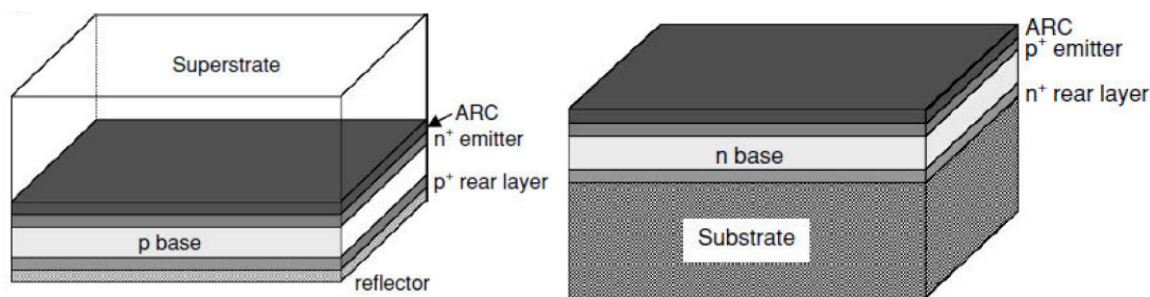


Figura 4 – Juntura módulos capa fina

Aunque con los módulos de capa fina de relativamente poca materia prima se logró reducir el costo de producción, queda cierta inseguridad sobre su durabilidad. Todavía falta suficiente experiencia histórica y junto con algunos problemas de la producción, la calidad deja algunas dudas; mientras las placas cristalinas con vasta experiencia en el uso industrial, son garantizadas de producir 80% de su energía sobre 25 años. Por esta razón, en el presente informe nos centraremos en el uso de este tipo de tecnología.

Los Módulos poli o mono cristalino están compuestos por grupos de celdas fotovoltaicas (Figura 5), dispuestas geométricamente conectadas en serie/paralelo unas con otras, mediante circuitos eléctricos, los que conectan los polos positivos y negativos de las diferentes celdas que componen el módulo.

Los distintos circuitos que componen el módulo son conectados a una caja con diodos de bypass que sirven de protección contra corrientes inversas que podrían dañar las celdas. La salida de esta caja viene dada por 2 cables de polaridad positiva y negativa por donde se evacúa la energía generada por el módulo

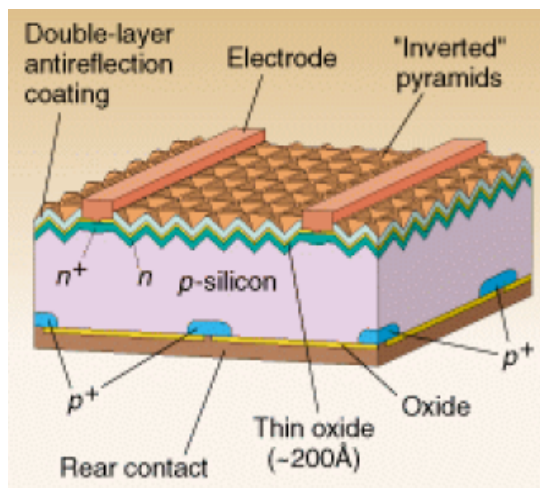


Figura 5 – Diagrama de celda fotovoltaica

La experiencia comprobó una vida útil de más de 30 años sin ningún mantenimiento en este tipo de tecnología, debido a esto, actualmente la mayoría de las empresas garantizan un rendimiento de 80% en 25 años y muchas ya están garantizando el rendimiento por 30 años. La variación del rendimiento garantizado a lo largo del tiempo se debe a que, con el uso las celdas se degradan, y con ello, su capacidad para generar corriente eléctrica disminuye.

Además, como la producción de módulos fotovoltaicos ha alcanzado la madurez en diseño y producción, actualmente los fabricantes ofrecen garantías de materiales que son el complemento perfecto al rendimiento calidad y durabilidad del panel, cubriendo las necesidades de servicio y soporte en el caso de tener fallas. Este tipo de garantía cubre cualquier defecto asociados a la fabricación, durabilidad y condiciones ambientales. La mayoría de los fabricantes ofrecen garantías de 10 a 12 años para materiales y 25 a 30 años para producción (funcionamiento) (Figura 6)

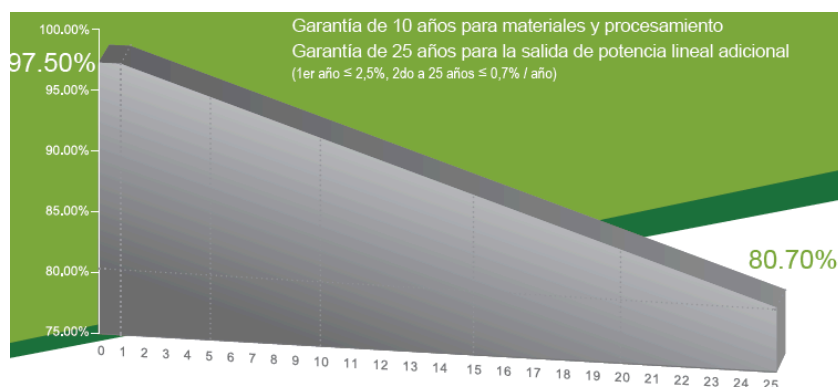


Figura 6 – Garantía de módulos



Además de las celdas y los circuitos eléctricos que las unen, los módulos fotovoltaicos están formados por los siguientes componentes (Figura 7):

- Marco de aluminio, cuya función es proporcionar rigidez mecánica
- Junta: protección frente a agentes atmosféricos (humedad, salinidad, etc)
- Vidrio templado, para protección de las celdas y la capa antirreflejo
- Encapsulado EVA, que da la protección frente a la humedad
- TEDLAR, aislamiento eléctrico y sello contra la humedad
- Caja estanca de conexión con diodos de bypass

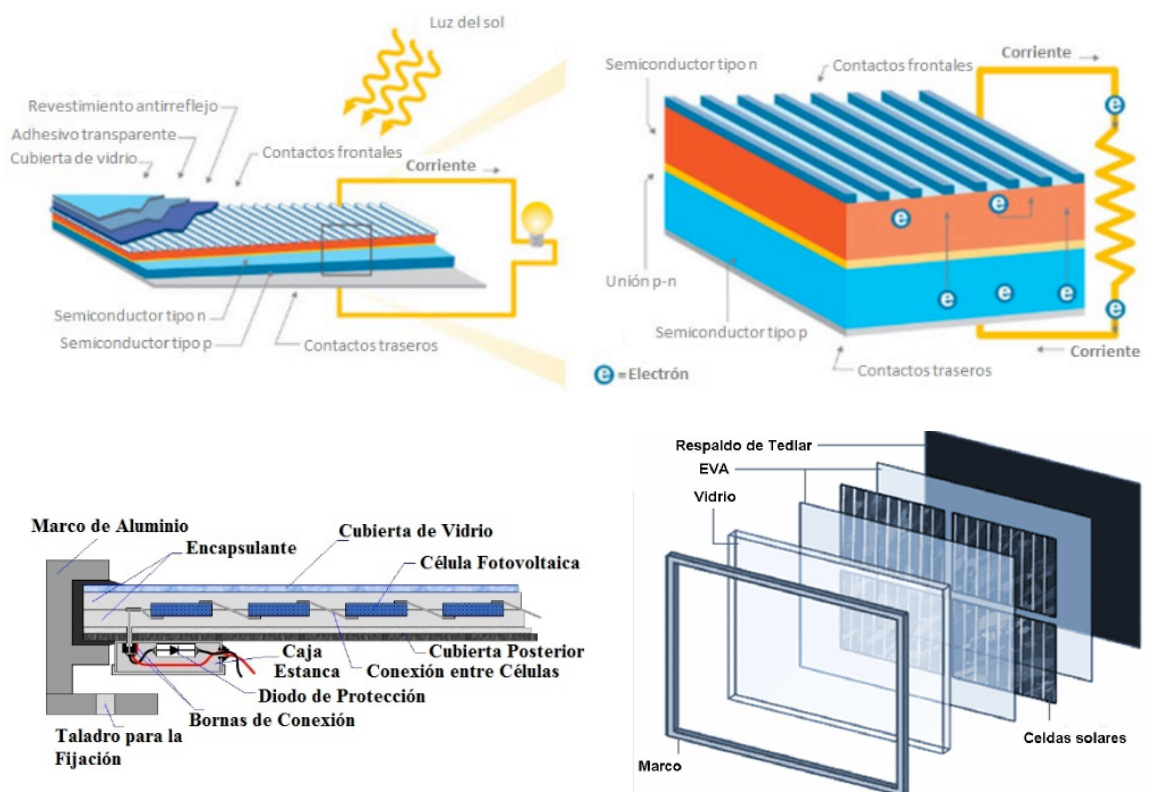
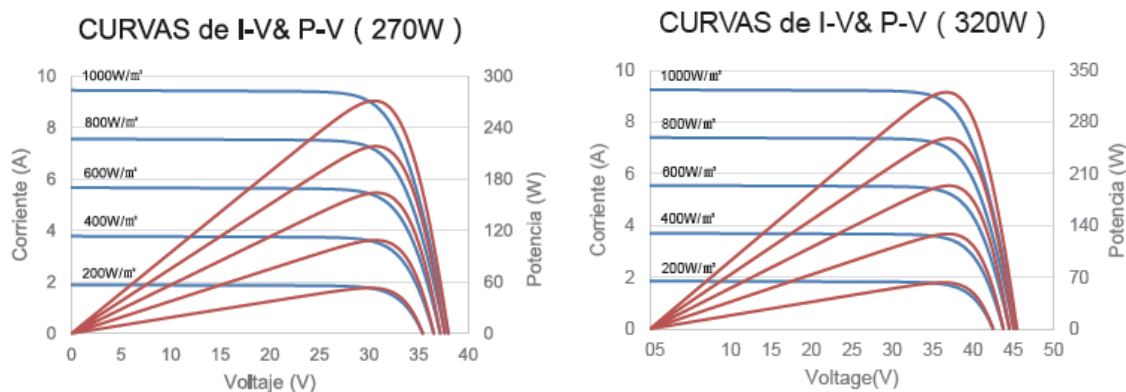


Figura 7 – Conformación de módulos

Los módulos están caracterizados por las curvas de rendimiento, las cuales, en función de la intensidad y la tensión de estos, se identifica el punto de máxima potencia, según condiciones standard de ensayo (STC) a diferentes irradiancias 200/400/600/800/1000 W/m<sup>2</sup> y a 25°C. Es decir, con la variación de la radiación incidente en el módulo, este varía la corriente generada y con ello la potencia de este. La multiplicación de la corriente generada debido a la radiación incidente por la tensión del módulo, se denomina Punto de Máxima Potencia que es un punto de

trabajo en el que la potencia entregada por el panel solar a la carga externa es máxima. (Figura 8)

El número de celdas unidas entre sí en serie y paralelo es el que determina la tensión y la potencia del módulo.



Módulo de 60 celdas – 270Wp

Módulo de 72 celdas – 320Wp

Figura 8 – Curvas I-V

Los módulos más usados en la actualidad para instalaciones domiciliarias e industriales están compuestos por 36, 60 o 72 celdas. (Figura 9)



Figura 9 – Composición de módulos



Una característica que se debe tener en cuenta al momento de seleccionar los módulos es la tensión de aislamiento, que en la actualidad puede ser de 1000V o 1.500 Vcc. Esta tensión determina la cantidad de módulos que puedo conectar en serie para alcanzar la tensión de entrada al inversor (en párrafos posteriores se explicará más detalladamente este punto).

### **3.3.2 Cajas de Agrupamiento**

Son las cajas donde se agrupa la energía generada por los módulos fotovoltaicos. Suelen tener acceso para la conexión de 4 a 32 circuitos compuestos por 2 polos cada uno. Los circuitos se conectan en paralelo en las cajas, dando salida a un único circuito en corriente continua. (Figura 10)

La caja de conexiones debe ser completamente estanca, para asegurar el aislamiento frente a la humedad, el agua y el polvo, que producen una progresiva degradación en los circuitos.

Las cajas llevan fusibles como protecciones colocados en portafusibles, los cuales están destinados a proteger los módulos fotovoltaicos en caso de cortocircuitos. Igualmente, para proteger las instalaciones contra sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, se instalan descargadores conectados a tierra.

Para facilitar las labores de operación y mantenimiento, las cajas llevan un seccionador de corte de carga general para desconectar la salida.

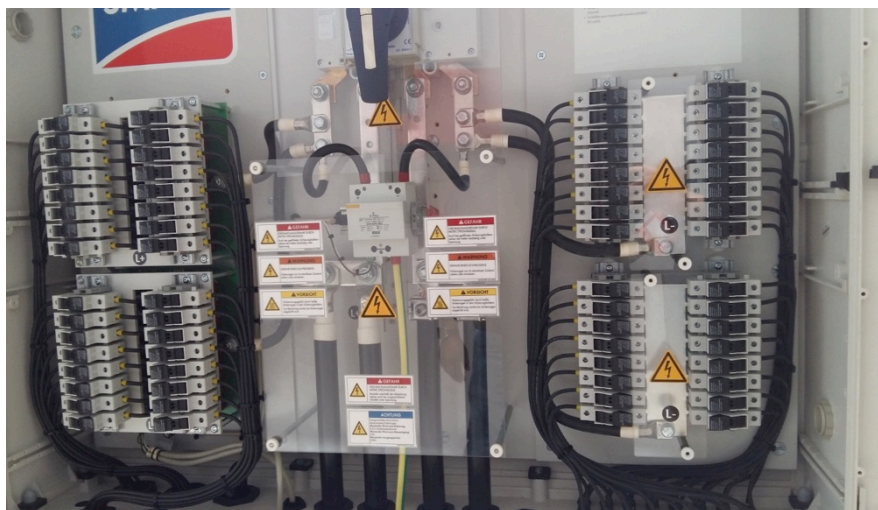


Figura 10 – Caja de agrupamiento

Se denomina caja de monitorización a aquellas que poseen, además de los elementos de las cajas de agrupamiento, un sistema de medición y transmisión de datos de los parámetros de los módulos, como pueden ser: corriente circulante, tensiones, fallas de fusibles, etc.

### 3.3.3 Inversores

El inversor es un dispositivo eléctrico que convierte corriente continua proveniente de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna a una determinada frecuencia, que en el caso de Argentina es 50 Hz. Esto se obtiene mediante un puente de tiristores IGBT, el cual produce pulsos secuenciales en la corriente continua, que dan lugar a una onda tipo senoidal, siendo esta la corriente alterna.

El inversor funciona mediante el seguimiento en cada momento del punto de máxima potencia proveniente de los módulos, de forma que optimiza los valores de entrada de intensidad y tensión en corriente continua.

En el interior del inversor, la corriente continua que ingresa pasa por un interruptor que tiene la función de actuar en caso de fallas de aislamiento controlado por el sistema de vigilancia de aislamiento de tierra del circuito de corriente continua (algunos equipos del mercado actual no poseen este dispositivo, lo que hace que el sistema no sea del todo seguro en el caso que las fallas se produzcan funcionando en un día con baja irradiancia). El inversor también tiene un sistema de protección de corriente alterna, el cual abre el circuito en caso de fallos o fluctuaciones de la línea de salida.

Las principales funciones de los inversores son:

- Conversión de energía: El inversor solar fotovoltaico convierte corriente continua en corriente alterna. Actúa como una pasarela entre corriente continua y corriente alterna. (Figura 11)

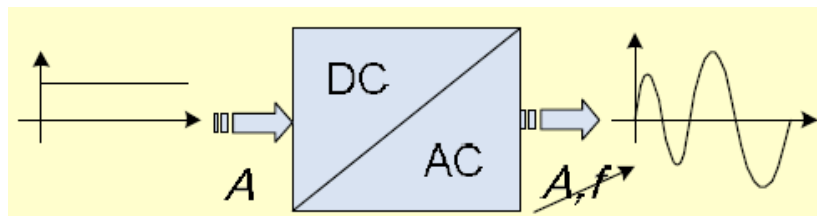


Figura 11 – Conversión DC/AC

- Optimización de energía: Maximiza la generación de energía de los módulos solares. Los controladores de MPPT siempre buscan el balance entre voltaje y corriente en el que los paneles solares operan a su máxima potencia.
- Si utilizamos una curva que grafica el voltaje y la corriente de un panel solar, el punto de máxima potencia se encuentra en el centro o equina de la curva. (Figura 12)

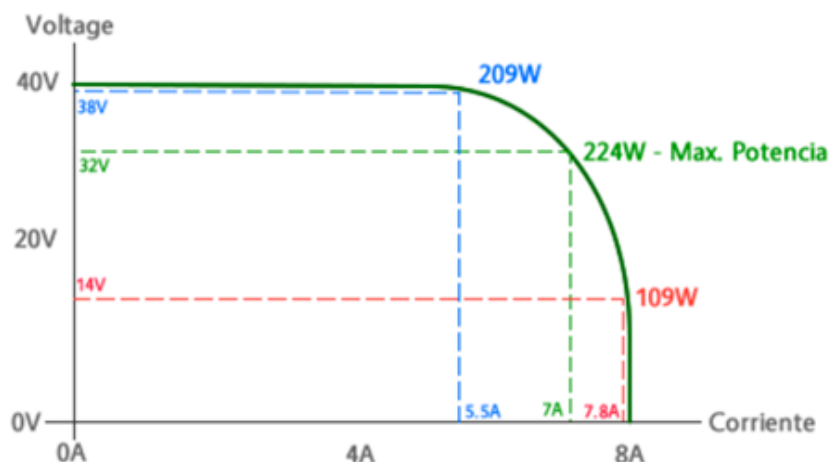


Figura 12 – Producción de Módulo

Un inversor con MPPT se va a asegurar que los paneles solares operen lo más cerca posible de este punto, incrementando por consiguiente la producción del arreglo solar, y por lo tanto, mejorar el rendimiento general de la instalación.

- Seguimiento y protección: Un inversor solar realiza un seguimiento de los rendimientos energéticos del sistema fotovoltaico, de la actividad eléctrica y de las señales cuando surge problema. Esta información se puede ver en el propio dispositivo o desde otra ubicación si se implementa la tecnología de comunicación adecuada (SCADA).
- Operación constante: Una instalación fotovoltaica está diseñada para proporcionar energía a la intemperie y en todas las condiciones climáticas. El inversor fotovoltaico ofrece una operación constante, es decir que no necesita la intervención de un operario para el arranque y parada del dispositivo.

### 3.3.4 Estructura Soporte

Los módulos fotovoltaicos se colocan sobre estructuras, que constituyen el soporte de estos.

En el mercado actual tenemos diferentes tipos de estructuras, las que se diferencian por: el tipo de material con que están fabricadas; fijas o móviles (Figura 13); para montaje de monofilas o multifilas o coplanares; móviles con movimiento a 1 eje o 2 ejes.

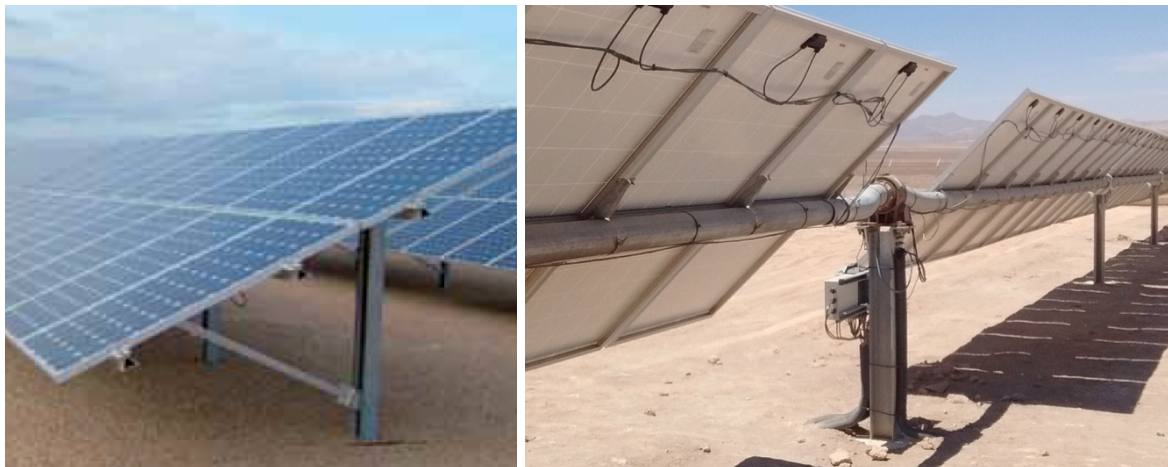


Figura 13 – Estructura soporte

El tipo de estructura a utilizar dependerá del diseño y ubicación del generador fotovoltaico, siendo la ubicación geográfica, el tipo de terreno a instalar, las condiciones climáticas del sitio, y la relación entre la inversión y la generación de energía adicional, las principales características a tener en cuenta al momento de diseñar la estructura soporte.

El lugar donde se vaya a instalar la estructura es el primer factor a tener en cuenta. Esto es debido a que la latitud del terreno es el principal indicador para conocer la inclinación que aplicaremos a dicha estructura en el caso de la estructura fija o fija estacional (tienen 3 puntos de posición fija, una para invierno, otra para verano y la tercera para otoño/primavera).

Esto se debe a que el sol no incide con el mismo ángulo en el ecuador del planeta que en el polo norte, ni incide igual en verano o en otoño. Por ello, debemos calcular cual es la inclinación con la que mayor eficiencia obtendremos en base a nuestros requerimientos, basándonos en las variaciones del ángulo de radiación solar en una zona concreta dependiendo de la estación del año en la que nos encontremos.

Las condiciones climáticas determinan todas las demás características de la estructura. Encontramos:

Velocidad media del viento: Vientos fuertes nos forzarán a aumentar las fijaciones y seguridad del montaje.

Días nublados: El número medio de días nublados nos indicará la cantidad de módulos fotovoltaicos que se tienen que colocar para obtener la potencia requerida por la instalación y con ello las dimensiones de la estructura.

Nieve: En zonas dónde el número medio anual de días de nieve sea considerable, debemos adaptar la estructura para que la nieve no se acumule encima de los módulos y estos no tengan que soportar un peso superior al recomendado y no se vean parcial o totalmente tapados por la nieve, lo que no permite captar eficientemente la radiación solar.

Humedad: La abrasión producida por la humedad nos indica qué tipo de componente utilizar: Acero, metales galvanizados, aluminio, etc.

Para el caso de uso de estructuras móviles, dichas estructuras, se instalan sobre postes, los que pueden estar directamente hincados en el terreno o instalados sobre bases de hormigón. La determinación del tipo de instalación de los postes se definirá luego de realizado el estudio de suelo del sitio.

Si la solución adoptada es una estructura móvil con movimiento a 1 eje, los seguidores solares se instalarán con orientación norte-sur con giro sentido este-oeste. (Figura 14)

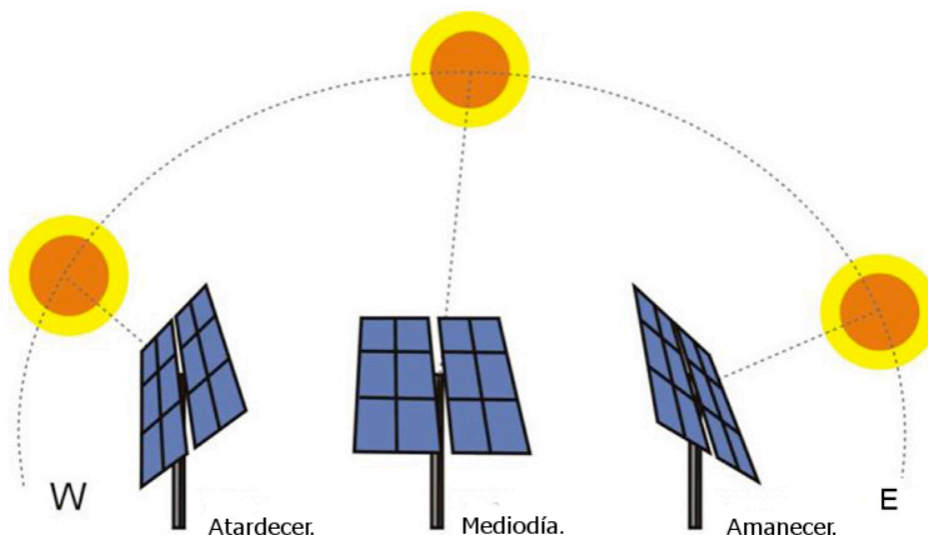


Figura 14 – Posicionamiento estructura móvil

En caso de utilizar estructura fija, esta se colocará orientada hacia el norte. El ángulo de apoyo de los módulos será tal que permita capturar la máxima radiación solar, para poder incrementar la producción de energía anual generada por los módulos fotovoltaicos de acuerdo con las necesidades del usuario.

### **3.4 Consideraciones Preliminares del Generador Fotovoltaico**

#### **3.4.1 Diseño Preliminar**

El generador fotovoltaico entregará energía conectándose a la red y contará con su propio sistema de medición comercial necesario para contabilizar la energía que inyecta.

El generador estará formado por campos solar (CS), compuesto por módulos FV, cajas de agrupamiento, inversores, y transformadores de potencia.

Los módulos fotovoltaicos se conectan en series para formar un “string o serie de módulos”. La salida de cada una de estas series se conecta a una caja de conexiones en el caso de usar inversores centralizados de gran potencia, o directamente a los inversores en el caso de usar del tipo “inversores de string” de baja potencia.

El cableado empleado para dichas conexiones está dimensionado para producir la menor caída de tensión, y son de clase II, quiere decir esto que tiene un doble aislamiento para prevenir los casos en que se produzca un primer defecto.

La energía generada por los paneles conectados en serie que conforman los strings, será transmitida a las cajas donde se agrupa la generación de varios strings.

Desde las cajas, la generación se llevará hasta los inversores, donde se realizará la conversión de CC a CA. Desde la salida de los inversores se conectará al tablero general de baja tensión.

Si es necesario elevar la tensión de salida del inversor para ser adaptada a la tensión del punto de conexión, se deberá instalar un transformador que elevará la tensión de salida de los inversores al valor necesario para poder inyectar la energía a la red del sistema donde se conectará el generador.

La energía que sale del transformador es llevada hasta las celdas de protección y medición de media tensión, desde donde se evacúa la energía generada.

En el caso de que el generador FV esté compuesto por varios CS, los distintos CS pueden conectarse en serie uno con otro y desde el último tender un cable hasta las celdas de protección y medición que se ubican en centro de



maniobras o switchgear. Si el generador FV es de gran potencia, se pueden realizar varias series de CS y desde la salida de cada serie llevar la energía generada hasta las celdas.

En un parque de generación de gran escala, desde el centro de maniobras saldrá una línea hasta la Estación Transformadora desde donde se inyectará la energía a la red. En este caso, el parque deberá contar con un sistema de control y monitorización de la generación instalado en una sala de control donde permanecerán los operadores del parque.

En un generador de baja potencia, la energía generada por los inversores se llevará hasta un tablero general de baja tensión con sus respectivas protecciones, donde estará ubicado el medidor de energía para contabilizar la generación de la instalación.

Según reglamentaciones de Argentina, toda instalación que se encuentre directamente conectada a la red o mediante un transformador elevador, deberá llevar inversores con protección “anti isla”, es decir que, se deberá apagar cuando se produzca un corte de energía. Por lo tanto, el generador fotovoltaico no producirá ni inyectará energía a la red, cuando no tenga tensión de referencia exterior.

### **3.4.2 Número de módulos en serie**

El cálculo del número de módulos que se conecta en serie está determinado por el rango de tensiones de funcionamiento en máxima potencia a la entrada del inversor, teniendo en cuenta la tensión de los módulos en las condiciones extremas de temperatura y radiación. Dentro de estas condiciones extremas, el parque debe funcionar dentro del rango de Punto de Máxima Potencia de Inversor para conseguir optimizar la producción.

Por lo tanto, al conectar los módulos en serie se irán sumando las tensiones de estos hasta entrar en los rangos adecuados de tensión de entrada del inversor. En la actualidad, las tensiones están estandarizadas en 1.000 o 1.500 Vcc, recomendándose esta última para parques de gran escala.

Para calcular el número de módulos de las series, se tiene en cuenta las tensiones de los módulos para la condición de funcionamiento sin carga (Voc), aplicando los factores de corrección por temperatura

En particular, los inversores preparados para funciona a 1.500V, dispone de un rango de Punto de Máxima Potencia que oscila entre los 950V y 1.500V; por lo

que el número de módulos en serie debe permitir que, en condiciones extrema, el sistema se mantenga en un rango de tensiones de funcionamiento.

### **3.4.3 Configuración de la estructura**

Para la configuración de la estructura se tendrá en cuenta:

- Disposición de módulos: tanto en el montaje como para el mantenimiento, los módulos deben ser de fácil acceso
- Reducción de costos: la disposición de módulos deber ser tal que minimice el peso de la estructura, reduciendo el costo de ésta.
- El número total de módulos de cada mesa debe ser múltiplo entero del número de módulos en serie, de forma tal que cada mesa esté formada por 1 o varios strings completos.

Usando estos criterios, y en base a las características del terreno, el destino de la energía y el costo de la estructura, la tendencia actual para la instalación de un parque FV de gran escala conectado a red, es el montaje sobre estructura móvil a 1 eje con el que se obtendría una generación de energía entre un 10 y 20% superior a la que se obtendría en caso de usar estructura fija, con lo que se mejora el repago de la inversión y con ello se consigue un menor precio de venta de la energía.

En el caso de instalaciones de baja potencia para generación FV, se debe tener en cuenta que normalmente estas instalaciones se realizan para reemplazar el consumo de energía de red o generadores diesel, sin desatender el negocio principal de la empresa propietaria.

En base a esta premisa, la estructura que normalmente se utiliza es fija, ya que no requiere mantenimiento de la misma.

Un tema para tener en cuenta en el diseño del generador FV montado sobre estructuras móviles a 1 eje, es la distancia entre ejes de estructuras consecutivas o pitch. El pitch se elige según los siguientes criterios:

- Pérdidas por sombra entre filas. A mayor pitch, menor pérdidas
- El costo de la planta. A mayor pitch, mayor costo de la planta
- Superficie disponible. A mayor pitch, mayor superficie ocupada

Usando estos criterios, y teniendo en cuenta la ubicación geográfica, se propone la configuración con distancia entre filas de 5,5 o 6m para una estructura móvil a 1 eje con sistema de montaje de 1 módulo en posición vertical (1V).

En caso de usar estructuras fijas, el pitch variará entre 4 y 6 metros, dependiendo del sistema de montaje 1V, 2V, 1H o 2 H (1 o 2 módulos en posición vertical u horizontal).



### 3.4.4 Relación Potencia DC y Potencia AC

Para el dimensionamiento de la potencia en corriente alterna a instalar, que está dada por la potencia en inversores, se deben considerar las condiciones reales de funcionamiento del parque solar de forma que se pueda modificar el factor de potencia en  $\pm 0.95$  (relación potencia activa / reactiva), sin necesidad de reducir el rendimiento de la planta y sin necesidad de instalar bancos de condensadores de compensación.

Las condiciones extremas quedan fijadas por las horas de funcionamiento en las que la temperatura es mínima y la radiación máxima. Bajo esta situación de diseño, parque solar alcanzará su máximo valor de producción.

Para la determinación de la potencia pico (suma de la potencia de los módulos), y su relación con la potencia en corriente alterna, se debe tener en cuenta las características de los módulos e inversores, así como la temperatura de la región donde se instalará la planta. En base a estos datos se deberá determinar la relación de potencia del parque, de forma tal que se obtenga la mayor generación de energía a lo largo del año.

El punto clave aquí es la "pérdida de clipping": cuando la energía de CC que alimenta un inversor es más de lo que el inversor puede manejar, la potencia final resultante se "recorta" (la potencia a la salida del inversor es menor que la potencia a la entrada), y se pierde parte de la energía que se podría evacuar.

Las proporciones DC / AC que los inversores actuales pueden soportar, van desde 1.1 a 1.5 (Figura 15)

Sin embargo, los valores de diseño de 1.2 a 1.3 llevan a pérdidas mínimas, pero pueden mejorar la economía del proyecto, especialmente cuando el tamaño del proyecto está limitado por la capacidad de CA.

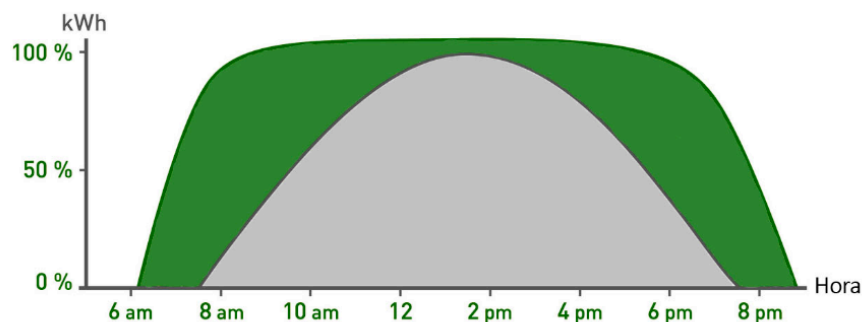


Figura 15 - Comparación entre relación CC/CA 1:1 y 1:1.25

¿Por qué y cómo se recortan los inversores?

Cada inversor tiene una potencia nominal máxima. Esto es importante por la clasificación de los componentes de la electrónica de potencia en el inversor que a menudo se diseñan teniendo en cuenta un rango específico de potencia y voltaje.

Los inversores nunca emitirán más que su potencia de CA nominal máxima. En los momentos en que la potencia de entrada de CC es demasiado alta, el inversor elevará la tensión de funcionamiento de los módulos para extraer la matriz de su punto de máxima potencia y reducir la potencia de CC.

Cuando la potencia fotovoltaica supera la clasificación nominal del inversor, el inversor tiene que desplazar el punto de operación a lo largo de la curva P / V de la matriz, con el fin de obtener la potencia necesaria. Este desplazamiento suele ser hacia voltajes más altos (Figura 16). La pérdida de potencia es ( $P_{mpp} - P_{nom} (dc)$ ) para esta hora.

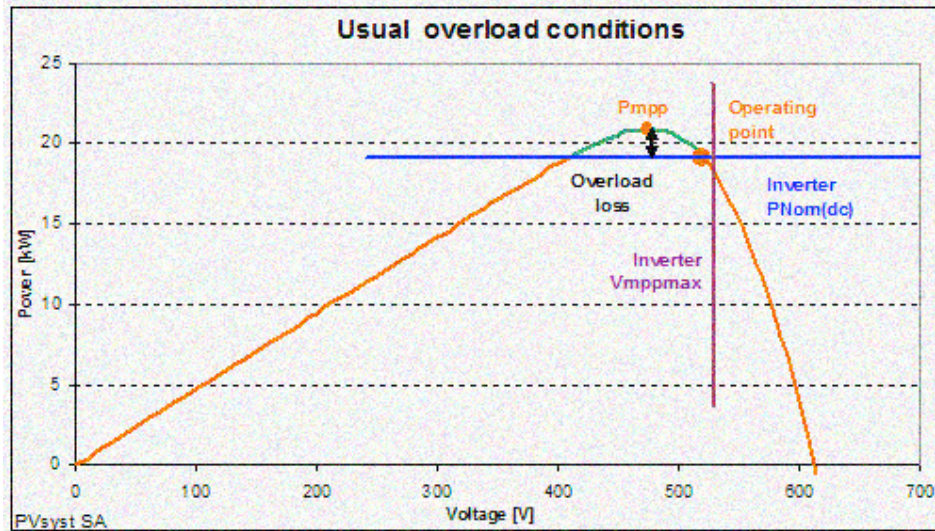


Figura 16 – Sobrecarga DC/AC

Fuente: IRENA

Ahora, si la tensión correspondiente a este  $P_{nom} (dc)$  está sobre el  $V_{mppMax}$  del inversor, no hay ningún punto de operación posible con ambas condiciones [ $P_{nom} (dc)$ ] y [ $V_{nom} (dc) < V_{mppMax}$ ] entonces el inversor no puede llegar a esta condición.

Cuando llegue a esta situación, la solución es disminuir la tensión proveniente de los módulos o el número de módulos fotovoltaicos en serie. (Figura 17)

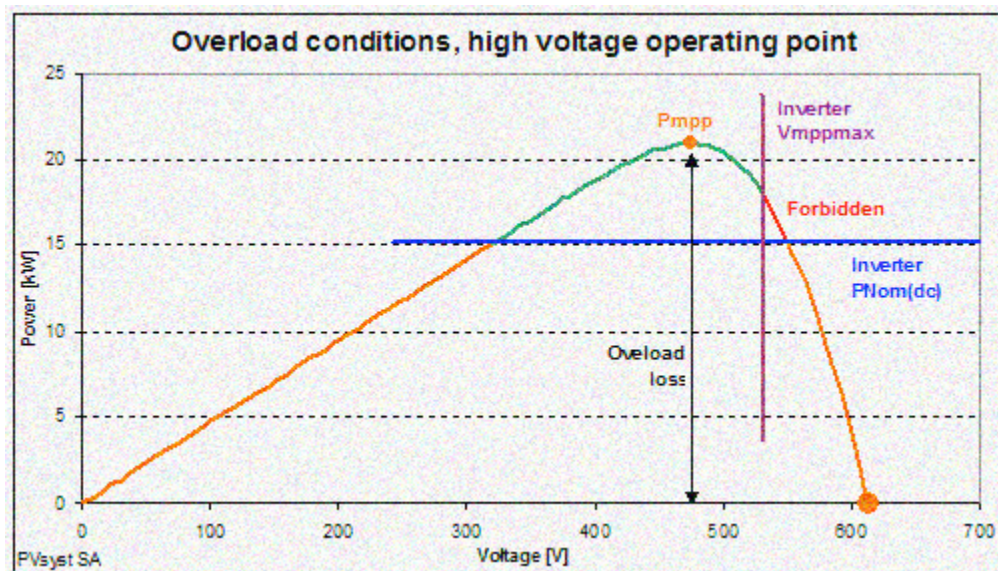


Figura 17 – Sobrecarga DC/AC a VmppMax

Fuente: IRENA

A continuación, se grafican distintos porcentajes de recorte, dependiendo de la relación AC/DC adoptada. (Figura 18 – Figura 19 – Figura 20)

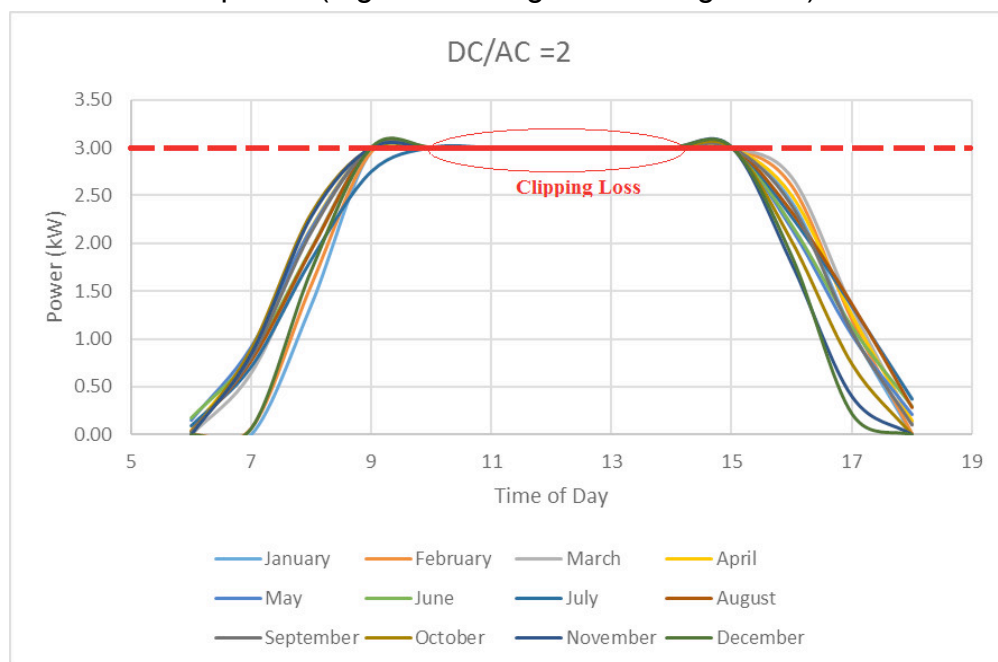


Figura 18 – Clipping DC/AC = 2

Fuente: IRENA

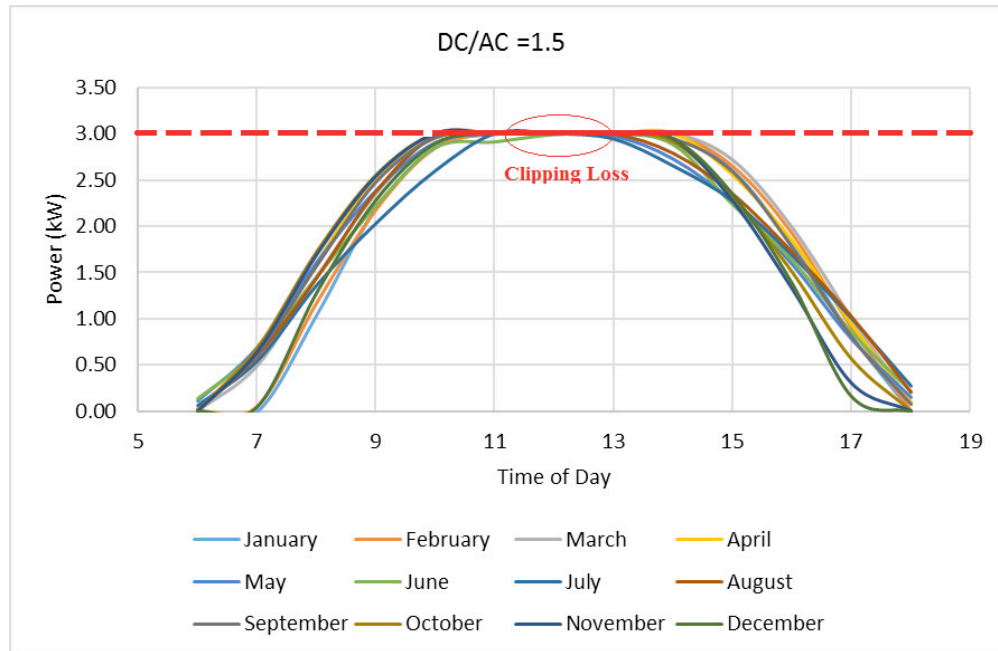


Figura 19 – Clipping DC/AC = 1.5

Fuente: IRENA

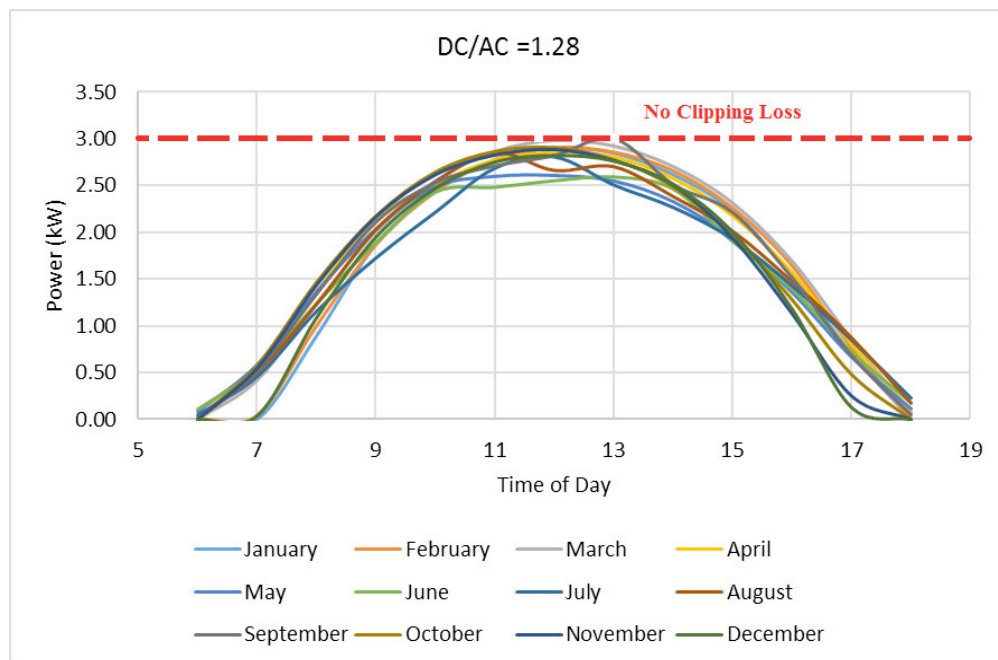


Figura 20 – Clipping DC/AC = 1.28

Fuente: IRENA

### 3.4.5 Resumen de la configuración

La configuración y potencia del generador dependerá de la demanda que se quiera abastecer, y de la capacidad disponible del punto de conexión.

La situación difiere si el generador se diseña para el abastecimiento de una gran potencia distribuida entre distintas demandas, o se diseña para abastecer una demanda puntual de baja potencia, desplazando el consumo directo de la red.

Una vez conocida la potencia DC y la potencia AC, planteamos la configuración eléctrica teniendo en cuenta los siguientes aspectos, que, sin ser obligatorios, mejoran la operación y el mantenimiento del parque solar:

- Todos los inversores tendrán conectados el mismo número de módulos
- Todos los inversores serán configurados de la misma manera
- Todos los cuadros de strings serán idénticos
- Todas las mesas o estructuras estarán completas

## 3.5 Simulación de Generación de Energía

### 3.5.1 Locación

El proyecto solar objetivo del estudio se circunscribe a la provincia de La Rioja, la que posee las siguientes características geológicas. (Figura 21)

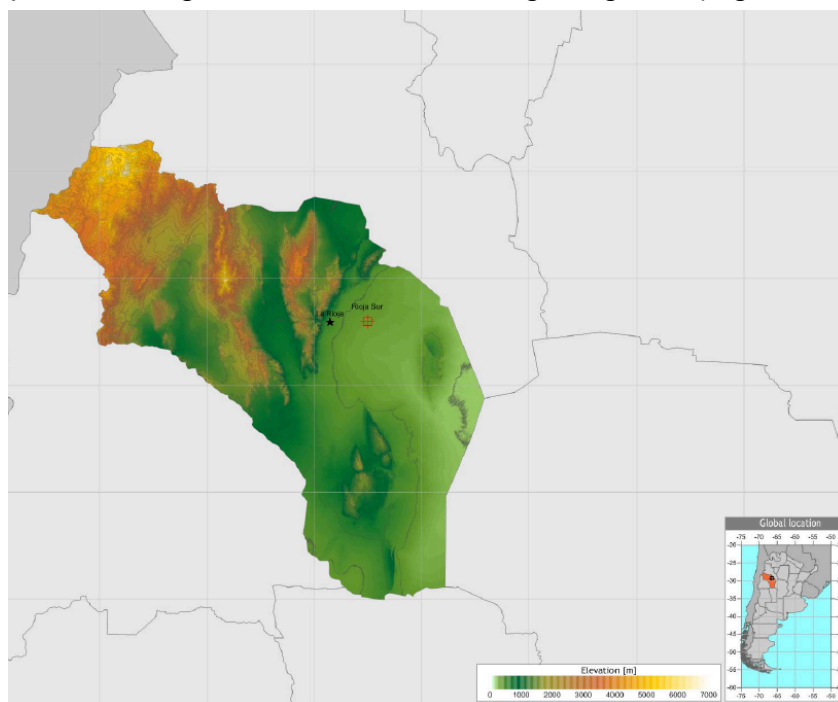


Figura 21 – Características geológicas



Debido a la atenuación, la cantidad de energía solar que realmente llega a la superficie de la tierra es menos del 70% de la energía extraterrestre. Generalmente las zonas de latitud baja, especialmente los climas secos, tienen índices de radiación promedio más altos haciéndolos ideales para la recolección de energía solar.

A continuación, se muestra el camino solar a lo largo de un año, con posibles sombras en el horizonte. (Figura 22)

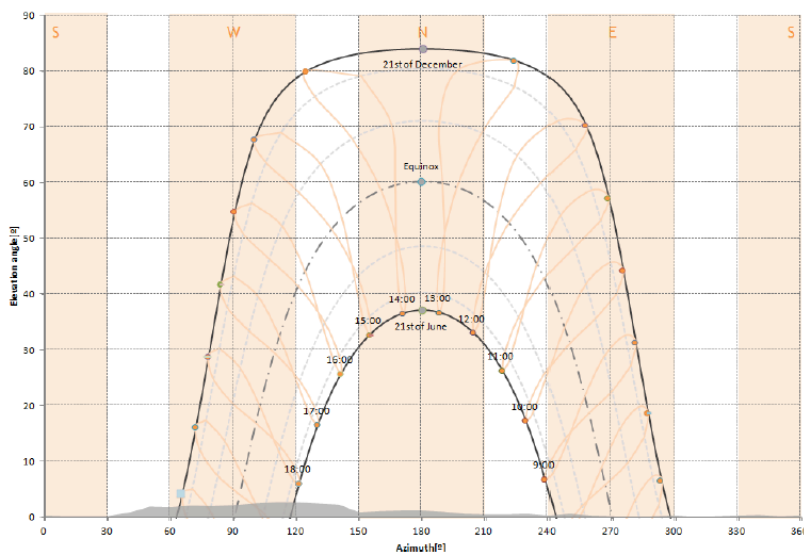


Figura 22 – Camino solar

Como es sabido, la duración de horas de sol varía con la época del año, por lo que el parque tendrá variación de generación estacional, provocada por la variación en la duración de las horas de sol. (Figura 23)

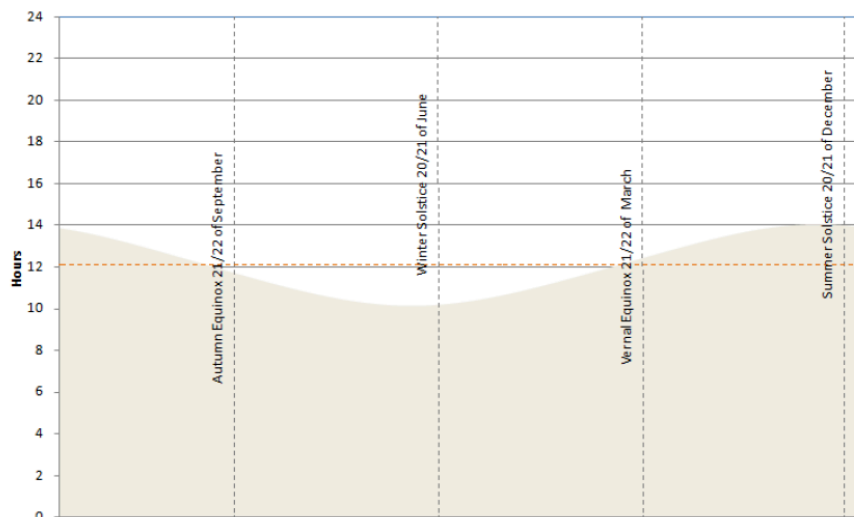


Figura 23 – Horas de sol

Para la elección del sitio donde se podría instalar un parque, se debe tener en cuenta toda el área circundante para minimizar el sombreado y detectar obstáculos naturales, por lo tanto, se puede obtener el perfil de bloqueo del horizonte del sitio.

Aparte del terreno, los obstáculos humanos pueden estar por encima el horizonte y lanzar sombra adicional. Tales obstrucciones se suman al horizonte del terreno Perfil de bloqueo, influyendo en las respectivas pérdidas de energía pronosticadas

Otro tipo de sombreado que se tiene que considerar, es el que se debe a la sombra provocada por paneles adyacentes.

Para minimizar el sombreado entre módulos FV, se deben separar las filas una distancia óptima, que es la distancia entre el borde horizontal de un módulo fotovoltaico y el de la fila detrás de él, o en el caso de estos sistemas de seguimiento la distancia entre los bordes delanteros de las filas consecutivas del panel.

Esta distancia debe establecerse para crear una cantidad mínima de pérdidas debido a los efectos de sombreado, especialmente en el solsticio de invierno, 21 de junio, cuando la altitud del sol está en su punto más bajo.(Figura 24)

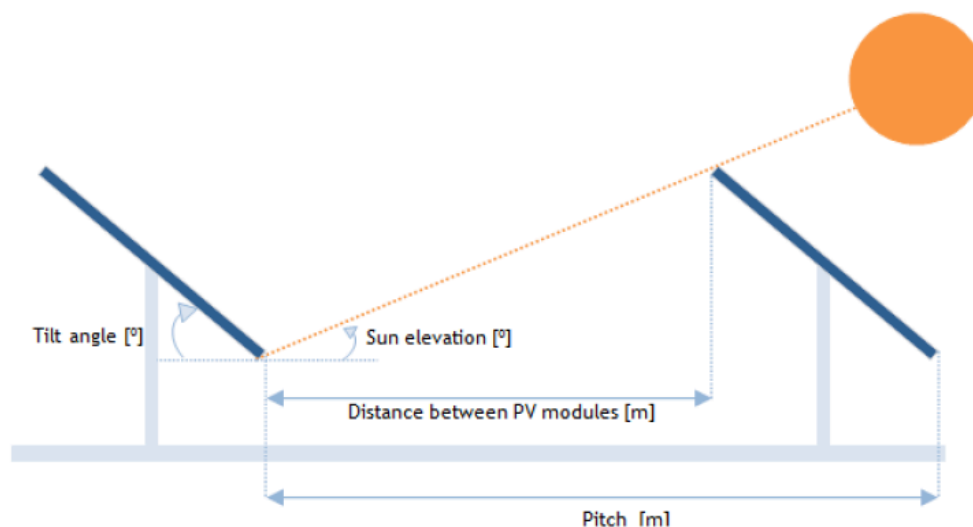


Figura 24 – Sombreado entre módulos

Para definir la utilización de un área específica, se utiliza el factor de ocupación terrestre, que se define por la relación entre el ancho del módulo y el paso entre las filas del seguidor.

Los seguidores son capaces de trabajar juntos, a través de sistemas de movimiento con el fin de mitigar las pérdidas de autosombreado. El sombreado mutuo de los módulos puede deberse a la fila por delante, por lo tanto, los requisitos

de espaciado y las pérdidas de sombreado se pueden minimizar mediante optimización de las distancias entre las filas. Un factor de ocupación terrestre de 100 por ciento de la zona, sin embargo, causaría un sombreado mutuo considerable entre filas de módulos. Por otro lado, aumentar la distancia entre filas también reduce el factor de ocupación terrestre aumentando los metros de cableado y con ello los costos del proyecto.

La siguiente ilustración (Figura 25), presenta la relación entre el espaciado entre filas (pitch), ocupación del suelo (capacidad instalable) y las pérdidas de sombreado a lo largo del diseño de trazado proceso de optimización.

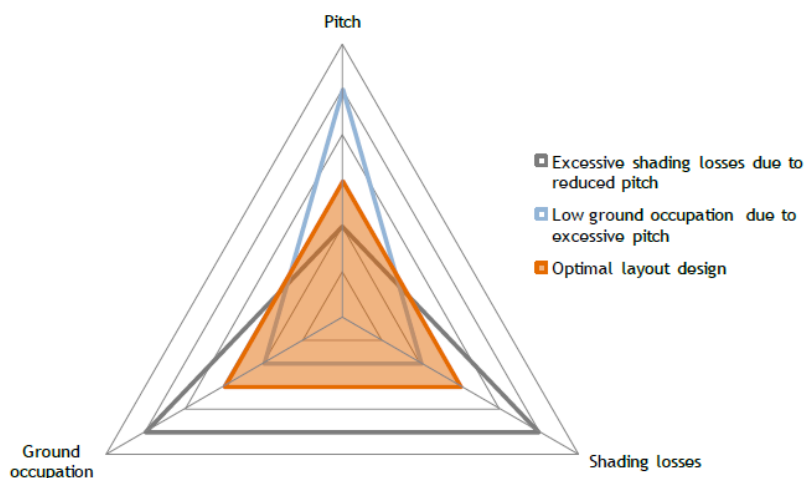


Figura 25 – Relación espaciado/ocupación/sombreado

La radiación solar en la superficie de la tierra es el resultado de una compleja interacción entre la atmósfera y las características del nivel del suelo. La geometría de la tierra y su órbita alrededor del sol causan tal efecto, que se puede ver a escala global. En una escala regional y local, la morfología del terreno es el mayor factor de influencia en la distribución de los recursos solares, especialmente la elevación, la pendiente superficial, el acimut y el sombreado (Figura 26). Además, debido a gases, partículas sólidas y líquidas, turbidez y atenuación atmosférica, se produce una disminución en los índices de radiación locales.



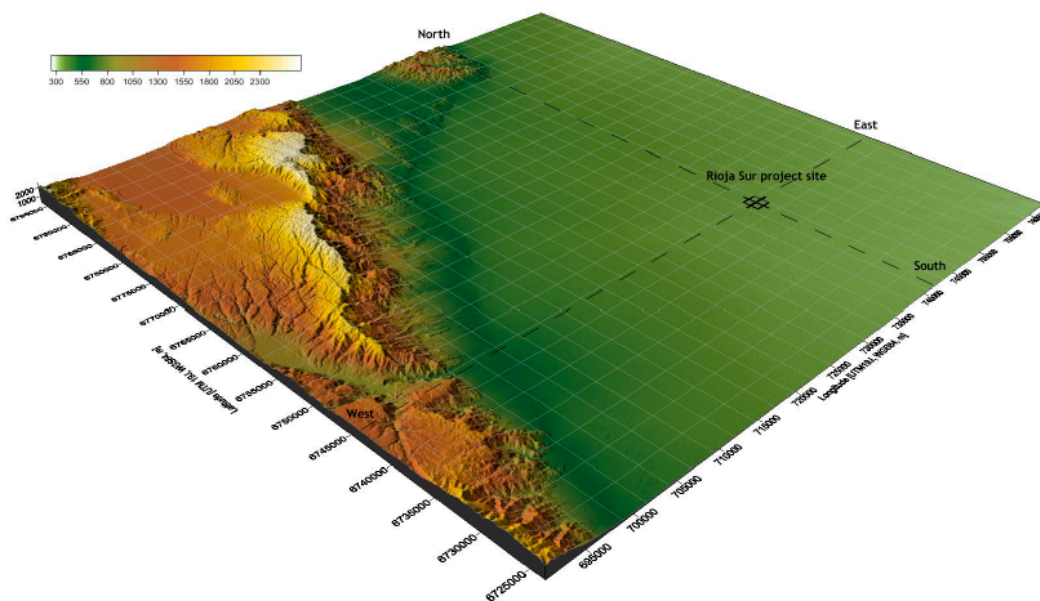


Figura 26 – Perfil de terreno zona Capital

### 3.5.2 Datos meteorológicos

Debido a que no se realizaron campañas de mediciones de recursos solares, el análisis se basó en una base de datos mundial de Meteorología.

- las bases de datos que dependen de la interpolación espacial (METEONORM y ESRA) son extremadamente dependiente de la calidad de las mediciones locales, especialmente en los más antiguos Períodos.
- las bases de datos que derivan de observaciones satelitales (HelioClim y NASA SSE), son más afectados por el alto nivel de incertidumbre asociado a la cobertura de nubes en la evaluación, la clasificación de cobertura terrestre debido al alto nivel de Albedo en determinados lugares y por la resolución horizontal, que a veces puede no ser suficiente para evaluar adecuadamente el fenómeno climático específico.

Antes de realizar cualquier comparación de datos o análisis de sensibilidad, haremos una breve descripción de las bases de datos consideradas, su cobertura, resolución y período se realiza a continuación.

#### METEONORM

Software que proporciona datos meteorológicos para casi cualquier ubicación en tierra, sobre la base de más de 8200 estaciones de referencia. Varias bases de datos han sido minuciosamente revisadas para garantizar la confiabilidad y se

acoplan para formar una sola base de datos completa que permite la simulación mundial de sistemas de energía solar y simulaciones medioambientales. La base de datos contiene todos los parámetros necesarios para su posterior procesamiento (radiación global, temperatura, viento, humedad y precipitación). Los valores medios mensuales de radiación se calcularon para periodos de al menos 10 años. Aunque los periodos de 10 años difieren entre las estaciones, se utilizó un período uniforme para cada continente. En áreas con baja cobertura desde estaciones meteorológicas (aproximada de 50 km en Europa y 200 km en el resto del mundo), los datos satelitales también pueden ser interpolados con los datos de estaciones existentes para alcanzar los valores de radiación solar.

#### NASA SSE

Los datos meteorológicos están en una longitud de 1 grado por 1 grado rejilla del mismo ángulo de latitud que cubre todo el globo. Los datos se generan mediante el sistema de observación de la tierra Goddard de la NASA-versión 4 (GEOS 4). El conjunto de datos GEOS 4 tiene un espaciado de 1,25 grados de longitud por 1 grado de latitud. La interpolación bilineal en áreas de 1 por 1 grado. Los parámetros basados en los datos solares y/o meteorológicos fueron derivado y validado en base a la colaboración de distintas estaciones meteorológicas instalados en plantas de generación de energía.

#### SWERA

Proporciona información sobre el recurso solar en una determinada ubicación que está disponible para su uso por las tecnologías solares. Los productos de datos y mapas de recursos se derivan de modelos y satélites, y el clima global, y no contienen información de medición específica del emplazamiento. Estos datos proporcionan un promedio mensual y medio anual de recursos solares totales diarios promediado sobre células superficiales de aproximadamente 40 km por 40 km de tamaño. Los datos se desarrollaron a partir del modelo de radiación solar climatológica (CSR) de NREL, utilizando información sobre nubes, el vapor de agua atmosférica y traza de gases para calcular el promedio mensual total diario insolación cayendo sobre una superficie horizontal.

Las diferencias encontradas generalmente entre las bases de datos revelan que la desviación al solar recurso puede alcanzar el 7,0% en superficies horizontales y el 8,3% en los inclinados, como se muestra en estudios recientes. Estas desviaciones se notan especialmente en las zonas montañosas o cerca de orilla, donde el modelado de radiación es menos preciso.

Se llevó a cabo un análisis de sensibilidad en una serie de bases de datos, que comprendían diferentes orígenes y periodos. En esta etapa, los niveles de incertidumbre de cada fuente no fueron tomadas en consideración.

Como se explicó en párrafos anteriores, los valores de irradiancia y, por lo tanto, los valores de producción de energía dependen del sitio elegido y la configuración del sistema de generación.

En este caso, a continuación, tomaremos tres sitios dentro de la provincia de La Rioja y realizaremos la simulación de producción de un parque de similares características, determinando la producción de energía y las pérdidas asociadas a las instalaciones en cada uno de los sitios.

Los datos meteorológicos fueron tomados de bases estadísticas, siendo los valores medios de cada zona motivo de estudio los que se muestran a continuación.

Se debe tener en cuenta que las condiciones geográficas de la provincia hacen que en zonas de montaña estos datos varíen considerablemente en distancias muy cortas, por lo que se debe tomar los datos ilustrados como valores medios de cada zona.

### **3.5.2.1 Zonas productivas aledañas a la Ciudad Capital de La Rioja, Dpto. Capital**

El clima de la zona de Arauco posee la característica que los veranos son largos y muy caliente; los inviernos son cortos, fríos y secos y está mayormente despejado durante todo el año. Durante el transcurso del año, la temperatura generalmente varía de 5 °C a 34 °C, teniendo días donde puede bajar a menos de -0 °C o subir por encima de 39 °C.

#### **TEMPERATURA**

La temporada calurosa dura aproximadamente 4 meses, y la temperatura máxima promedio diaria es más de 31 °C. Los días más calurosos del año son a fines de diciembre, con una temperatura máxima promedio de 34 °C y una temperatura mínima promedio de 22 °C.

La temporada fresca dura 2,8 meses, que va desde mediados de mayo hasta mediados de agosto, y la temperatura máxima promedio diaria es menos de 21 °C. El día más frío del año es a mediados de julio, con una temperatura mínima promedio de 5 °C y máxima promedio de 18 °C. (Figura 27 – Figura 28)

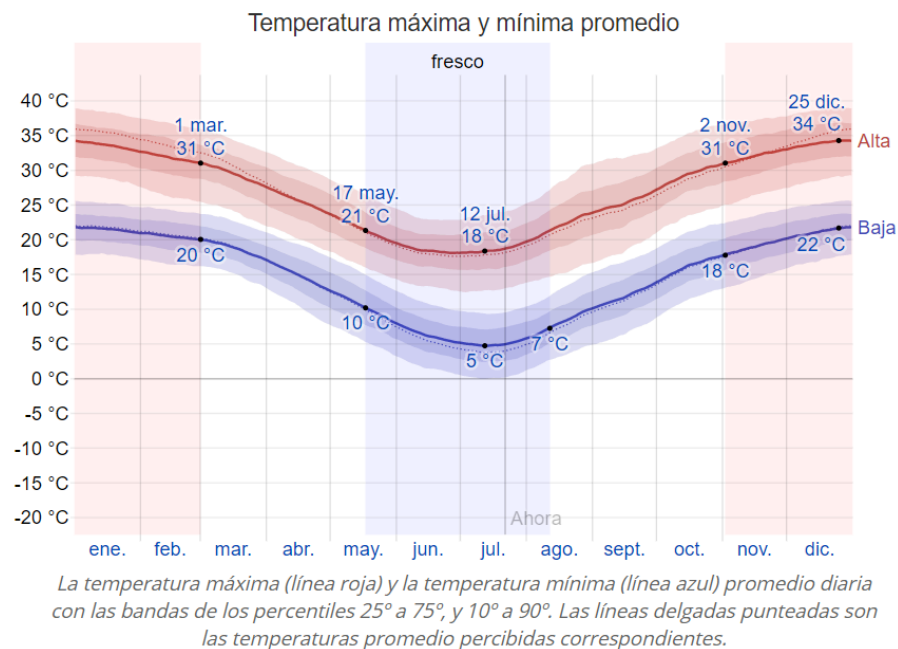


Figura 27 – Temperatura mensual

Fuente: METEONORM

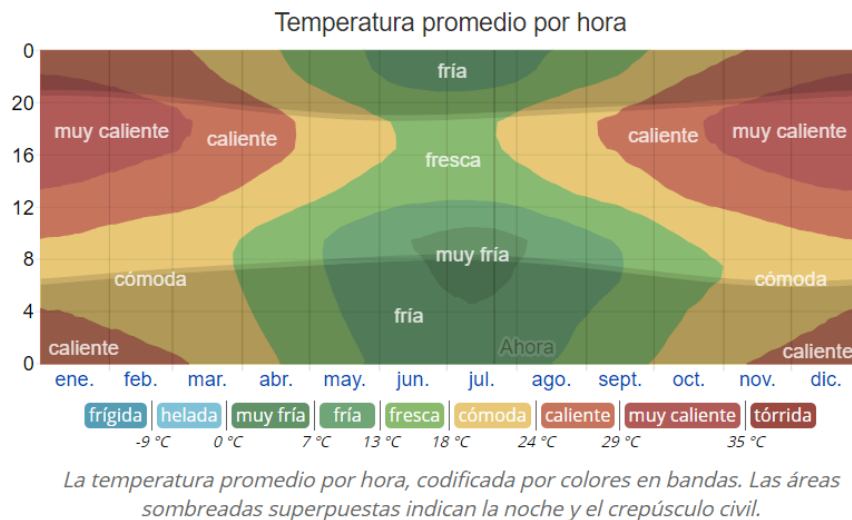


Figura 28 – Temperatura diaria

Fuente: METEONORM

### NUBOSIDAD

El promedio del porcentaje del cielo cubierto con nubes en la zona varía poco en el transcurso del año.

La época más despejada del año comienza aproximadamente a fines de julio; dura 9 meses, terminando aproximadamente a fines de abril.

Marzo es el mes con menor nubosidad del año, donde el cielo está mayormente despejado o parcialmente nublado en el 84 % del tiempo y nublado o mayormente nublado el 16 % del tiempo.

La época con mayor nubosidad del año comienza aproximadamente a fines de abril y se extiende por 3 meses.

Mayo, es el mes con mayor nubosidad donde el cielo está nublado o mayormente nublado el 35 % del tiempo y despejado, mayormente despejado o parcialmente nublado el 65 % del tiempo. (Figura 29)

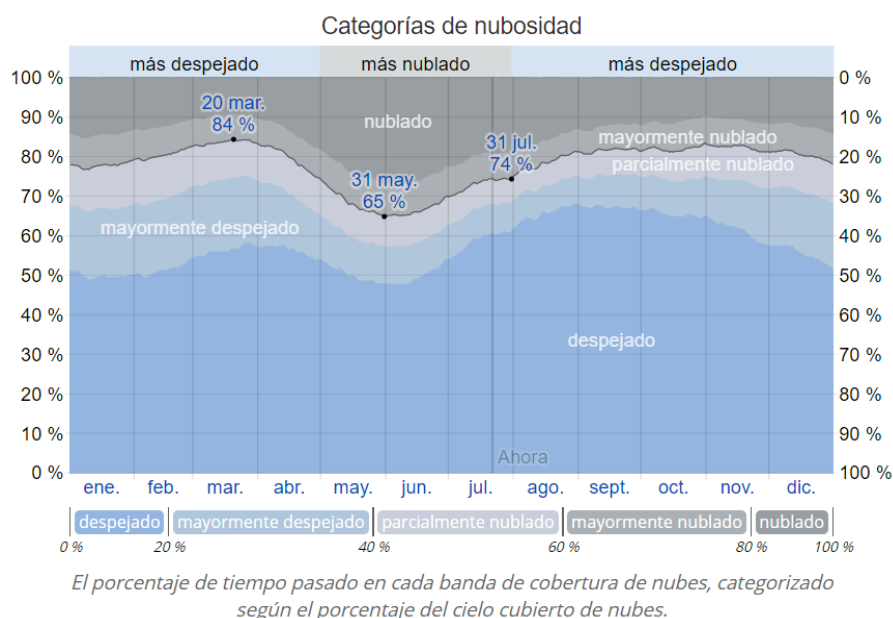


Figura 29 – Nubosidad

Fuente: METEONORM

## PRECIPITACIONES

La temporada con mayor probabilidad de precipitaciones dura aproximadamente 4 meses, extendiéndose desde fines de noviembre hasta fines de marzo, con una probabilidad de más del 16 %. El mes con mayor probabilidad de precipitaciones es del 31 % a principio de enero.

La temporada más seca dura 8 meses, extendiéndose desde fines de marzo hasta fines de noviembre. La probabilidad mínima de precipitaciones es del 1 % a principios de agosto. (Figura 30)

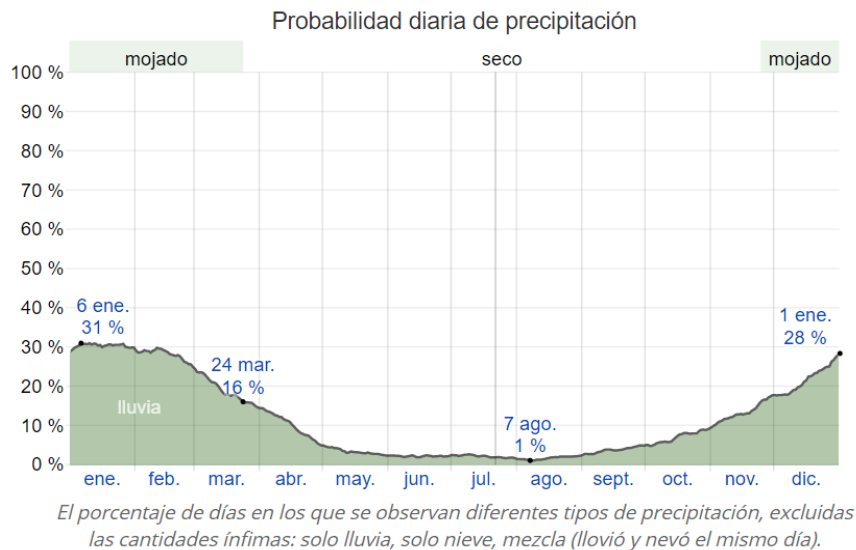


Figura 30 – Probabilidad de Precipitaciones

Fuente: METEONORM

Para mostrar la variación durante un mes y no solamente los totales mensuales, mostramos la precipitación de lluvia acumulada durante un período móvil de 31 días centrado alrededor de cada día del año. La zona de Capital tiene una variación considerable de lluvia mensual por estación.

La mayoría de la lluvia cae durante los 31 días centrados alrededor de enero, con una acumulación total promedio de 74 milímetros.

La fecha aproximada con la menor cantidad de lluvia es a fines de julio, con una acumulación total promedio de 2 milímetros. (Figura 31)

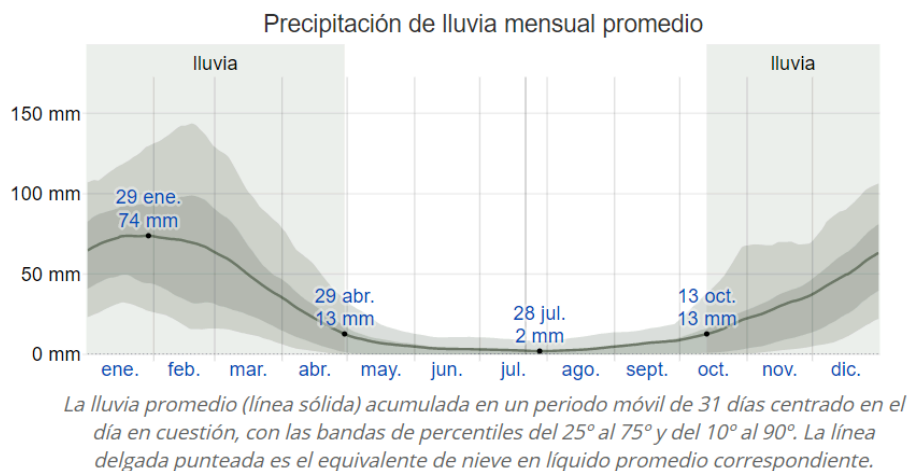


Figura 31 – Cantidad de precipitaciones

Fuente: METEONORM

## SOL

La duración del día en la zona de Capital varía teniendo el día más corto es el 21 de junio, con 10 horas y 15 minutos de luz natural; el día más largo es el 22 de diciembre, con 14 horas y 02 minutos de luz natural. (Figura 32)

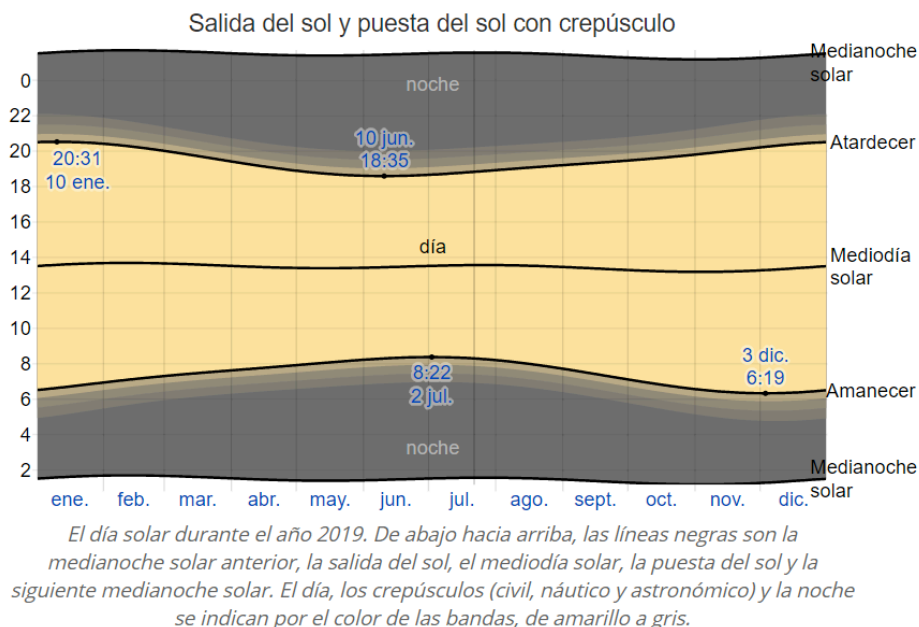


Figura 32 – Horas de sol

Fuente: METEONORM

## VIENTO

Esta sección trata sobre el vector de viento promedio por hora del área ancha (velocidad y dirección) a 10 metros sobre el suelo. El viento de cierta ubicación depende en gran medida de la topografía local y de otros factores; y la velocidad instantánea y dirección del viento varían más ampliamente que los promedios por hora.

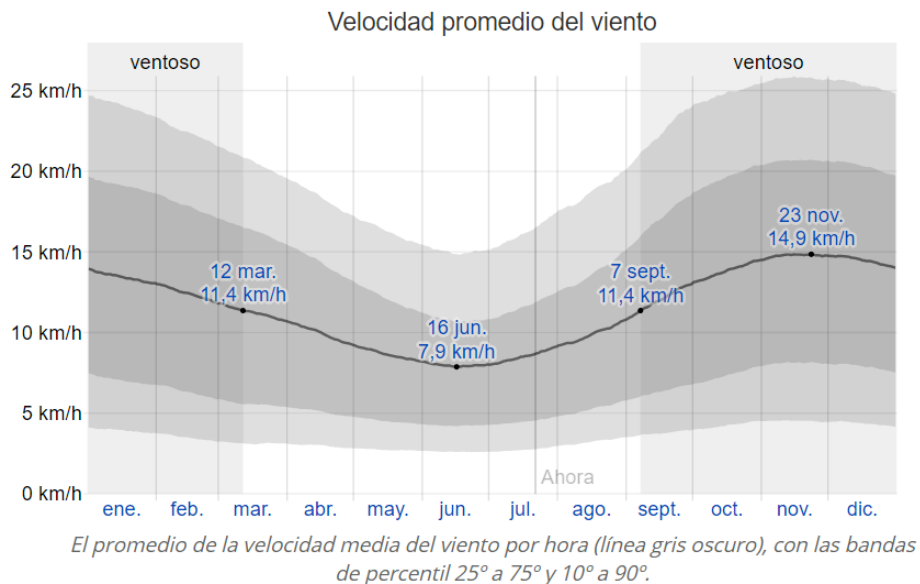
La velocidad promedio del viento por hora en la zona de Capital tiene variaciones estacionales considerables en el transcurso del año.

La parte más ventosa del año dura 6,1 meses, desde los primeros días de septiembre hasta los primeros mediados de marzo, con velocidades promedio del viento de más de 11.4 kilómetros por hora. El día más ventoso del año se produce a fines de noviembre, con una velocidad promedio del viento de 14.9 kilómetros por hora.

El tiempo más calmado del año dura 5,9 meses, desde mediados de marzo hasta los primeros días de septiembre. El día más calmado del año se



produce a mediados de junio, con una velocidad promedio del viento de 7,9 kilómetros por hora. (Figura 33)



**Figura 33 – Viento**  
Fuente: METEONORM

### RESUMEN

Las condiciones meteorológicas del sitio se presentadas como TMY (Año Meteorológico Típico) que muestran las características más representativas dentro del largo plazo, se resumen en la siguiente Tabla 1:

**TABLA 1 – Datos meteorológicos zona Capital**

	Avg. Irradiation	Avg. Irradiation		Meteorological variables	
	(kWh/m2.month)	(kWh/m2.day)		(°C)	(m/s)
	Global	Global	Diffuse	Temp.	Wind
January	212	6,83	2,66	28,1	2,9
February	169	6,04	2,60	26,8	2,7
March	150	4,85	2,35	24,6	2,6
April	121	4,03	1,73	20,1	2,3
May	100	3,24	1,42	15,3	2,3
June	82	2,75	1,08	12,1	2,3
July	102	3,29	1,14	11,8	2,5
August	131	4,21	1,32	15,0	2,8
September	156	5,20	1,83	18,4	3,0
October	194	6,26	2,33	24,0	3,3

November	208	6,94	1,69	26,1	3,3
December	217	7,01	1,97	27,5	3,2
<b>Annual</b>	<b>1843</b>	<b>5,05</b>	<b>1,84</b>	<b>20,8</b>	<b>2,8</b>

### 3.5.2.2 Zona de Bañados de los Pantanos, Dpto. Arauco

El clima de la zona de Arauco posee la característica que los veranos son largos y muy caliente; los inviernos son cortos, frescos y secos y está mayormente despejado durante todo el año. Durante el transcurso del año, la temperatura generalmente varía de 5 °C a 33 °C, teniendo días donde puede bajar a menos de -0 °C o subir por encima de 38 °C.

#### TEMPERATURA

La temporada calurosa dura aproximadamente 4 meses, y la temperatura máxima promedio diaria es más de 30 °C. Los días más calurosos del año son en diciembre, con una temperatura máxima promedio de 33 °C y una temperatura mínima promedio de 21 °C.

La temporada fresca dura 2,7 meses, que va desde mediados de mayo hasta principios de agosto, y la temperatura máxima promedio diaria es menos de 22 °C. El día más frío del año es a mediados de julio, con una temperatura mínima promedio de 5 °C y máxima promedio de 19 °C. (Figura 34 – Figura 35)

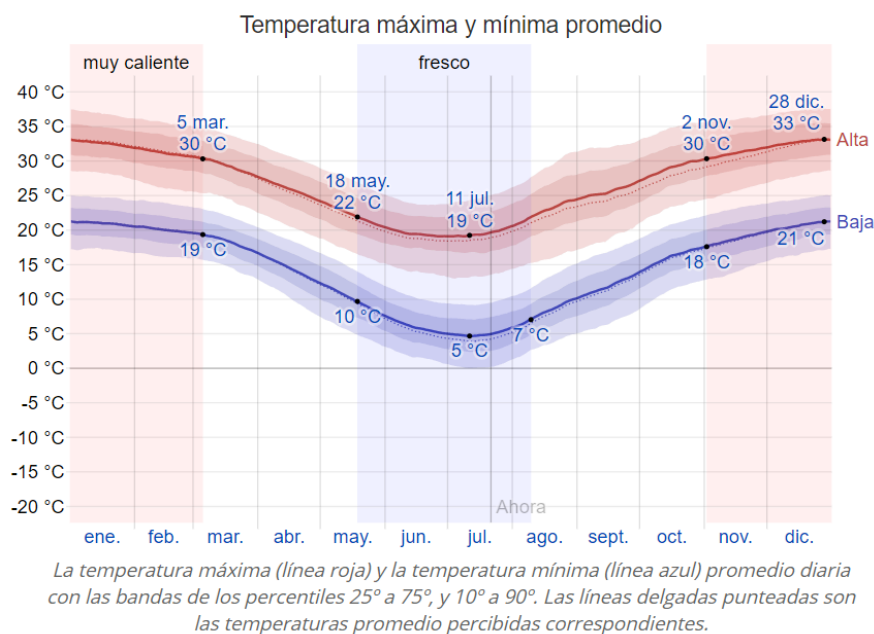


Figura 34 – Temperatura mensual

Fuente: METEONORM

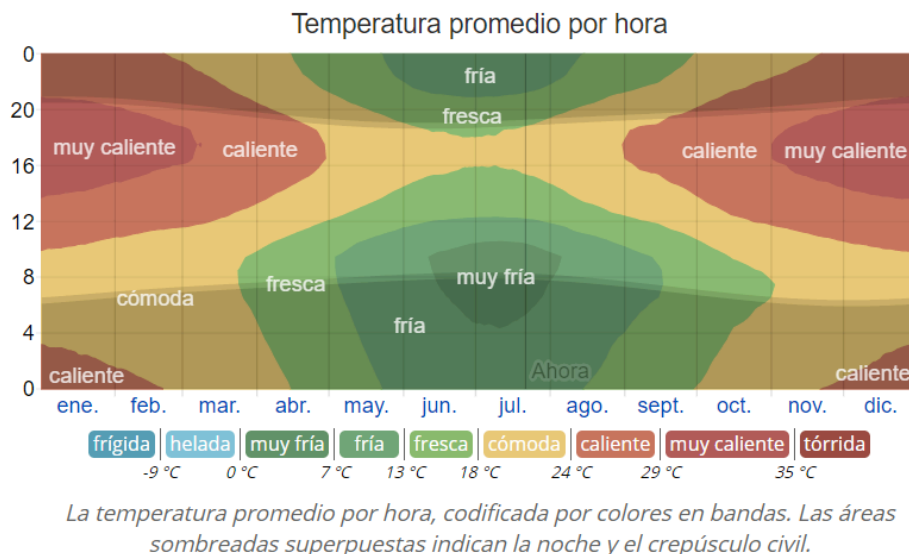


Figura 35 – Temperatura diaria

Fuente: METEONORM

### NUBOSIDAD

El promedio del porcentaje del cielo cubierto con nubes en la zona varía poco en el transcurso del año.

La época más despejada del año comienza aproximadamente a mediados de julio; dura 5,5 meses, terminando aproximadamente a fines de diciembre.

Octubre es el mes con menor nubosidad del año, donde el cielo está mayormente despejado o parcialmente nublado en el 85 % del tiempo y nublado o mayormente nublado el 15 % del tiempo.

La época con mayor nubosidad del año comienza aproximadamente a fin del año y se extiende por 6,5 meses.

Junio, es el mes con mayor nubosidad donde el cielo está nublado o mayormente nublado el 31 % del tiempo y despejado, mayormente despejado o parcialmente nublado el 69 %. (Figura 36)

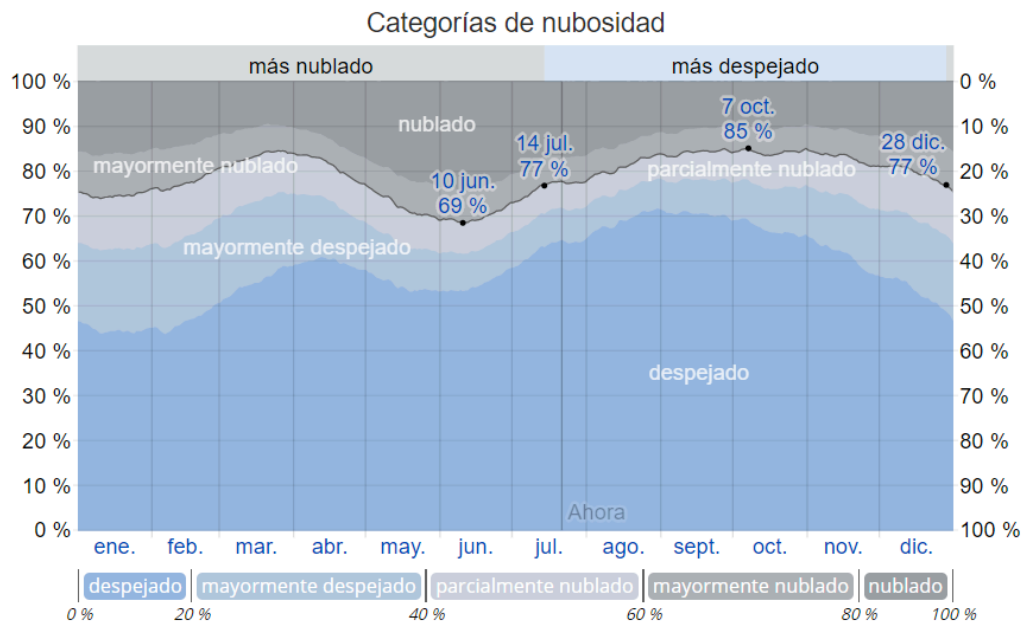


Figura 36 – Nubosidad

Fuente: METEONORM

### PRECIPITACIONES

La temporada con mayor probabilidad de precipitaciones dura aproximadamente 4 meses, extendiéndose desde fines de noviembre hasta fines de marzo, con una probabilidad de más del 16 %. El mes con mayor probabilidad de precipitaciones es del 31 % a fines de enero.

La temporada más seca dura 8 meses, extendiéndose desde fines de marzo hasta fines de noviembre. La probabilidad mínima de precipitaciones es del 1 % a principios de agosto. (Figura 37)

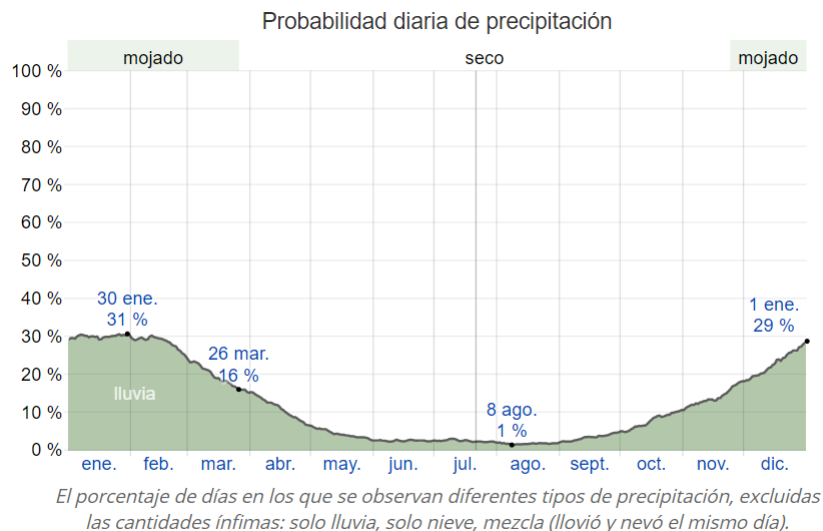


Figura 37 – Probabilidad de Precipitaciones

Fuente: METEONORM

Para mostrar la variación durante un mes y no solamente los totales mensuales, mostramos la precipitación de lluvia acumulada durante un período móvil de 31 días centrado alrededor de cada día del año. La zona de Arauco tiene una variación considerable de lluvia mensual por estación.

La mayoría de la lluvia cae durante los 31 días centrados alrededor de enero, con una acumulación total promedio de 72 milímetros.

La fecha aproximada con la menor cantidad de lluvia es a principio de agosto, con una acumulación total promedio de 2 milímetros. (Figura 38)

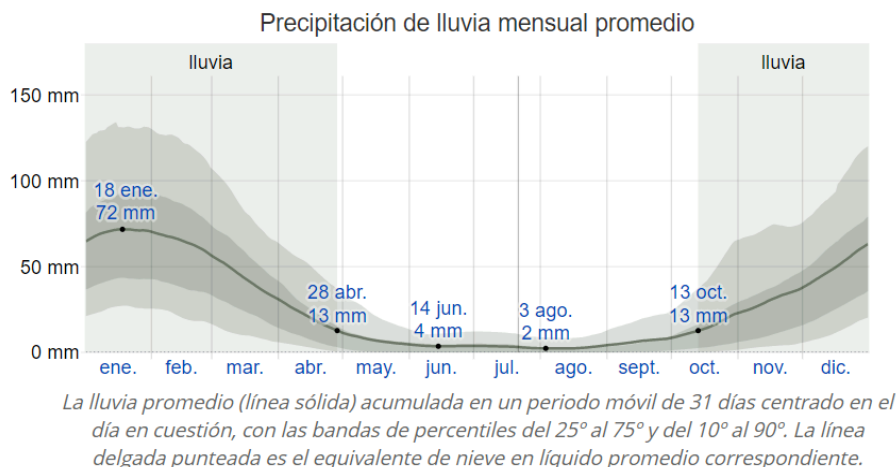


Figura 38 – Cantidad de precipitaciones

Fuente: METEONORM

## SOL

La duración del día en la zona de Arauco varía teniendo el día más corto es el 21 de junio, con 10 horas y 19 minutos de luz natural; el día más largo es el 22 de diciembre, con 13 horas y 58 minutos de luz natural. (Figura 39)

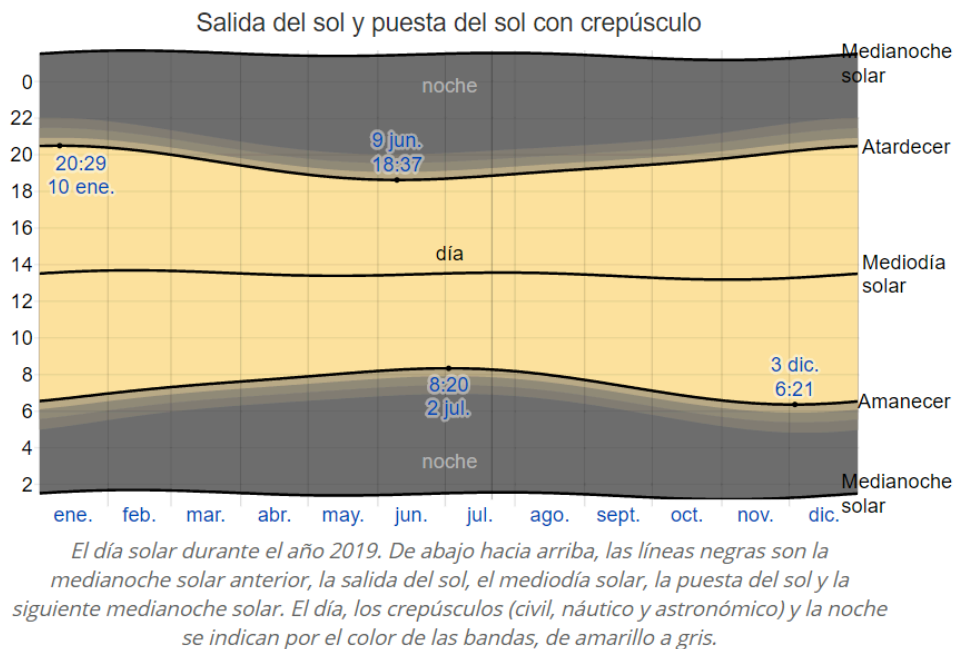


Figura 39 – Horas de sol

Fuente: METEONORM

## VIENTO

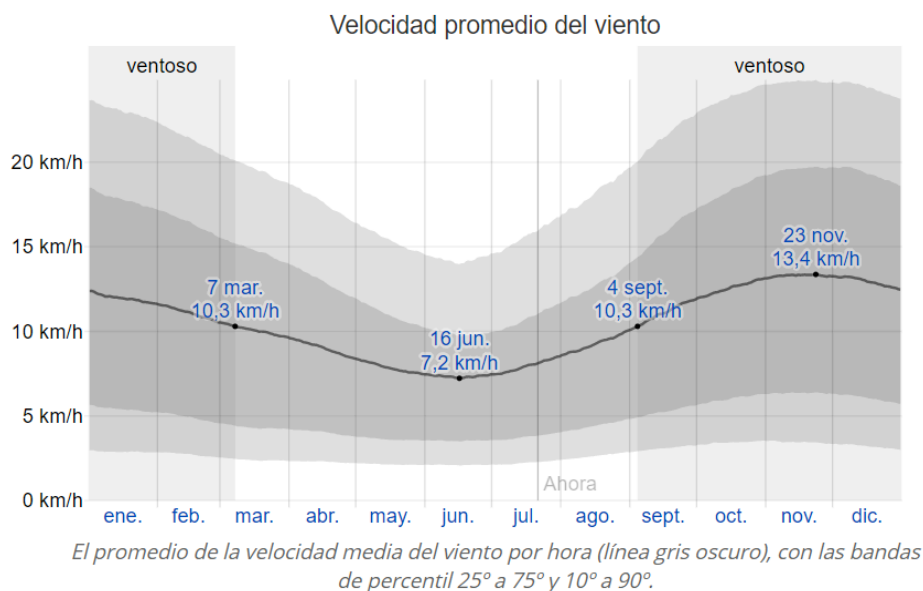
Esta sección trata sobre el vector de viento promedio por hora del área ancha (velocidad y dirección) a 10 metros sobre el suelo. El viento de cierta ubicación depende en gran medida de la topografía local y de otros factores; y la velocidad instantánea y dirección del viento varían más ampliamente que los promedios por hora.

La velocidad promedio del viento por hora en la zona de Arauco tiene variaciones estacionales considerables en el transcurso del año.

La parte más ventosa del año dura 6,1 meses, desde los primeros días de septiembre hasta los primeros días de marzo, con velocidades promedio del viento de más de 10,3 kilómetros por hora. El día más ventoso del año se produce a fines de noviembre, con una velocidad promedio del viento de 13,4 kilómetros por hora.

El tiempo más calmado del año dura 5,9 meses, desde los primeros días de marzo hasta los primeros días de septiembre. El día más calmado del año se

produce a mediados de junio, con una velocidad promedio del viento de 7,2 kilómetros por hora. (Figura 40)



**Figura 40 – Viento**  
Fuente: METEONORM

## RESUMEN

Las condiciones meteorológicas del sitio se presentadas como TMY (Año Meteorológico Típico) que muestran las características más representativas dentro del largo plazo, se resumen en la siguiente Tabla 2:

**TABLA 2 – Datos meteorológicos zona Arauco**

	Avg. Irradiation		Avg. Irradiation		Meteorological variables	
	(kWh/m2.month)		(kWh/m2.day)		(°C)	(m/s)
	Global	Global	Diffuse		Temp.	Wind
January	223	7,19	2,80		25,3	3,5
February	191	6,82	2,94		24,4	3,1
March	181	5,84	2,83		23,2	2,7
April	146	4,87	2,09		15,3	2,3
May	123	3,97	1,74		12,8	2,1
June	106	3,53	1,39		11,4	2,0
July	123	3,97	1,37		13,0	2,1
August	144	4,65	1,46		11,8	2,5
September	177	5,90	2,08		16,6	3,3
October	214	6,90	2,57		19,1	3,5
November	229	7,63	1,86		22,4	3,7



December	237	7,65	2,15	24,7	3,6
<b>Annual</b>	<b>2094</b>	<b>5,74</b>	<b>2,11</b>	<b>18,33</b>	<b>2,87</b>

### 3.5.2.3 Zona de Valle Antinaco – Los Colorados, Dpto. Chilecito

El clima de la zona de Chilecito posee la característica que los veranos son muy caliente; los inviernos son cortos, frescos y secos, y está mayormente despejado durante todo el año. Durante el transcurso del año, la temperatura generalmente varía de 5 °C a 31 °C, teniendo días donde puede bajar a menos de 1 °C o subir por encima de 35 °C.

#### TEMPERATURA

La temporada calurosa dura aproximadamente 3.8 meses, y la temperatura máxima promedio diaria es más de 29 °C. Los días más calurosos del año se dan a fines diciembre, con una temperatura máxima promedio de 31 °C y una temperatura mínima promedio de 18 °C.

La temporada fresca dura 2,8 meses, que va desde mediados de mayo a mediados de agosto, y la temperatura máxima promedio diaria es menos de 22 °C. El día más frío del año es a mediados de julio, con una temperatura mínima promedio de 5 °C y máxima promedio de 20 °C. (Figura 41 – Figura 42)

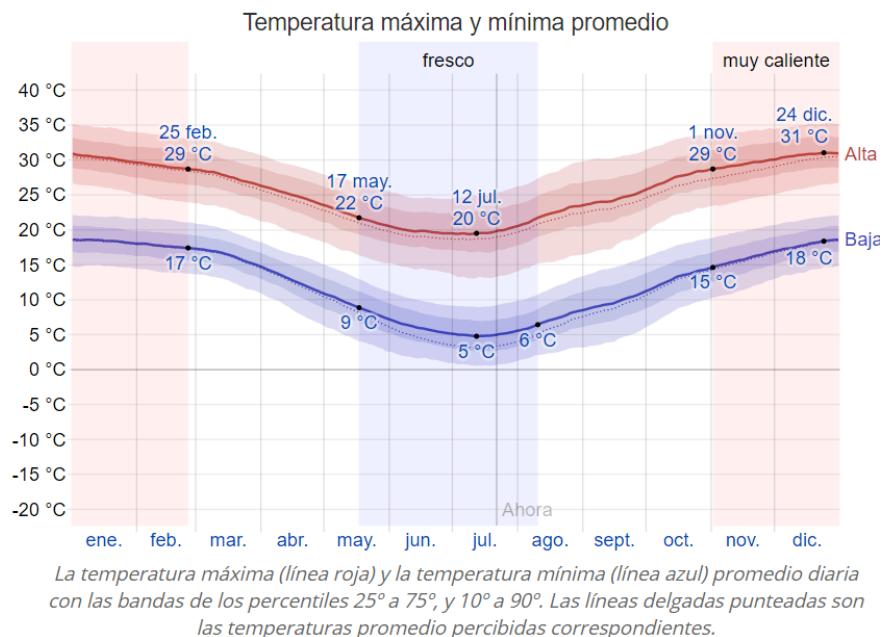


Figura 41 – Temperatura mensual

Fuente: METEONORM

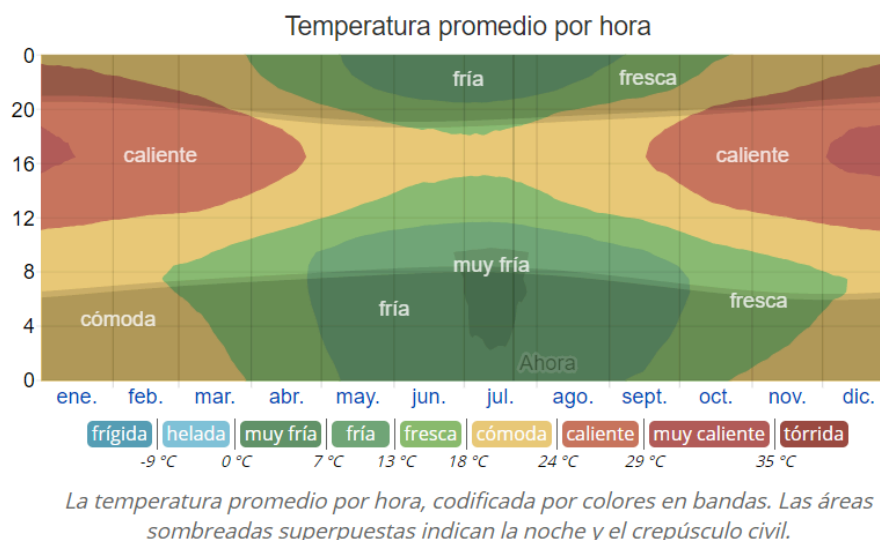


Figura 42 – Temperatura diaria

Fuente: METEONORM

### NUBOSIDAD

El promedio del porcentaje del cielo cubierto con nubes en la zona varía considerablemente en el transcurso del año.

La época más despejada del año comienza aproximadamente a fines de julio; dura 9 meses, terminando aproximadamente los primeros días de mayo.

Marzo es el mes con menor nubosidad del año, donde el cielo está mayormente despejado o parcialmente nublado en el 85 % del tiempo y nublado o mayormente nublado el 15 % del tiempo.

La época con mayor nubosidad del año comienza aproximadamente a principios de mayo y se extiende por 3 meses.

Junio, es el mes con mayor nubosidad donde el cielo está nublado o mayormente nublado el 35 % del tiempo y despejado, mayormente despejado o parcialmente nublado el 65 % del tiempo. (Figura 43)

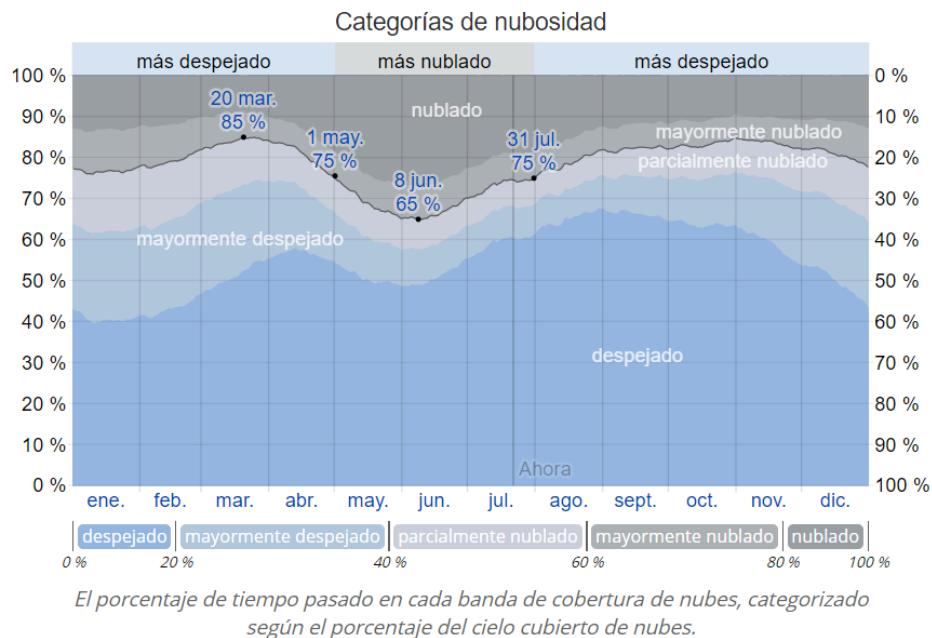


Figura 43 – Nubosidad

Fuente: METEONORM

### PRECIPITACIONES

La temporada con mayor probabilidad de precipitaciones dura aproximadamente 6.2 meses, extendiéndose desde fines de octubre hasta fines de abril, con una probabilidad de más del 14 %. El mes con mayor probabilidad de precipitaciones es del 27 % a fines de enero.

La temporada más seca dura 5.8 meses, extendiéndose desde fines de abril hasta fines de octubre. La probabilidad mínima de precipitaciones es del 1 % a principios de agosto. (Figura 44)

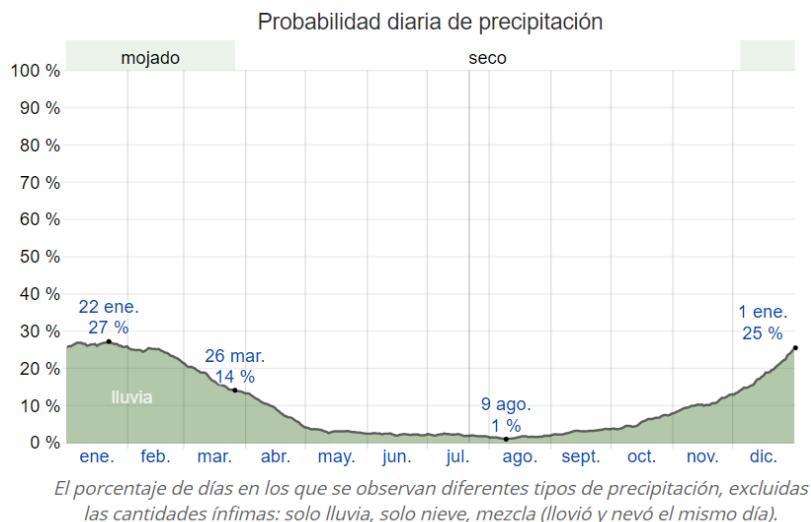


Figura 44 – Probabilidad de Precipitaciones

Fuente: METEONORM

Para mostrar la variación durante un mes y no solamente los totales mensuales, mostramos la precipitación de lluvia acumulada durante un período móvil de 31 días centrado alrededor de cada día del año. La zona de Chilecito tiene una variación considerable de lluvia mensual por estación.

La mayoría de la lluvia cae durante los 31 días centrados alrededor de fines de enero, con una acumulación total promedio de 66 milímetros.

La fecha aproximada con la menor cantidad de lluvia es a fines de julio, con una acumulación total promedio de 2 milímetros. (Figura 45)

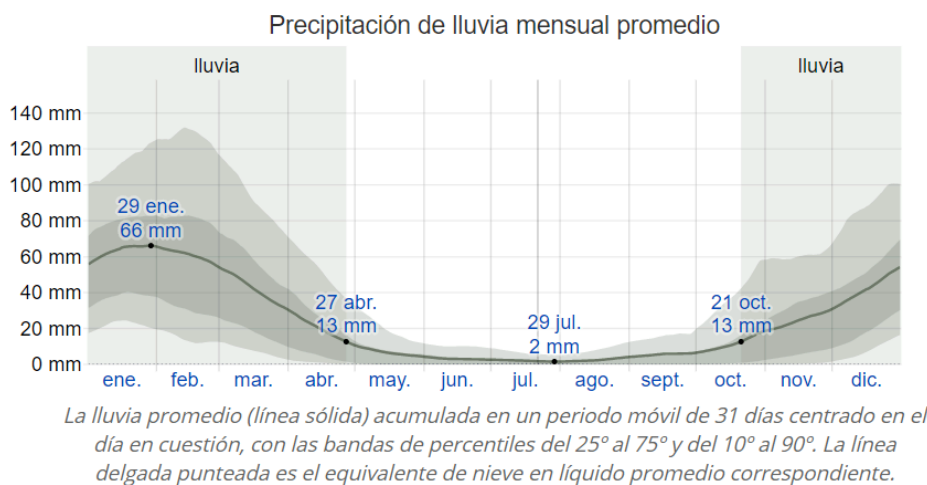


Figura 45 – Cantidad de precipitaciones

Fuente: METEONORM

## SOL

La duración del día en la zona de Chilecito varía, teniendo el día más corto es el 21 de junio, con 10 horas y 17 minutos de luz natural; el día más largo es el 22 de diciembre, con 14 horas y 1 minuto de luz natural. (Figura 46)

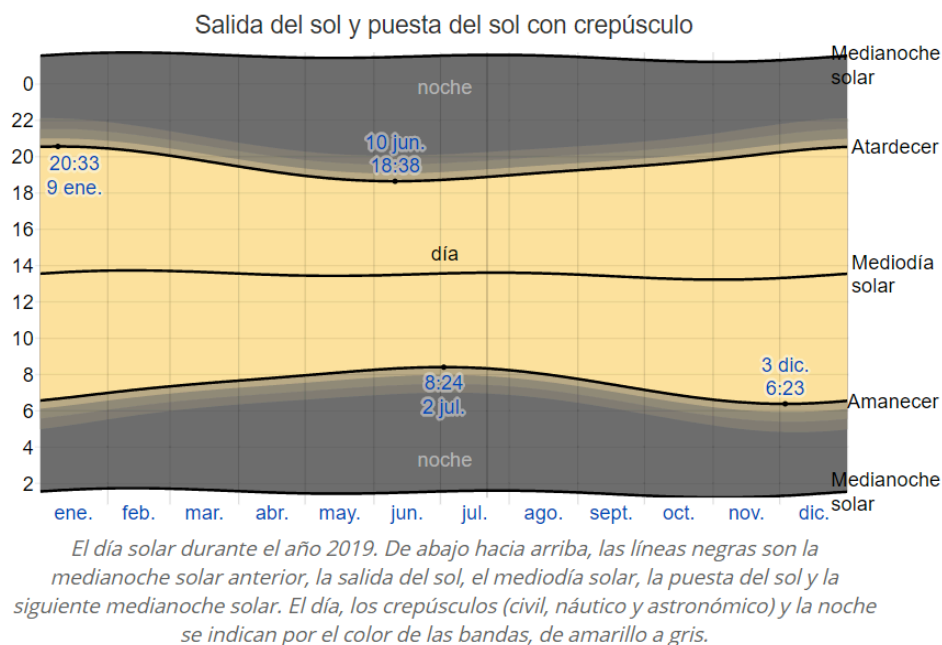


Figura 46 – Horas de sol

Fuente: METEONORM

## VIENTO

Esta sección trata sobre el vector de viento promedio por hora del área ancha (velocidad y dirección) a 10 metros sobre el suelo. El viento de cierta ubicación depende en gran medida de la topografía local y de otros factores; y la velocidad instantánea y dirección del viento varían más ampliamente que los promedios por hora.

La velocidad promedio del viento por hora en la zona de Chilecito tiene variaciones estacionales leves en el transcurso del año.

La parte más ventosa del año dura 5.7 meses, desde mediados de septiembre hasta los primeros días de marzo, con velocidades promedio del viento de más de 10,1 kilómetros por hora. El día más ventoso del año se produce a mediados de diciembre, con una velocidad promedio del viento de 12,4 kilómetros por hora.

El tiempo más calmado del año dura 6.3 meses, desde los primeros días de marzo hasta mediados de septiembre. El día más calmado del año se produce a

fin de mayo, con una velocidad promedio del viento de 7,9 kilómetros por hora. (Figura 47)

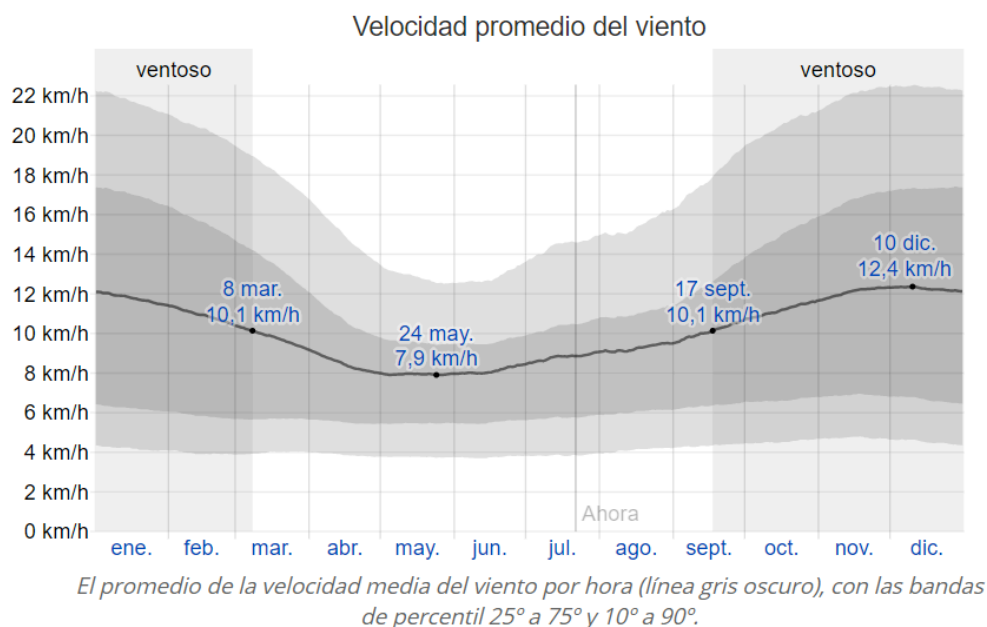


Figura 47 – Viento  
Fuente: METEONORM

## RESUMEN

Las condiciones meteorológicas del sitio se presentadas como TMY (Año Meteorológico Típico) que muestran las características más representativas dentro del largo plazo, se resumen en la siguiente Tabla 3:

Tabla 3: Datos meteorológicos Chilecito

	Avg. Irradiation		Meteorological variables		
	(kWh/m2.month)	(kWh/m2.day)		(°C)	(m/s)
	Global	Global	Diffuse	Temp.	Wind
January	223	7,19	2,80	27,0	3,3
February	186	6,64	2,86	25,3	3,1
March	170	5,48	2,66	23,5	2,7
April	137	4,57	1,96	17,3	2,4
May	116	3,74	1,64	14,0	2,2
June	101	3,37	1,32	13,3	2,3
July	120	3,87	1,34	14,2	2,4
August	145	4,68	1,47	13,2	2,5
September	178	5,93	2,09	15,9	2,8

October	211	6,81	2,53	22,0	3,1
November	229	7,63	1,86	22,2	3,3
December	243	7,84	2,20	25,6	3,4
<b>Annual</b>	<b>2059</b>	<b>5,65</b>	<b>2,06</b>	<b>19,45</b>	<b>2,77</b>

### 3.5.3 Evaluación de datos

En este estudio no se utilizaron medidas de radiación solar local, por lo que en su lugar se utilizó una base de datos de irradiación solar simulada. Incluso con un examen minucioso de los estudios publicados con respecto a las bases de datos utilizadas, en un proyecto preliminar podría realizarse una campaña de medición local para mitigar la incertidumbre relacionada con los recursos, por un período no inferior a un año para tener en cuenta los efectos estacionales. Estos datos podrían ser obtenidos de la central meteorológica existente en el Aeropuerto de La Rioja o plantas de medición meteorológica como ser el Parque Solar FV de Nonogasta, que tendrían bastante exactitud debido a la cercanía con el sitio elegido para la simulación.

En este primer estudio, al no tener datos precisos, la ausencia provoca un impacto en la precisión de la estimación de energía que se consideró en el análisis de incertidumbre.

Además, la complejidad del entorno de este sitio, en relación con la resolución de la base de datos, genera importantes dudas acerca de su capacidad para representar patrones climáticos relevantes, como la probabilidad de nubes, el sombreado horizontal y la distribución de fracciones global / difusa. Esto también tendrá su impacto en la incertidumbre y, por lo tanto, se consideró en este estudio.

Los datos climáticos se basarán en el conjunto de datos de Meteonorm V7.1, descrito anteriormente.

Para describir diferentes aspectos de la operación de la planta, así como para entrar en más detalles sobre el pronóstico de energía, se consideran varios otros parámetros además de la irradiación solar.

- La temperatura del aire tiene una gran influencia en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos. El rendimiento del equipo disminuye con el aumento de la temperatura, en diferente forma, dependiendo del modelo y la tecnología del módulo fotovoltaico.
- La velocidad del viento a nivel del suelo contribuirá a la disipación del calor a través de la convección térmica en las superficies expuestas de los módulos



fotovoltaicos. Tal como se mencionó anteriormente, al bajar la temperatura de la celda mejorará su rendimiento.

- La lluvia influye en los niveles de suciedad en la superficie del módulo, al eliminar las partículas, es decir, el polvo, lo que mitiga la pérdida de rendimiento. Aunque las pérdidas de suciedad son extremadamente dependientes del sitio, la combinación del patrón de precipitación y las condiciones locales puede proporcionar una distribución de suciedad aproximada que debe considerarse en la simulación del rendimiento energético.

### **3.5.4 Metodología de cálculo de energía**

#### **3.5.4.1 Sistema de operación y pérdidas**

Esencialmente, se consideraron dos parámetros para las estimaciones de rendimiento energético que tienen una contribución directa en el rendimiento de la planta de energía: la potencia instantánea de cada módulo y los efectos del ángulo de incidencia de la radiación.

La potencia instantánea de cada módulo proviene de la curva característica I-V, que depende de dos factores: la temperatura de la celda y el índice de radiación.

Los módulos a menudo funcionan con temperaturas mucho más altas que el STC. Su eficiencia se reduce en aproximadamente 0,3% a 0,5% por cada 1 °C a máxima potencia en el caso de las células cristalinas, lo que es especialmente relevante en una ubicación de temperatura del aire promedio alta.

El comportamiento térmico en condiciones exteriores que tienen una gran influencia en el rendimiento eléctrico está determinado por el equilibrio térmico entre la temperatura ambiente y el sobrecalentamiento de la celda debido a la radiación incidente. Se caracteriza por el coeficiente de pérdida térmica que es específico de cada módulo.

La radiación incidente en la superficie exterior del módulo no es la misma que llega a las células solares debido al efecto del ángulo de incidencia de la radiación (IAM, modificador del ángulo de incidencia). Este fenómeno óptico representa la descomposición de la radiación solar que realmente llega a las células, teniendo como referencia la incidencia perpendicular a la superficie del módulo. Este efecto se rige por la Ley de Fresnel aplicada a la reflexión y transmisión de luz entre la celda y el vidrio protector. Comúnmente, la evaluación de tal efecto se puede realizar con el

método propuesto por "ASHRAE" (que ha sido establecido por la normativa estadounidense), como se describe en la ecuación 1:

$$IAM = 1 - b_0 \cdot (1 / \cos i - 1)$$

En donde  $i$  representa el ángulo de incidencia de la radiación.

En el caso de un módulo fotovoltaico, dado que la superficie de la celda presenta altos niveles de refracción, los experimentos anteriores apuntan a un valor de referencia cercano a  $b_0 = 0,05$ . La curva de evolución del IAM se representa como una función del ángulo de incidencia de la radiación. (Figura 48)

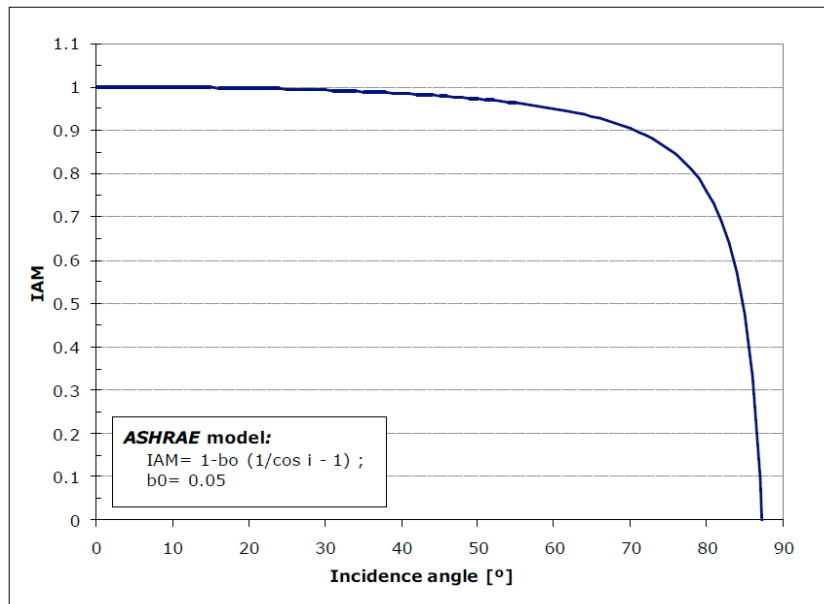


Figura 48 – Ángulo de incidencia de la radiación

Fuente: IRENA

En cuanto a las pérdidas generalmente asociadas con los proyectos fotovoltaicos, pueden describirse como cualquier incidente que genere pérdidas en la energía proporcionada por los módulos que tienen su potencia nominal mostrada en el Data Sheet provisto por el fabricante en STC como referencia.

Toda la producción se ve afectada por un conjunto de pérdidas de diferentes orígenes, que pueden ser:

- 1 - Debido al rendimiento efectivo;
- 2 - Debido a la resistencia del cableado;
- 3 - Desde la inconsistencia de los módulos fotovoltaicos (mismatch);
- 4 - Efectos de ensuciamiento.

5 - Debido a la configuración de control.  
A continuación, se describen.

#### 1 - Rendimiento efectivo del módulo

En comparación con las especificaciones nominales proporcionadas por el fabricante, el rendimiento efectivo del módulo era una de las mayores incertidumbres en la evaluación del rendimiento de los módulos fotovoltaicos. Hoy en día, estos casos tienden a ser aclarados con acuerdos de garantía de energía firmados por los fabricantes, así como por un número creciente de especialistas independientes. Las series de módulos fotovoltaicos se venden con un rango de tolerancia que debe incluir la potencia nominal real del equipo. Generalmente pueden ocurrir tres situaciones diferentes:

- Si no se acuerda nada más con el proveedor, el rango de tolerancia referido en la hoja de datos del equipo se considera válido. Hoy en día es más frecuente ver intervalos de [ $\sim 0$  a  $+ 3\%$ ] o [ $\sim 0$  a  $+ 5W$ ] con respecto a la potencia nominal de los módulos de silicio cristalino. Esta especificación de tolerancia debe tenerse en cuenta en el análisis de incertidumbre del proyecto;
- También los proveedores deben proporcionar una lista de flash, junto con sus productos, que contengan los resultados de la prueba de flash. Las pruebas de flash se realizan al final del proceso de fabricación, a través de la exposición acelerada a la radiación, registrando las características reales de cada unidad antes del envío. En posesión de tales registros, es posible verificar la tolerancia real de los contenedores recibidos, comparándolos con los anunciados en la hoja de datos, por lo tanto, reduciendo la incertidumbre de la producción de energía esperada.

#### 2 - Pérdidas por resistencia del cableado.

Al igual que los efectos térmicos, producen una disminución en la curva de  $I / V$  característica del módulo.

La resistencia del cableado introduce pérdidas ( $R \times I^2$ ) en la potencia disponible de los módulos fotovoltaicos.

La pérdida de energía es proporcional al cuadrado de la intensidad de la corriente, por lo que, cuando funciona a media potencia, la resistencia del cableado se divide por cuatro.

#### 3 - Pérdidas por inconsistencias en los módulos fotovoltaicos.

Estos están relacionados con el hecho de que no todos los módulos de una cadena presentan las mismas características eléctricas. Si no se tiene en cuenta, el desajuste de las propiedades eléctricas de los módulos fotovoltaicos también puede disminuir el rendimiento de toda la matriz. Por lo tanto, para evitar este problema, es una práctica común clasificar los módulos en categorías, reduciendo las desviaciones de la matriz.

#### 4 – Pérdidas por ensuciamiento

Cuestiones como la suciedad de la superficie exterior o el sombreado parcial de los módulos fotovoltaicos por obstáculos, influyen en la corriente de salida del componente afectado, por lo que la corriente general de la cadena disminuye.

El problema de ensuciamiento puede ser particularmente grave en el caso de residuos industriales o excrementos de aves, entre otros, que resultan en pérdidas de eficiencia más difíciles de eliminar solo por la lluvia, por lo que se los debe lavar con medios mecánicos.

En lo que respecta a la suciedad de los paneles, consideramos que es una ubicación que comprende una baja densidad de industrialización en las áreas circundantes, que podrían liberar polvo y partículas pesadas a la atmósfera, y depositarlas sobre los colectores.

Al aplicar un ángulo de inclinación, la eliminación del polvo puede ocurrir naturalmente, por el viento y / o la precipitación, dependiendo de la ubicación y el patrón de precipitaciones, por lo tanto, asumimos que un nivel de precipitación de 10 mm por día eliminaría la mayoría de los residuos de los módulos fotovoltaicos inclinados.

Considerando una limpieza de mantenimiento preventivo de la superficie de los módulos 3 veces al año, podemos estimar aproximadamente un patrón de ensuciamiento indicativo a lo largo del año, teniendo pérdidas de acuerdo como se ve en la siguiente figura. (Figura 49)

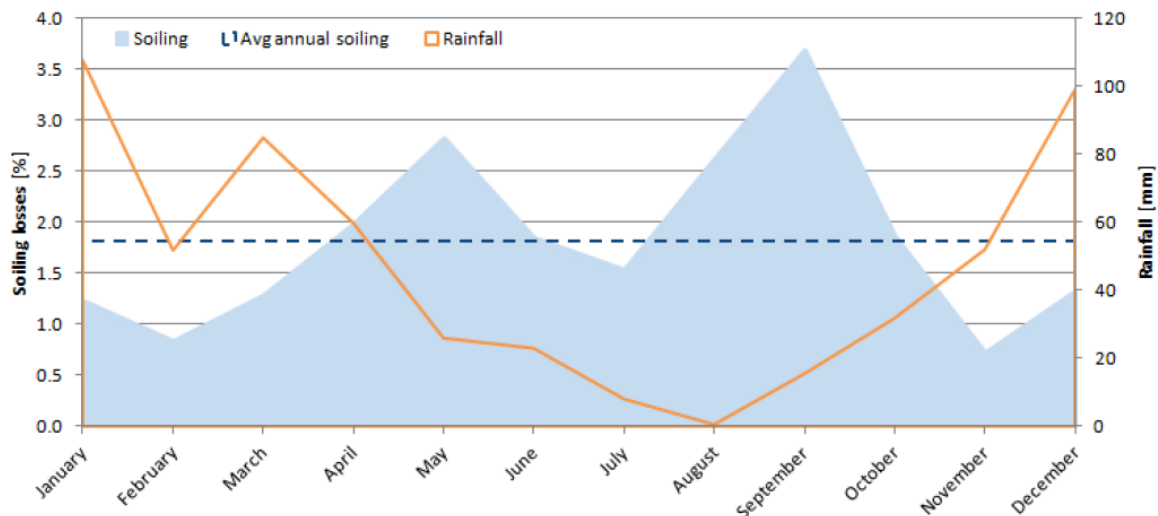


Figura 49 – Pérdidas por sombreado

Fuente: METEONORM

#### 5 - Pérdidas por ajustes de control.

Estas son las consecuencias de la energía no utilizada del módulo fotovoltaico debido a la sobrecarga del inversor. Estas pérdidas se deben al recorte (clipping) que realiza el inversor en los momentos que la potencia proveniente de los módulos FV es superior a la máxima potencia del inversor.

#### 3.5.4.2 Estimación de la energía bruta anual

Las estimaciones de producción anuales para un generador FV, se basaron en datos por hora, efectos de ángulo de incidencia, variaciones de radiación y temperatura, así como las características específicas de los módulos fotovoltaicos y los grupos de inversores de CA / CC. La radiación recibida por un módulo fotovoltaico horizontal comprende todos sus componentes para transformarlos en energía.

La transposición de radiación horizontal a inclinada se realiza de acuerdo con el modelo de Pérez, calculando por separado cada componente de irradiancia.

La conversión del componente directo de la radiación, desde el plano horizontal al inclinado, es el resultado de operaciones de trigonometría básicas. En el caso del componente difuso, es necesario utilizar un modelo para la simulación. Para ello se utilizó la correlación de Liu y Jordan, que ya está implementada en PVSYST. El componente reflejado de la radiación se admitió como proporcional al global con un valor supuesto del 20% del albedo del suelo.

### **3.5.4.3 Estimaciones anuales de rendimiento energético neto**

Para tener en cuenta el rendimiento a lo largo del ciclo de vida de la planta de energía, teniendo en cuenta las garantías de los equipos y los requisitos generales de disponibilidad de O&M, se deben aplicar correcciones a los resultados brutos de PVsyst:

#### **Degradación del rendimiento de las unidades fotovoltaicas**

Se puede establecer un factor de depreciación anual para caracterizar la degradación del rendimiento de los módulos a lo largo de los años, siempre con respecto a los niveles de eficiencia garantizados del fabricante. Numerosos autores han abordado este problema, informando sobre experimentos y pruebas de degradación del rendimiento a largo plazo en el campo y en el laboratorio. Se asumió una disminución promedio en la eficiencia del módulo de 1.5% durante el primer año de operación, debido a los efectos de los fotones considerando el uso de unidades fotovoltaicas policristalinas. Además, se consideró una disminución anual en la eficiencia de casi el 0,5% / año, aunque dependerá en gran medida de la calidad del mantenimiento.

#### **Disponibilidad de centrales eléctricas**

Se supuso que la O&M mantendría una disponibilidad anual del 99%, después de lo cual deberían producirse sanciones, y por lo tanto, es el peor escenario. Se consideró que una pérdida del 0,5% anual se debió a la falta de disponibilidad para exportar energía, que se complementará con la incertidumbre de que se haya excedido ese valor.

#### **Líneas de corriente alterna, consumo interno y pérdidas de transformadores.**

Se asumieron valores típicos para pérdidas posteriores. La depreciación de la producción causada por los transformadores para la elevación de voltaje fue considerada 1.2%. Se asumió que el cableado de CA representaba el 0,6% de la depreciación, mientras que se consideró que el consumo interno afectaba la producción de energía en 0,2%.

#### **Disponibilidad de red y mantenimiento de subestaciones**

Los períodos de inactividad de la red local pueden imposibilitar que la central eléctrica pueda exportar su producción. Se asumió una disponibilidad de red promedio del 98%, por lo tanto, siguiendo la misma lógica que en la disponibilidad de la planta, se consideró que la pérdida del 1.0% / año tuvo en cuenta este problema.

#### **3.5.4.4 Incertidumbre en la producción anual de energía.**

Incluso con los métodos más modernos de evaluación de recursos solares, es necesario tener en cuenta la incertidumbre presente sobre los resultados que no se pueden evitar. La incertidumbre en torno a la producción anual de energía estimada depende principalmente de (i) la calidad y disponibilidad de los datos meteorológicos, (ii) el rendimiento y la disminución real de los módulos fotovoltaicos a lo largo de su uso y (iii) la disponibilidad del componente del sistema

#### **3.5.4.5 Incertidumbre asociada al recurso natural.**

##### Sensibilidad

Para expresar la incertidumbre de las fuentes relacionadas con los recursos en términos de incertidumbre de la producción de energía, en lugar de la incertidumbre de la irradiación, se debe determinar la sensibilidad de la generación de plantas a las variaciones de recursos [% kWh /% kWh.m-2]. Los proyectos de energía solar tienen una relación casi lineal entre recursos y producción, con valores de sensibilidad muy cercanos a 1 [% kWh /% kWh.m-2]. Por otro lado, la sensibilidad de la producción a la variación de temperatura es menor, asumiéndose como 0.3 [% kWh /% °C].

##### Calidad de los datos de irradiación

Las validaciones realizadas y publicadas por Meteonorm con respecto a América del Sur apuntan a una incertidumbre promedio para GHI de  $\pm 10.4\%$ .

Sin embargo, el software Meteonorm proporciona valores de incertidumbre específicos para cada sitio, que en este caso se refiere a una incertidumbre del 8% asociada a los datos de GHI, por lo que se considera como representativo del sitio. Por otro lado, los resultados de energía para este sitio son muy dependientes de la fracción directa de la irradiación, por lo que Meteonorm presenta desviaciones mucho más altas,  $\pm 25.0\%$ . Además, también se debe considerar la complejidad del sitio, que, combinado con las razones mencionadas anteriormente, respalda la incertidumbre específica anunciada por Meteonorm,  $\pm 8.0\%$ .

##### Variabilidad interanual de la irradiación solar

Se consideró una incertidumbre de  $\pm 4.3\%$  asociada a la variabilidad interanual de la irradiación.

##### Calidad de los datos de temperatura



La incertidumbre de los datos anunciados por Meteonorm fue de  $\pm 6.0\%$  ( $\pm 1.8^{\circ}\text{C}$ ), que, luego de aplicar la sensibilidad, el valor considerado fue de  $\pm 1.0\%$  en cada año dado.

#### Variabilidad interanual de la temperatura

Se consideró una incertidumbre de  $\pm 3.9\%$  asociada a la variabilidad interanual de la temperatura. Después de aplicar la sensibilidad, el valor considerado fue de  $\pm 1.2\%$  en cada año dado.

#### Representatividad a largo plazo

Teniendo en cuenta los 20 años de datos meteorológicos en un año meteorológico típico, se consideró la variabilidad interanual con una incertidumbre de  $\pm 1.0\%$

#### Variabilidad espacial

Considerando la ubicación del proyecto, en un área plana rodeada de montañas complejas, así como la resolución de datos de recursos solares, se asumió una incertidumbre de  $\pm 2.0\%$  en cada año dado.

### **3.5.4.6 Incertidumbre asociada al modelado de operaciones y equipos.**

#### Calidad del módulo fotovoltaico

Dependiendo del tipo y la marca del módulo, la tolerancia de potencia puede variar mucho, lo que puede significar un rendimiento excesivo o un rendimiento inferior con respecto a su potencia nominal en STC. Para comprender y cuantificar el riesgo de bajo rendimiento, los proveedores presentan límites de tolerancia de potencia. La información recopilada de las hojas de datos se resume en la tabla a continuación (Tabla 4), así como la incertidumbre propuesta sobre la tolerancia de potencia supuesta. La incertidumbre asume que solo en el peor de los casos, la tolerancia de potencia bajará al límite inferior del rango dado.

Tabla 4 – Tolerancia del módulo

Brand	Model	Technology	Nominal power rate	Tolerance range	Mean value	Uncertainty
Canadian Solar	CS6U-320P	Poly-Si	320 Wp	~0 to +5W	+0.8%	$\pm 0.6\%$

#### Degradación inicial (LID)

Teniendo en cuenta el posible rango de LID dado en la hoja de datos, se consideró un enfoque similar a la calidad del módulo fotovoltaico. Por lo tanto, se asumió  $\pm 1.2\%$  kWh como la incertidumbre de que tal nivel de degradación ocurra.

#### Ratio de degradación anual

Para tener en cuenta la degradación, se toma una incertidumbre de  $\pm 0.4\%$  kWh asociada a la caída anual del rendimiento para los años siguientes.

#### Modelo de simulación del sistema

La incertidumbre de los resultados producidos por los modelos de simulación, en términos de producción de energía de CA, sería un valor integral para la desviación esperada del rendimiento. La incertidumbre de la evaluación de la suciedad también se tiene en cuenta en este parámetro. La complejidad del terreno, su variación dentro de los límites de la parcela y los niveles de lluvia conducen a una incertidumbre de  $\pm 3.3\%$  kWh, para tener en cuenta las simplificaciones que puede realizar el modelo de simulación, que se producen incluso en un software altamente detallado como PVSYST.

#### Modelo de transposición

El estudio de calidad de METEONORM v6 menciona una comparación de modelos de transposición, con respecto a muestras de la base de datos en sí. Estos resultados muestran una incertidumbre de  $\pm 5.3\%$  asociada al modelo de Pérez para el recurso solar del plano inclinado.

C. A. Gueymard propone un enfoque más descriptivo, considerando diferentes modelos de descomposición y transposición. Aplicando los parámetros utilizados en PVSYST, se encuentra que es más realista usar  $\pm 3.0\%$  como la incertidumbre del modelo de transposición

### **3.5.5 Resultados de Generación.**

En los siguientes estudios de producción, realizados en base a los diseños de instalaciones propuestas, se medirá el rendimiento de estas en base a dos factores:

#### Factor de capacidad

El factor de capacidad (CF) es una medida del rendimiento desde los módulos al medidor, lo que significa la relación porcentual entre la energía producida frente a la capacidad instalada máxima de potencia con respecto al número total de horas en un año. Aunque es una buena manera de comparar tecnologías FV, el factor de capacidad solo considera la conversión de energía de CC a energía inyectada, por lo

tanto, la variación de la entrada del recurso en el plano del colector no es compensada.

Valores típicos de FC para el primer año de funcionamiento en la provincia de La Rioja se ubican entre el 20% y el 28% dependiendo del diseño del parque. Ahora, si tomamos el FC en un período de 20 años, este valor se ubica entre un 18% y un 26%.

El factor de capacidad se calcula según la fórmula 2 siguiente:

$$\text{Capacity Factor (CF)} = \frac{\text{Production [kWh]}}{P_{\text{Nominal Power of the PV field [kWp]}} \times 8760 [\text{h}]} [\%]$$

#### Performance ratio

La relación de rendimiento (PR) es una medida de la calidad de una planta. Presenta la relación entre energía disponible para ser inyectada en la red después de la deducción de las pérdidas y la que se teóricamente se obtiene en los módulos FV. El PR mide la relación entre el rendimiento real de la instalación y el rendimiento nominal y se calcula según la fórmula 3 siguiente.

$$\text{Performance Ratio (PR)} = \frac{\text{Production [kWh]}}{\text{Nominal Power of the PV field [kWp]} \times \text{Irradiation on collector} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right]} [\%]$$

Valores típicos de PR para el primer año de funcionamiento de un parque fotovoltaico puede llegar a un valor cercano al 90%, pero típicamente se ubican entre el 80% y el 83%.

### **3.6 Evolución de costos**

La energía fotovoltaica se encuentra en su momento de mayor crecimiento a nivel mundial, potenciado principalmente por el desarrollo, en los últimos años, de esta tecnología en algunos países de Asia, como China, India o Japón.

Este último año se ha superado la barrera de los 400 GW acumulados, superando los 393 GW nucleares en el mundo; mientras que el año anterior ya fue un hito memorable el que se alcanzaran los 300 GW.

En lo que respecta a la potencia total instalada, cabe destacar que entre China, Estados Unidos, Japón y Alemania, esto es, los cuatro países con mayor potencia instalada en el mundo, cubren casi el 70% de la potencia instalada total.

China, es el primer país del mundo en términos de potencia instalada, con 131 GW, con más del doble de potencia instalada que el segundo, Estados Unidos, con 51 MW.

En 2017, confirmando su dominio en los mercados, en China se instalaron 53 GW, lo que implica que China instaló aproximadamente un 51% de la potencia total mundial

En los últimos años, las políticas económicas de apoyo a la fotovoltaica de los distintos países han ido pasando de retribuciones en forma de tarifas, a otros mecanismos retributivos como son las subastas, especialmente en Argentina con la promulgación de las Leyes 27.191 y 27.424 lo que dieron paso a las licitaciones RenovAr; la posibilidad de venta de energía generada con fuentes renovables a través del programa “Mercado a Término (MATER); y la posibilidad de instalación e inyección de excedentes de energía generada mediante fuentes renovables a través del sistema de “Generación Distribuida”.

Dado el grado de aprendizaje alcanzado en la tecnología fotovoltaica, y su continua reducción de costos, la tecnología se ha convertido en plenamente competitiva frente otras tecnologías de generación.

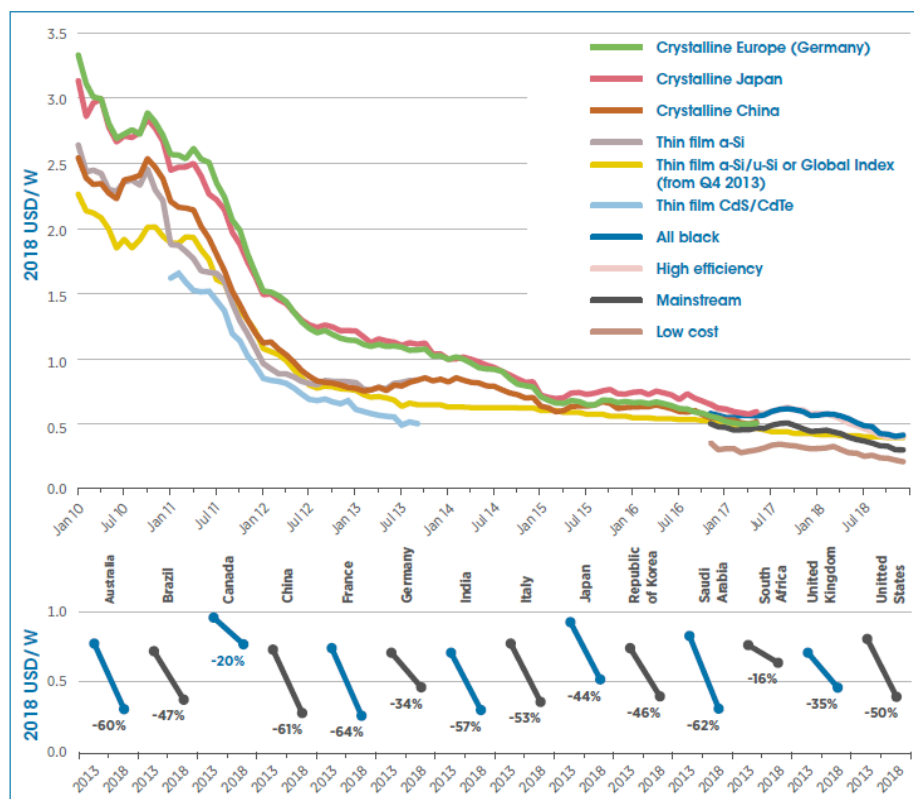
Sin embargo, probablemente este crecimiento sea proporcionalmente menor que en años anteriores, debido a que los mercados comienzan a consolidarse, y a que los dos últimos años han estado marcados por un ritmo difícil de mantener.

### **3.6.1 Equipos principales**

#### **3.6.1.1 Módulos Fotovoltaicos**

La evolución del precio del módulo fotovoltaico, refleja un claro y continuado descenso de costos, donde el precio del panel fotovoltaico ha caído un 90% desde fines del año 2009, a causa del desarrollo y la evolución de esta tecnológica.

A continuación se muestra la evolución del costo promedio de los módulos FV en Europa entre el 2013 y 2018 . (Figura 50)



Sources: Based on GlobalData, 2018; IRENA Renewable Cost Database, 2019; Photon Consulting, 2018; and pvXchange, 2019.

Figura 50 – Variación costo promedio módulos FV

Fuente: IRENA

A finales de 2018, los precios de los módulos en Europa oscilaron entre USD 0.22 / Wp para módulos de "bajo costo" y USD 0.42 / W para módulos de última tecnología "All Black", como por ejemplo los Mono PERC . Los precios de los módulos solares fotovoltaicos de referencia cayeron rápidamente entre 2010 y 2013, pero los precios promedio de los módulos por país continuaron cayendo entre 2013 y 2018, con caídas entre 34% y 61% para los mercados a escala de Gigavatios.

### 3.6.1.2 Inversores

El abaratamiento de los equipos inversores con el paso del tiempo también se ha producido, pero en mucha menor medida que la espectacular curva descendente de precios de los paneles solares, concretamente la evolución del precio de los inversores solares fotovoltaicos, por unidad de potencia, refleja un claro y continuado descenso de costos, pero mucho más blando que los módulos.

### 3.6.2 Instalación

Con el fortalecimiento de la tecnología que provoca un marcado descenso en los precios de los equipos, el avance en técnicas de instalación y la experiencia adquirida, el costo de instalación de sistemas con tecnología solar fotovoltaica ha mantenido una curva descendente en los últimos años, especialmente entre los años 2010 y 2018.

A continuación se muestra el marcado descenso en los costos de instalación de parques conectados directamente a la red de distribución y transmisión (Figura 51), los que se conoce como “Utility Scale”. Estos parques pueden ir desde potencias inferiores a 1MW hasta parques de potencias mayores a 100 MW.

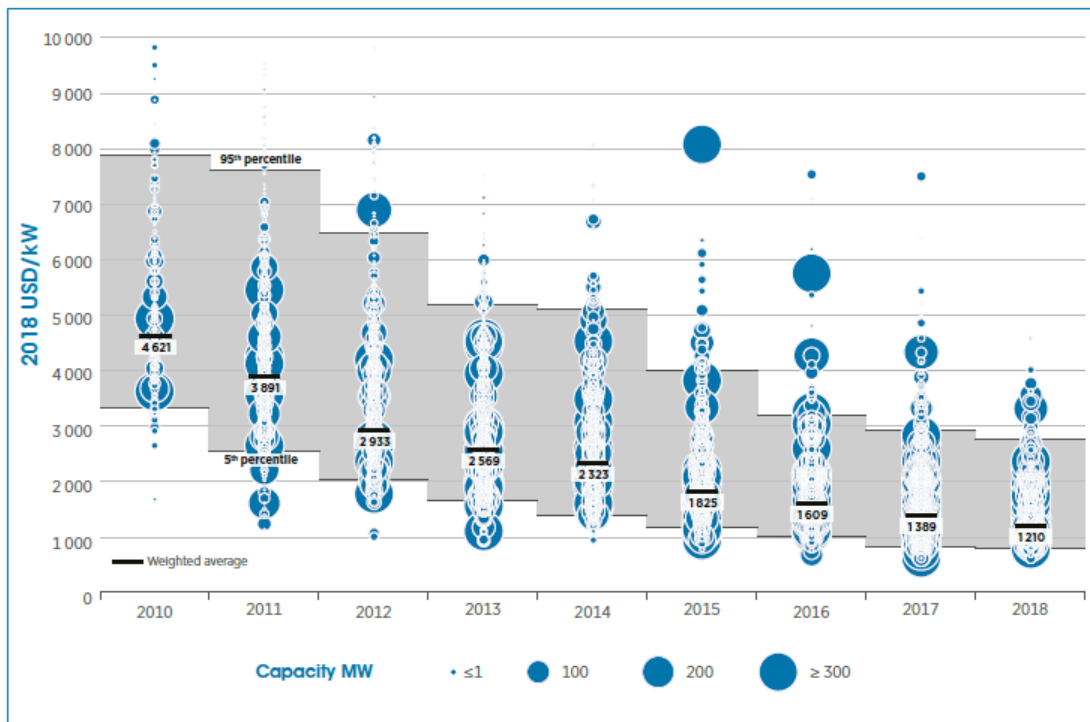


Figura 51 – Evolución de costo de instalación parque FV

Fuente: IRENA

El costo promedio ponderado global de las instalaciones de generación de energía solar fotovoltaica a escala conectada a la red, ha disminuido en un 74% entre 2010 y 2018.(Figura 52).

Los costos instalados también han convergido más cerca del promedio, es decir, ha disminuido la dispersión de precios, con el rango de percentil 5 y 95

cayendo del rango de 3.300–7.900 USD / kWca en 2010 a 800–2.700 USD / kWca en 2018.

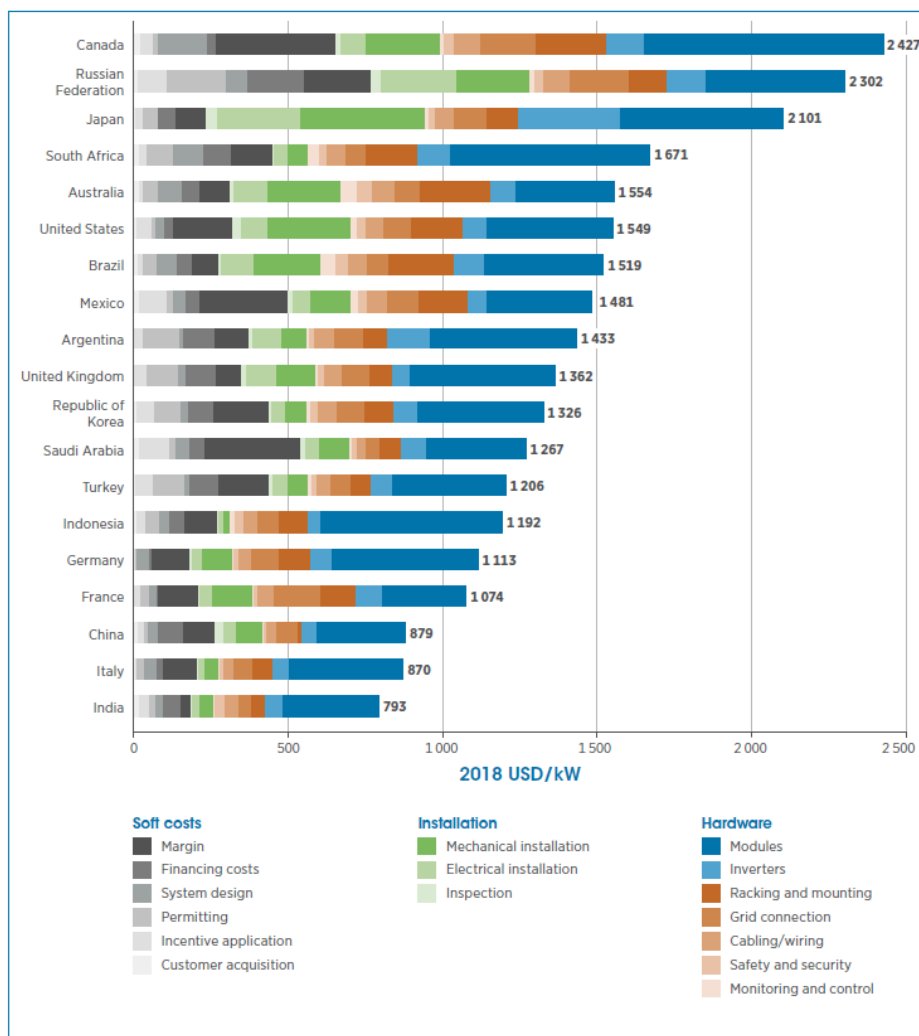


Figura 52 – Costo promedio ponderado instalación FV

Fuente: IRENA

El promedio de los costos totales instalados de energía solar fotovoltaica de gran escala varía entre un mínimo de 793 USD / kWca en India, a un máximo de 2.427 USD / kWca en Canadá en 2018. El promedio de costo más bajo fue tres veces menor que el más alto, a pesar de la convergencia de los costos instalados en los principales mercados en los últimos tres años.

En particular en Argentina, como se puede apreciar en el último gráfico (Figura 52), los costos totales de desarrollo, adquisición de equipos, instalación y



conexión, se encuentran en un valor promedio de 1.433 USD / kWca para instalaciones conectadas a red de potencias mayores a 1MW .

Analizando los costos y realizando el desagregado de estos, llegamos a los valores promedio que se muestran en Tabla 5.

Tabla 5 – Costos de instalación FV conectado a red en Argentina

Costos Complementarios	USD/kW	Instalación	USD/kW	Equipos	USD/kW
Desarrollo	10	Inspección	15	Monitorización y control	10
Aplicar a incentivos	30	Instalación eléctrica	95	Seguridad	25
Permisos	110	Instalación mecánica	70	Cableado	70
Diseño	10			Conexión a la red	90
Costos financieros	110			Transporte y desconsolidado	75
Margen de ganancia	110			Inversores	143
				Módulos y estructura soporte	460

Haciendo un análisis de los costos para la instalación del Generador Fotovoltaico, y dejando de lado los costos complementarios y los costos de conexión al sistema de transmisión, vemos que el valor promedio de una instalación correspondiente al generador fotovoltaico en Argentina es de 963 USD / kWca.

Dentro de estos costos se contempla la tasa de importación que debían retribuir los módulos FV hasta febrero del año 2019, cuando mediante resolución emitida por el Gobierno se redujo la tasa de importación de los módulos fotovoltaicos del 16% al 0%.

Si al valor obtenido, aplicamos la reducción debida a la baja del porcentaje de tasa de importación, el valor total de módulos y estructura soporte mostrado en la Tabla 5 tendrá una reducción aproximada del 9% (el valor de la tabla contempla todos los costos derivados de la impostación y transporte a sitio de los módulos), por lo que actualmente el costo promedio correspondiente al generador fotovoltaico de instalación conectada a red se reduce a USD / kWca 921,6, haciendo que el costo total promedio para un parque fotovoltaico conectado a red se reduzca a USD / kWca 1.391.

En particular, para una planta solar fotovoltaica de 50 MW requiere una inversión total aproximada de USD / kWca 870, y si la potencia fuera de 100 MW, la inversión total aproximada sería de USD / kWca 850.

### **3.6.3 Operación y Mantenimiento**

La fase de O&M debe cubrir todos las tareas necesarias para el buen funcionamiento de la planta fotovoltaica durante la vida útil esperada de aproximadamente 25 a 30 años. Las plantas no requieren mantenimiento complejo, pero un componente defectuoso debe repararse o cambiarse rápidamente.

El propietario del proyecto o los subcontratistas pueden realizar actividades de O&M. Las plantas fotovoltaicas modernas están automatizadas y controladas por SCADA. Su operación normalmente es monitoreada de forma remota, por operadores que reinician los sistemas después de cortes de línea o red. Es decir que las tareas normales de los operadores son de monitorizar el funcionamiento, sin tener que intervenir directamente durante los procesos de arranque y parada.

El mantenimiento preventivo y correctivo, como la limpieza de los paneles representa una gran parte del costo total de operación y mantenimiento. Además, tenemos que considerar los costos adicionales, como ser: agua para limpieza de módulos, consumo eléctrico interno, vigilancia patrimonial, comunicaciones, arrendamiento de la tierra, capacitación, repuestos, herramientas y seguros.

Todos estos costos de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos de generación de electricidad representan un bajo valor dentro de los costos totales para generación de energía. En particular en Argentina, estos costos son alrededor de un 1,2% a un 1,8% anual de los costos de inversión inicial.


En 2018 para plantas de potencia mayor a 1 MW, el costo anual de O&M para plantas solares se estimó en 11,000 - 16,500 USD / MW. Dentro del costo tendremos componentes variables que dependen de: la lejanía de la planta (la distancia que

deben recorrer los trabajadores - transporte), las condiciones climáticas, y los niveles de polvo y arena en la atmósfera (frecuencia de limpieza de módulos).

Operar y mantener una planta solar fotovoltaica de 50 MW requiere un promedio de 13,560 días por persona por cada año de vida útil de la instalación.

Cerca del 86 por ciento para mantenimiento (entre 9,950 y 13,300 horas-hombre/año) y el 14 por ciento de la mano de obra es necesaria para las operaciones (más de 1,900 horas-hombre/año). (Tabla 6)

Tabla 6 – Horas-hombre O&M del parque FV

 TIPO DE TRABAJO	OPERACIÓN	MANTENIMIENTO	TOTAL
OPERACIÓN	1100		1100
MANTENIMIENTO ESPECIALIZADO	486	1488	1974
MANTENIMIENTO TECNICO		893 - 1190	893 - 1190
MANTENIMIENTO NO ESPECIALIZADO		5313 - 7650	5313 - 7650
SEGURIDAD E HIGIENE		2253 - 2975	2253 - 2975
REGULACIÓN Y FACTURACIÓN	114		114
ADMINISTRACIÓN	179		179
GERENCIAMIENTO	57		57
TOTAL EN %	1170 (14%)	9946 - 13302 (86%)	11882 - 15239 (13560 PROMEDIO)

Fuente: IRENA

Una mano de obra calificada con sólidos conocimientos sobre las operaciones de la planta solar fotovoltaica constituye la mayoría de los recursos humanos necesarios. El mantenimiento requiere personal no especializado durante aproximadamente 5,300 días-persona por año (un 48 por ciento del total de O&M). De los más de 1,900 horas-hombre por año requeridos para la operación, más de 1,100 son operadores altamente calificados con habilidades específicas. Del mismo modo, aproximadamente el 19 por ciento de las ocupaciones necesarias para la operación y mantenimiento de la planta solar consiste en personal técnico (entre 9,950 y 13,300 horas-hombre); otro 15 por ciento son ingenieros altamente calificados (1,974 horas hombre).

## 4 PARQUE FOTOVOLTAICO

### 4.1 A.1 – Relevamiento Inicial

Con el objeto de tomar contacto con los empresarios que serían los posibles usuarios de la energía generada por el Parque Fotovoltaico y poder realizar un relevamiento inicial de la cantidad de empresas instaladas en el Parque Industrial de la Rioja, y confeccionar un listado con el ranking de demanda de energía para el último periodo anual, con fecha 12 de julio de 2019, se realizó una reunión con empresarios industriales en la SEDE de la “Unión de Industrias Riojanas” (UNIR), habiendo participado las mencionados en la siguiente tabla 7:

Tabla 7 – Empresas participantes

Nº	EMPRESA
1	Angel Estrada y Cia. S.A
2	Enod S.A
3	Laboratorios Bagó S.A
4	Laboratorios Bagó S.A
5	Solartec S.A
6	Tecotex
7	Tetra Pack S.R.L
8	Unisol S.A
9	Zalaya electromecanica
10	Ritex
11	TN platex
12	Colortex S.A
13	Curtume CBR S.A

Durante la reunión se transmitió el objetivo del proyecto, apuntando a que su diseño y recomendación este orientado a resolver problemáticas que afronten las empresas.

Luego de esta reunión, se envió el pedido de información mediante el envío de un formulario a los empresarios que estuvieran dispuestos a colaborar, para recabar datos necesarios para el proyecto, como ser: energía consumido, potencia contratada, contratos activos, precios pagados (Anexo 1).

Los datos aportados por los industriales serán utilizados para determinar las distintas variables financieras que permitan determinar la viabilidad de la

construcción de un parque fotovoltaico. Es imprescindible poder evaluar si las soluciones técnicas encontradas son viables desde el punto de vista económico, y en términos relativos si son o no opciones competitivas. Para ello un primer indicador representativo del mercado es el LCOE (por sus siglas en inglés Levelised Cost of Electricity) y sirve para determinar los costos de la energía a lo largo del ciclo de vida del proyecto fotovoltaico. Este indicador tiene en cuenta los costos de capital, los costos de operación y mantenimiento y el rendimiento o performance de la tecnología.

En la siguiente Tabla 8 se observa un patrón de evolución estable de la demanda de energía eléctrica de las empresas industriales entre 2016 y 2017 en el parque industrial y cercanías en la Rioja. La apertura y el detalle por empresa nos habilita a realizar un análisis de cuales empresas son las más relevantes en términos de consumo de modo tal de concentrar esfuerzos en la proyección de demanda de las mismas que nos permita un óptimo diseño de parque solar fotovoltaico sin desvíos relevantes.

Tabla 8 – Consumo de energía empresas industriales

CONSUMO ENERGÍA ACTIVA TOTAL [MWh]					
EMPRESA	2016		2017		
	MWh/año	%	MWh/año	%	
ALIMESA SA	612	0,3%	529	0,3%	
ANGEL ESTRADA Y CIA	2.914	1,6%	2.542	1,4%	
ARISCO S.A.	4.826	2,6%	4.278	2,3%	
ATILES S.A.	1.843	1,0%	1.289	0,7%	
BODEGAS SAN HUBERTO S.A.	2.970	1,6%	3.385	1,8%	
COLORTEX S.A.	24.084	13,1%	20.305	10,8%	
CONFECCIONES RIOJANA	160	0,1%	164	0,1%	
CONVENOR S.A.	1.049	0,6%	1.109	0,6%	
CURTUME, LTDA	12.160	6,6%	11.334	6,0%	
ENOD S.A.	20.070	10,9%	21.522	11,4%	
ENVASES PLASTICOS	102	0,1%	107	0,1%	
GALILEO LA RIOJA SA	329	0,2%	321	0,2%	
GUALCO S.A.	3.737	2,0%	4.361	2,3%	
HILADO S.A.	30.330	16,4%	29.387	15,6%	
IKON OFFICE	93	0,1%	78	0,0%	
LA RIOJANA COOP.	3.166	1,7%	3.237	1,7%	
LABORATORIOS BETA	1.451	0,8%	1.308	0,7%	
LARTEX S.R.L.	45.815	24,8%	45.069	23,9%	
OLIVES S. A.	555	0,3%	615	0,3%	
PASTORA LA RIOJA S.A	2.043	1,1%	2.089	1,1%	
POLINOA S.A.	5.696	3,1%	4.085	2,2%	
SERRANO SA	154	0,1%	258	0,1%	
SOLARTEC S.A.	143	0,1%	131	0,1%	
TECOTEX SACIFIYA	2.735	1,5%	2.604	1,4%	
TETRA PAK SRL	15.388	8,3%	13.030	6,9%	
UNISOL SA	2.037	1,1%	2.008	1,1%	
ZALAYA DOMINGO	4	0,0%	5	0,0%	
<b>TOTAL</b>	<b>184.465</b>	<b>100,0%</b>	<b>188.181</b>	<b>100,0%</b>	

Como podrá observarse, un poco más del 60% de la demanda de energía eléctrica, sobre las 27 empresas relevadas, lo explican tan solo 4 empresas: Colortex SA, Enod SA, Hilado SA y Lartez SRL.

## 4.2 A.2 – Análisis de Antecedentes

Para comprender el comportamiento de la demanda de las 27 empresas mencionadas anteriormente, vemos su evolución interanual 2016 y 2017 (por tener información completa y desagregada) e interanual, es decir a lo largo del año. (Figura 53)

En principio no se observa ningún patrón de comportamiento a lo largo del año para el conjunto de las empresas.

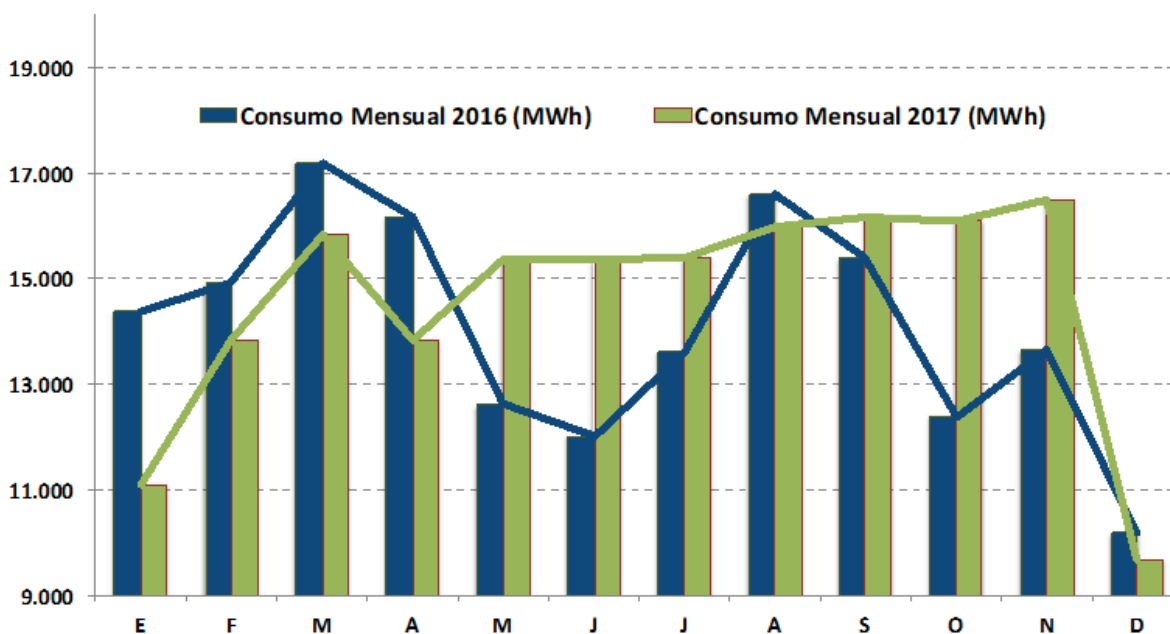


Figura 53 – Evolución de consumo de empresas

La estimación de demanda preliminar de 2018 es de 183.440 MWh, un 2,5% menos que en 2017. En aquel año la demanda de energía se había incrementado un 2% en relación a 2016. (Figura 54)

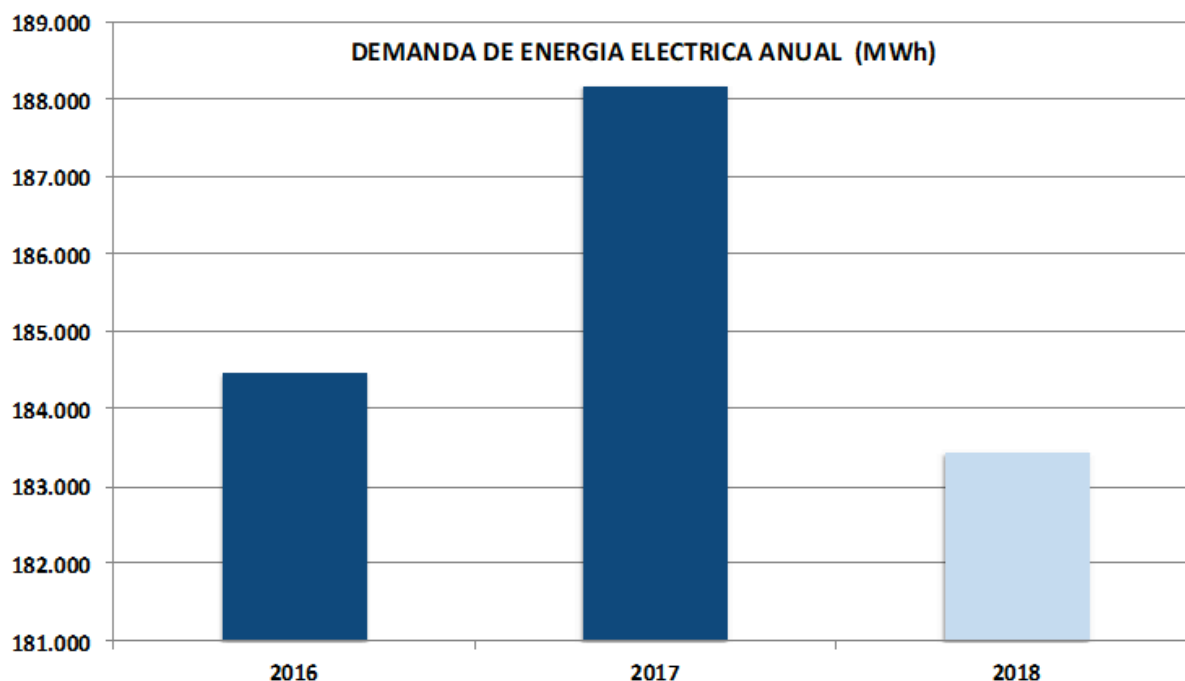


Figura 54 – Evolución de la demanda de energía

### 4.3 A.3 - Diseño y Simulación del Parque Fotovoltaico Conectado a Red

#### 4.3.1 Generalidades

Las instalaciones contenidas en esta descripción técnica han sido diseñadas bajo los parámetros exigidos en las normativas internacionales para instalaciones solares fotovoltaicas, y en las normativas nacionales para generación y transporte de energía, incluidos Los Procedimientos de CAMMESA.

Dentro de la provisión de los equipos y servicios necesarios para el montaje, puesta en marcha; se deberá priorizar la instalación de equipos producidos en nuestro país, realizando el mayor esfuerzo para la incorporación de la mayor cantidad de bienes y componentes de origen local.

#### 4.3.2 Descripción general del Proyecto

El diseño del proyecto puede realizarse mediante el uso de pocos inversores centralizados de gran potencia o el uso de muchos inversores de baja potencia denominados “de string”.

En el caso de realizar el diseño con inversores centralizados, la energía generada por cada serie de paneles será transmitida a las cajas de monitorización o

cuadros de agrupamiento donde se llevará la generación de varios string o series. La generación proveniente de cada caja de monitorización se llevará hasta los centros de inversión y transformación donde se conectarán a las entradas de conexión de CC de los inversores donde se realizará la conversión de CC a CA. Desde la salida de los inversores se conectará al transformador que elevará la tensión a 33kV.

Cada centro, además de contar con las celdas de baja tensión y celdas de media tensión; deberá contar con los transformadores en baño de aceite con su respectivo sistema de contención por el derrame de aceite.

Para el caso de diseño con inversores de string, la energía generada por cada serie de paneles será transmitida a los inversores. La generación proveniente de varios inversores se agrupará en cuadros de baja tensión desde donde se evacuará la energía mediante el tendido de cables de CA de baja tensión hasta el cuadro de celdas de baja tensión. La salida del cuadro de celdas se conectará al transformador que elevará la tensión a 33kV. (Figura 55)

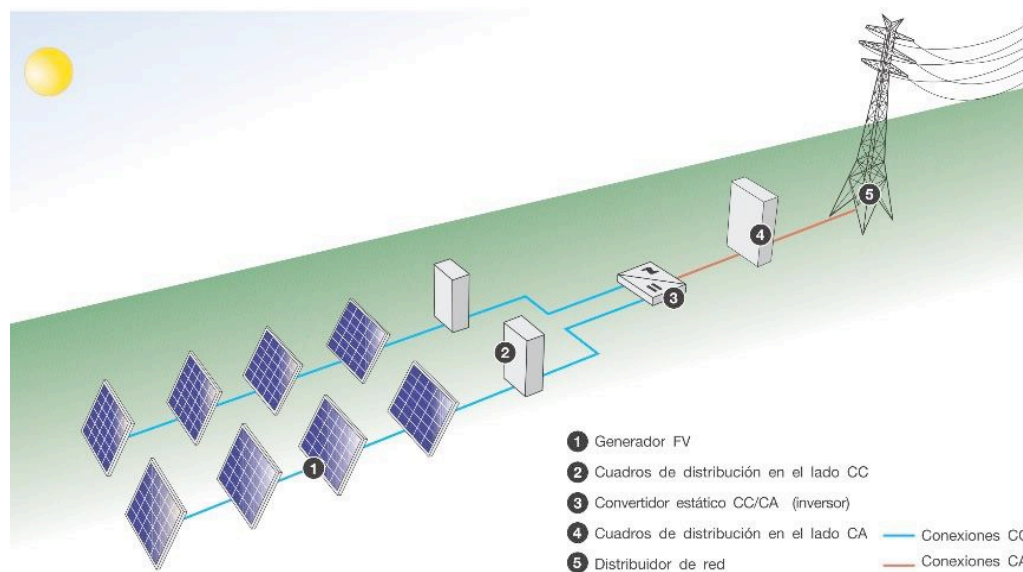


Figura 55 – Diagrama de Parque Fotovoltaico

Se sugiere que cada campo solar se realice utilizando módulos solares policristalinos compuestos de 72 células de 6", de marcas líderes en el mercado.

Los módulos, montados sobre las estructuras, se conectarán en series, constituyendo un String para que la tensión de salida de esta serie concuerde con las características de entrada del inversor.



Así también, la configuración final de equipos a utilizar, así como la topología final del generador fotovoltaico dentro del terreno disponible, se determinará durante la etapa de ingeniería de detalle luego de finalizados los estudios de suelo.

Los servicios auxiliares del parque se tomarán directamente de la línea de evacuación, a través de un transformador, siempre que sea posible con anterioridad a los contadores de venta de energía, y deberán disponer su correspondiente equipo de medida y protecciones adecuados a su potencia.

El transformador de servicios auxiliares se conectará a un cuadro de alterna desde el que se alimentará los diversos consumos:

- Monitorización
- Inversor
- Tomas de corriente
- Estación meteorológica
- Alumbrado
- Sala de control

El parque solar deberá contar con su propio SMEC (Sistema de medición comercial), SOTR (Sistema de operación en tiempo real), PPC (Power plant controller), AR (Analizador de redes), de acuerdo a las reglamentaciones de CAMMESA.

#### **4.3.3 Equipos**

Los equipos a instalar cumplirán cálculos justificativos de su idoneidad para el uso al que se someten. Todos los equipos cumplirán con los requerimientos de las normativas nacionales y/o internacionales.

##### **4.3.3.1 Módulos fotovoltaicos**

Los módulos deberán proporcionar como mínimo las siguientes garantías:

- Máxima degradación de un 10% durante los primeros 10 años.
- Máxima degradación de un 20 % durante los primeros 25 años.
- Garantía contra defectos fabricación de 10 años.

Se sugiere que los módulos a emplear sean de tecnología de silicio cristalino, los cuales actualmente tienen la mejor relación precio/rendimiento.

Las células irán encapsuladas con vidrio templado bajo en hierro y láminas de Etileno-Vinil-Acetato modificado (EVA). La lámina posterior consta de varias capas,

cada una con una función específica, ya sea adhesión, aislamiento eléctrico, o aislamiento frente a las inclemencias meteorológicas.

La caja de conexiones tendrá un grado de protección mínimo IP54, que asegura su aislamiento frente a la humedad e inclemencias meteorológicas. Los módulos cuentan con cables con una bajísima resistencia de contacto, todo ello destinado a conseguir las mínimas pérdidas por caídas de tensión. Cumplirán con todos los requerimientos Safety Class II (TÜV), tanto de flexibilidad, como de doble aislamiento, o alta resistencia a los rayos UV. Todo esto los convierte en cables aptos para su uso en aplicaciones exteriores.

El marco resistente de aluminio anodizado proporciona alta resistencia al viento y será diseñado para facilitar el montaje en la estructura soporte.

Antes de la instalación de los módulos, se deberá llevar a cabo un sistema de clasificación que agrupa los módulos por rangos de intensidad de corriente. En la instalación se constituirán series de módulos del mismo rango de corriente, de manera que se reducen las pérdidas por mismatch, contribuyendo a aumentar la eficiencia de la instalación.

#### **4.3.3.2 Inversores**

Los inversores sugeridos a ser utilizados en el diseño preliminar tendrán una potencia mínima de 2.750 kVA. Estos inversores tendrán la configuración maestro-esclavo, dado que la conexión a la red se realizará mediante transformadores elevadores de tensión.

Los inversores seleccionados deberán disponer de sistemas de seguimiento de punto de máxima potencia (MPPT); cada uno de los sistemas dispondrá de una entrada independiente, así como una protección eléctrica para cada etapa, compuesta como mínimo de:

- Seccionador CC con mando en puerta
- Seccionador AC con mando en puerta
- Descargador de sobretensiones atmosféricas CC
- Descargador de sobretensiones atmosféricas AC
- Sistema de vigilancia anti-isla con desconexión automática
- Vigilante de aislamiento CC
- Posibilidad de desconexión manual
- Posibilidad de almacenamiento de datos y alarmas
- Posibilidad monitorización en sistemas convencionales

- Protección contra polarización inversa
- Protección contra sobretensiones transitorias a la entrada y a la salida
- Protección contra cortocircuitos y sobrecargas a la salida.
- Protección contra sobre temperatura en el equipo
- Grado de protección mínimo IP 54

Para las instalaciones objeto del presente informe, se sugiere el uso de centros de inversión y transformación compuestos por Inversores, Transformadores de potencia, Celdas de baja y media tensión, transformador de servicios auxiliares, todos ellos montados, conexicionados y ensayados en fábrica

#### **4.3.3.3 Estructura soporte de módulos**

Se recomienda que los paneles se instalen montados sobre estructura móvil a 1 eje con disposición de 1 fila de módulos en posición vertical o 2 filas de módulos en posición horizontal, dependiendo de la marca de estructura seleccionada.

En el caso de que el material utilizado sea acero galvanizado en caliente, el proveedor deberá emitir una garantía mínima frente a la corrosión de 30 años.

El diseño de la estructura se realizará de tal forma que se minimicen los tornillos pernos y grapas; todos los tornillos, grapas, etc.

Las piezas para anclar los módulos a la estructura serán del mismo de acero galvanizado o de aluminio, y garantizarán la fijación de estos, así como su posible desmontaje en caso de ser necesario.

Si las características del suelo lo permiten, para la fijación de las estructuras al suelo se utilizará preferentemente un sistema que no requiera la realización de una cimentación de hormigón, ni en la que se tenga que realizar movimientos de tierras, siendo el sistema de Hincado directo de los postes soporte la metodología más económica para este tipo de instalaciones.

El diseño estructural se basará en los Reglamentos Nacionales y en particular para la zona de emplazamiento de la obra, a fin de evaluar correctamente las acciones sísmicas, de viento, como así también el peso propio y las sobrecargas gravitatorias. El cálculo de verificación del conjunto estructura + paneles deberá cumplir con las reglamentaciones para el diseño de este tipo de estructuras respecto a cargas, vientos, sismos, etc.

#### **4.3.3.4 Transformadores**

Los transformadores a utilizar en el parque se dividen en 2 categorías y deberán cumplir con las normativas existentes en la República Argentina:

- Transformadores elevadores de tensión
- Transformador de Servicios Auxiliares

Se sugiere el uso de transformadores en baño de aceite, ya que usar transformadores secos, redundaría en mayores costos de mantenimiento por las condiciones climáticas del sitio.

#### **4.3.3.5 Cables**

Todos los cables instalados en el parque deberán cumplir con las regulaciones existentes y se calcularán con el criterio de garantizar las pérdidas mínimas y que los valores mínimos de tensión se encuentren dentro de los parámetros exigidos por las normas.

##### Cables de CC

Los cables de CC deberán estar preparados para trabajar al exterior, soportar inclemencias meteorológicas y la radiación directa del sol; deberán tener una duración garantizada de 20 años.

##### Cables BT CC y AC

Se sugiere utilizar cables tipo RV con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), cubiertas interior y exterior de PVC con protección UV para todas las líneas de baja tensión.

Las conexiones de los conductores se deberán efectuar siguiendo métodos o sistemas que garanticen una perfecta continuidad del conductor y de su aislamiento.

Los empalmes y terminales se elegirán de acuerdo a la naturaleza, composición y sección de los cables, y no deberán aumentar la resistencia eléctrica de estos. Los terminales deberán ser, asimismo, adecuados a las características ambientales (interior, exterior, contaminadas, etc.). Las características de los accesorios y las piezas de conexión serán las establecidas en las normas correspondientes. Los empalmes y terminales se realizarán siguiendo las instrucciones de montaje dadas por los fabricantes.

Para la unión de las series de los módulos fotovoltaicos, y para evitar posibles contactos accidentales se utilizarán conectores tipo multi-contac o similar, compatibles con las conexiones de los módulos FV seleccionados.

##### Cables MT

Se deberán utilizar únicamente cables de aislamiento de dieléctrico seco que cumplan con las normas de la República Argentina

Los empalmes y terminales serán adecuados a la naturaleza, composición y sección de los cables, y no deberán aumentar la resistencia de estos. Los terminales deberán ser, asimismo, adecuados a las características ambientales (interior, exterior, contaminadas, etc.). Las características de los accesorios y las piezas de conexión serán las establecidas en las normas correspondientes. Los empalmes y terminales se realizarán siguiendo las instrucciones de montaje dadas por los fabricantes.

#### Cables de comunicaciones

Para la comunicación de los inversores, las celdas de MT y los contadores de energía, se instalarán cables RS-485 con conversores RS-485 a Fibra óptica.

Para el uso del cable de comunicaciones RS-485 se deberá prestar atención a la distancia máxima de tendido, ya que, en caso de exceder esta distancia, se pueden tener problemas en la transmisión de datos.

Todas estas comunicaciones se deberán conectar a un ordenador central mediante una conversión de fibra óptica a Ethernet, en dicho ordenador se almacenarán todos los datos y se encontrará el programa de visualización local y la conexión remota (SCADA).

#### **4.3.3.6 Estación meteorológica**

Para poder realizar el control del funcionamiento del parque y compararlo con los datos de diseño, se deberá instalar una central meteorológica grado industrial.

Se recomienda que la misma tenga como mínimo las siguientes características y cantidades:

- DATA LOGGER – Cantidad: 1
- Medidor de Irradiancia en el plano de los módulos – Cantidad: 2
- Medidor de Irradiancia en el plano horizontal (piranómetro) – Cantidad: 1
- Sensor de temperatura de módulo FV – Cantidad: 2
- Sensor de temperatura ambiente (termómetro) – Cantidad: 1
- Sensor de velocidad de viento (anemómetro) – Cantidad: 1
- Sensor de dirección de viento – Cantidad: 1
- Medidor de Índice de suciedad – Cantidad: 1
- Medido de nivel de precipitaciones (pluviómetro) – Cantidad: 1

#### 4.3.4 Sistemas del Parque

##### 4.3.4.1 Sistema de generación

Los módulos fotovoltaicos se montarán sobre la estructura y se conectarán en series para alcanzar la tensión adecuada a los valores de entrada del inversor, formando una serie o string. Estas series se conectarán en paralelo en las Cajas de Monitorización (CM) las que contarán con las protecciones adecuadas.

Las salidas de las CM se conectarán en paralelo en las cajas de agrupamiento (en caso de que el diseño final así lo determine), y desde estas a los bornes de entrada de CC de entrada de los inversores. Estos agrupamientos se realizarán con el fin de minimizar las pérdidas por caídas de tensión.

Las cajas contarán como mínimo con las siguientes protecciones:

- Interruptores automáticos termomagnéticos de corte con una potencia adecuada a la configuración de maestro-esclavo que disponga el inversor elegido.
- Descargadores de sobretensiones mínimo clase I y clase II.
- Puesta a tierra y terminales para las conexiones de entrada y de salida.

Para el tamaño de instalación motivo de este informe, se sugiere la utilización de centros de inversión y transformación centralizados (CT) preensamblados y ensayados en fábrica.

En cada CT se tendrán instalados los inversores, el transformador, las celdas de protección y se dispondrá de un compartimento para el transformador; así mismo existirá otro compartimento con acceso independiente para las celdas de media tensión, y otro compartimento donde estarán colocados los inversores y cuadros de BT. (Figura 56)



Figura 56 – Centro de inversión y transformacióm

Los CT se conectarán en serie en grupos de a 6 CT conformando una potencia de 16.5 MW. La salida del último CT se llevará hasta el centro de maniobras desde donde saldrá la línea de transmisión hasta el punto de conexión en la ET del Parque.

#### **4.3.4.2 Sistema de Baja tensión**

Las canalizaciones de baja tensión y corriente continua de ser posible se realizarán sobre bandejas que se soportan en la estructura. En caso de que el tendido sobre bandejas o superficial provoque interferencias para el desarrollo de las tareas de mantenimiento y circulación dentro del parque, el tendido se realizará en forma subterránea. Se considerará para cada tipo de conductor y tipo de tendido, las indicaciones dadas por el fabricante.

En todos los casos se instalarán bandejas de acero galvanizado o de aluminio, u otro sistema soporte de cables, de dimensiones adecuadas para el n° de cables que discurran por cada tramo dejando como mínimo un 25 % de reserva, los cables irán peinados y para las curvas de subidas, bajadas o cambios de dirección, se utilizarán accesorios adecuados para cada forma.

#### **4.3.4.3 Sistema de Media tensión**

Los conductores irán tendidos en canalización subterránea simplemente enterrados en caso de que las condiciones del suelo lo permitan, que comuniquen los distintos centros de transformación con las cajas de monitorización y con el centro de maniobras; o se dispondrán tubos de PVC en cruces de calles (uno para la red de MT, otro para comunicaciones y otro de reserva).

Los cables o los tubos de PVC irán dispuestos sobre cama de arena y debidamente enterrados en zanja. En cada uno de los tubos se instalará un solo circuito. El trazado será lo más rectilíneo posible para facilitar el tendido de los cables evitando en lo posible los cambios de dirección. En los puntos donde esto se produzca o en donde existan tramos de mucha longitud, se dispondrán preferentemente de cámaras de tiro y excepcionalmente arquetas ciegas, para facilitar la manipulación.

#### **4.3.4.4 Sistema de tierra**

El sistema de puesta a tierra será común para todo el parque y secciones adecuadas según lo requerido por los cálculos eléctricos, y los conductores serán

tendidos por todas las zanjas, conectando a tierra todas las instalaciones y masas metálicas de la instalación. Se repartirán por la zona jabalinas de puesta a tierra que se clavarán en el terreno como apoyo y garantía para conseguir los valores de resistencia adecuados.

#### Tierra de protección

Todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los aparatos y equipos instalados en el CT se unen a la tierra de protección: envolventes de las celdas y cuadros de BT, rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc., así como la armadura del edificio. Igualmente se unirán entre sí todas las tierras de protección de cada uno de los Centros.

#### Tierras de servicio

Con el fin de evitar tensiones peligrosas en BT debido a fallas en la red de AT, el neutro del sistema de BT se conectará a una toma de tierra independiente del sistema de AT, de tal forma que no exista influencia en la red general de tierra, para lo cual se emplea un cable de cobre aislado y conectado a la red.

### **4.3.4.5 Sistema de control**

#### **4.3.4.5.1 Sistema SCADA**

Se deberá instalar un sistema SCADA para poder visualizar y monitorear, en todo instante, los parámetros principales y estatus del parque fotovoltaico.

El sistema será capaz de transmitir, vía remota, las magnitudes fundamentales con una frecuencia de medición mínima de 1 minuto (condicionada a la velocidad de transmisión de la red que se pueda instalar en la localización elegida).

Los parámetros que como mínimo se deberán de visualizar son:

- Intensidad: máxima, mínima e instantánea en amperios.
- Tensión: máxima, mínima e instantánea en voltios.
- Datos de la estación meteorológica. (características del día)
- Parámetros del Inversor. (tensión de entrada, tensión de salida, potencia, etc.)
- Alarmas del inversor.
- Estado del transformador y celdas de MT.

El sistema deberá ser capaz de generar informes con el estado de los inversores, celdas, transformadores y variaciones en los parámetros principales de potencia, intensidad y tensión.



El sistema tendrá distintos niveles de actuación configurables para los distintos niveles de acceso, mantenimiento y visualización.

El Scada tendrá una arquitectura que resulte fácil e intuitiva para los operadores, y que resulte de fácil integración para cualquier otro elemento (subestaciones, videovigilancia, etc).

#### **4.3.4.5.2 Sistema de Medición Comercial (SMEC) y de Operación en Tiempo real (SOTR)**

Para cumplir con los requisitos técnicos y reglamentarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), el parque deberá contar con un Sistema de Medición Comercial y un Sistema de Operación en Tiempo Real que cumplan con los requisitos de los procedimientos de CAMMESA.

Las transacciones comerciales en el ámbito del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) requieren la medición de energía activa en los nodos del MEM, es decir, en la Estación Transformadora donde se conecta el Parque al sistema.

El sistema de medición, registro y adquisición de datos del SMEC tendrá tres componentes:

- Un sistema de medición de energía activa en los nodos: comprende los transformadores de corriente y tensión y los medidores de energía.
- Un sistema integrado de registro y transmisión de datos: constituido por equipos registradores, que integran y almacenan los valores de energía de los nodos, procedentes del instrumental de medición, y un equipamiento de adquisición y procesamiento de datos provenientes de estos registradores.
- Un sistema de comunicaciones para la recolección de la información basado en la red de telefonía conmutada, pública o privada, para el acceso remoto a los registradores desde los centros de recolección de datos de CAMMESA y el Organismo Encargado del Despacho.

La operación técnica y económica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), requiere que su administrador, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) que en nuestro caso es CAMMESA, cuente con toda la información en tiempo real necesaria para el desarrollo de esta función. Para ello es necesario contar con los medios informáticos y de comunicaciones que vinculen el Centro de Control de Operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista (COC) con el Centro de Control de Operaciones del parque.

Los equipamientos del sistema de operación en tiempo real deberán responder a las especificaciones técnico-funcionales que establecen los procedimientos de CAMMESA.

Además, deberá implementarse un sistema de enlaces de datos y de voz, denominado Sistema de Comunicaciones (SCOM), que responderá a los requerimientos del SOTR y de la operación en tiempo real del Sistema Argentino De Interconexión (SADI)

#### 4.3.5 Configuración del Parque

La configuración preliminar de diseño del Parque se realizó teniendo en cuenta la potencia necesaria para abastecer de energía a las empresas de La Rioja, como así también, de los datos de las capacidades de los distintos puntos de interconexión, tanto sean Estaciones Transformadoras como líneas de transmisión.

De acuerdo con las potencias disponibles en los distintos puntos de conexión en La Rioja, tomaremos una instalación de 100 MWAC y otra de 50 MWAC de potencia instalada, con una relación AC/DC de 119%.

Estos parques estarán compuestos por inversores centralizados de 2.75MW conectados en series de a 6 unidades, módulos fotovoltaicos policristalinos de 320Wp y sistema de soporte de módulos compuesto por trackers con movimiento a 1 eje. Con esta configuración y tomando un pitch de 6m, el factor de ocupación será de aproximadamente 2 Has por cada MWdc instalado.

En las siguientes Tabla 9 y Tabla 10, se resumen las configuraciones de referencia adoptadas para realizar el estudio y en el Anexo 1, 2 y 3 se muestra el diseño unifilar del parque y su punto de conexión.

Tabla 9 – Configuración Parque 100 MWAC

<b>General</b>			
Final output capacity [AC][kW]	99 000	Ratio DC/AC [%]	119
DC power capacity [DC][kWp]	118 080	Module area [m2]	717 454
<b>PV unit specification (1)</b>			
Number of units	369 000	Maximum power voltage (Vmp)	37.4

Units per string	30	Maximum power current (Imp)	8.56
Brand	Jinko o Similar	Open circuit voltage (Voc)	46.4
Model	JKM320PP-72-V	Short circuit current (Isc)	9.05
Technology	Si Poli cristaline	Cell arrangement	72
Nominal power rate [Wp]	320	NOCT [°C]	45 ±2
Efficiency [%]	16.46	Temperature coef. (Pmpp) [%/°C]	-0.4
Tolerance	0 to +5W	Temperature coef. (Voc) <25°C >25°C[%/°C]	-0.3
Dimensions L x W x [mm]	992x1960x40	Temperature coef. (Isc) [%/°C]	0.06
Product warranty	10 years	Performance above 90%	NA
Performance degradation	Linear	Performance above 80%	NA
<b>Inverters</b>			
Number of units	36	MPP voltage range [V]	875 a 1425
Brand	SMA	Maximum DC voltage [V]	1500
Model	MVPS 2750	Maximum DC current [A]	3206
AC rated power [kVA] @35°C	2750	Maximum AC current [A]	2646
EURO Efficiency [%]	98.6	Operating temperature range	-40 to 60
Max Efficiency [%]	98.8	Dimensions L x H x W [mm]	1588x2318x2780
<b>Mounting Structure</b>			
Type	Single-axis tracker	Azimuth [°]	0
Tilt / rotation [°]	0   -60 to +60	Pitch E-W [m]	6.00

PV unit / Qty per row	30	Row Qty	12.300
Junction Box			
Type	Monitoring	IP Grade	54
Qty of entries	32	Qty	388

Tabla 10 – Configuración Parque 50 MWAC

<b>General</b>			
Final output capacity [AC][kW]	49 500	Ratio DC/AC [%]	119
DC power capacity [DC][kWp]	59 040	Module area [m2]	358 727
<b>PV unit specification (1)</b>			
Number of units	184 500	Maximum power voltage (Vmp)	37.4
Units per string	30	Maximum power current (Imp)	8.56
Brand	Jinko o similar	Open circuit voltage (Voc)	46.4
Model	JKM320PP-72-V	Short circuit current (Isc)	9.05
Technology	Si Poli cristaline	Cell arrangement	72
Nominal power rate [Wp]	320	NOCT [°C]	45 ±2
Efficiency [%]	16.49	Temperature coef. (Pmpp) [%/°C]	-0.4
Tolerance	0 to +5W	Temperature coef. (Voc) <25°C >25°C[%/°C]	-0.3
Dimensions L x W x [mm]	992x1960x40	Temperature coef. (Isc) [%/°C]	0.06
Product warranty	10 years	Performance above 90%	NA

Performance degradation	Linear	Performance above 80%	NA
<b>Inverters</b>			
Number of units	18	MPP voltage range [V]	875 a 1425
Brand	SMA	Maximum DC voltage [V]	1500
Model	MVPS 2750	Maximum DC current [A]	3206
AC rated power [kVA] @35°C	2750	Maximum AC current [A]	2646
EURO Efficiency [%]	98.6	Operating temperature range	-40 to 60
Max Efficiency [%]	98.8	Dimensions L x H x W [mm]	1588x2318x2780
<b>Mounting Structure</b>			
Type	Single-axis tracker	Azimuth [°]	0
Tilt / rotation [°]	0   -60 to +60	Pitch E-W [m]	6.00
PV unit / Qty per row	30	Row Qty	6.150
<b>Junction Box</b>			
Type	Monitoring	IP Grade	54
Qty of entries	32	Qty	194

(1) Las condiciones de referencia (condiciones de prueba estándar - STC) son condiciones de operación estándar, en las que se prueban los módulos fotovoltaicos.

Los parámetros definidos son:

- Radiación incidente de 1000 W / m<sup>2</sup>;
- Temperatura del módulo fotovoltaico de 25° C;
- Espectro de masas atmosféricas de 1,5, es decir, espectro solar estándar que corresponde a una distancia igual a 1,5 veces la altura de la atmósfera (masa de la columna de aire a nivel del mar) en el sitio.

En el gráfico siguiente se muestra el sistema de transmisión de la provincia de La Rioja. (Figura 57)

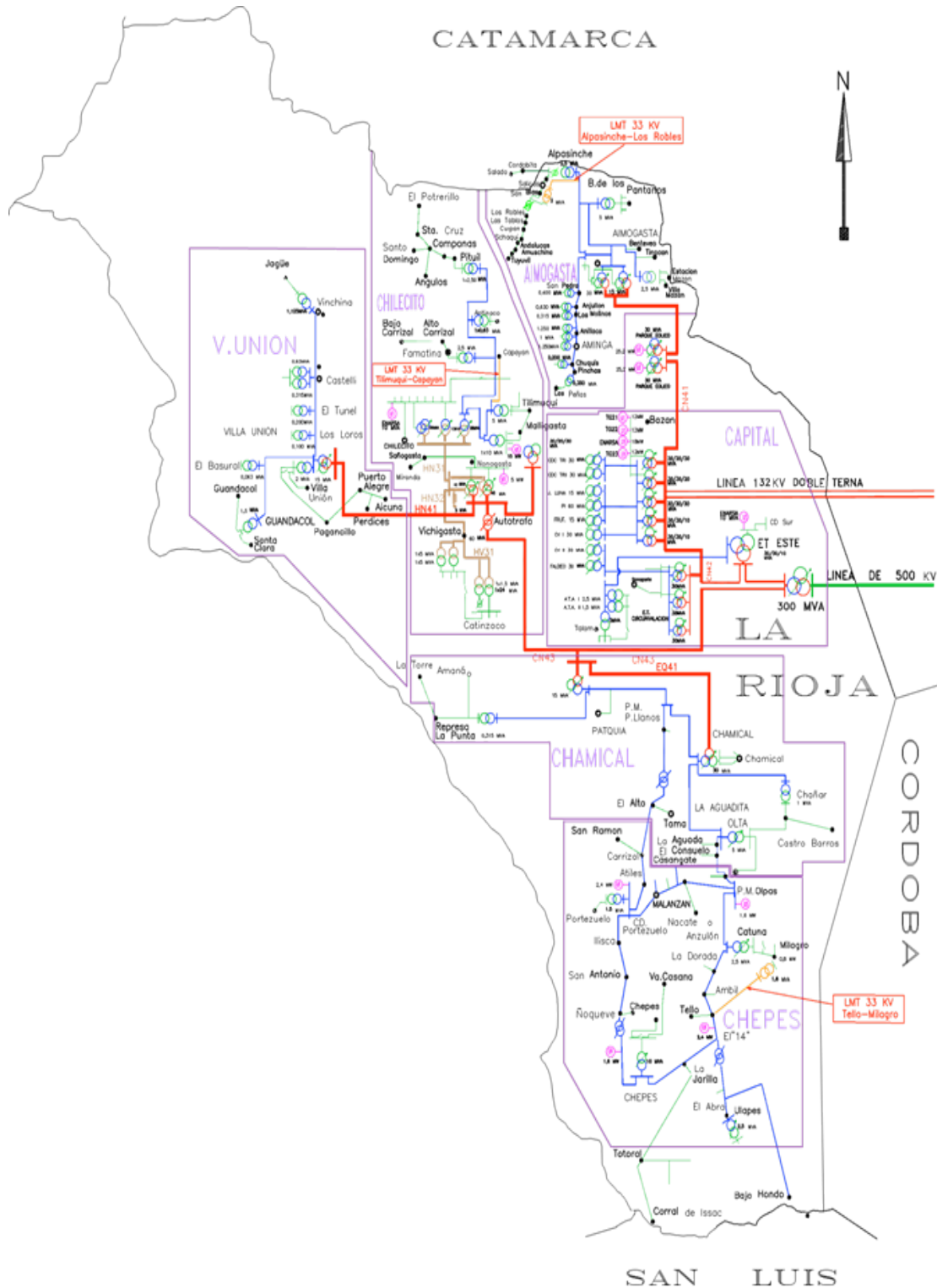


Figura 57 – Diagrama eléctrico La Rioja

Fuente: EDELAR

Para la elección del punto de conexión, se debe tener en cuenta que la potencia máxima a conectar en una línea o estación transformadora está definida por CAMMESA de acuerdo al estado actual de las instalaciones, como así también por las obras de infraestructura que se realizan para ampliar dicha capacidad, las que se pueden ver en la Tabla 11 y Tabla 12.

Los valores expresados en las columnas de limitaciones están determinados en base a simulaciones del Sistema de Interconexión (SADI), realizadas por CAMMESA y se refiere al máximo valor de energía instantánea (por lo tanto, la potencia máxima) que se puede exportar de la zona considerada.

Es decir, ante la salida de servicio de la demanda de la zona por alguna falla, se considera que toda la energía generada por la zona debe ser exportada a otra zona aledaña mediante la transmisión en línea de 500kV a través del punto de interconexión que está conectado al SADI, que en el caso de La Rioja es la Estación Transformadora La Rioja Sur.

Estas limitaciones solo son aplicables en caso de congestión del sistema ante fallas. En condiciones normales de operación, el límite está dado por la máxima capacidad del punto de interconexión.

A continuación, se detallan los valores de capacidades determinados por CAMMESA

En la Tabla 11 se detallan las capacidades actuales con las limitaciones a las capacidades de cada punto, determinada por las limitaciones de los puntos aguas arriba.

**TABLA 11 – Capacidad Puntos de Interconexión**

IDENTIF.	PUNTO DE INTERCONEXIÓN ("PDI")		TENSIÓN (kV)	POTENCIAS MÁXIMAS POR PDI O LIMITACIÓN				
				POTENCIA MÁXIMA EN PDI [MW]	LIMITACIÓN 1 [MW]	LIMITACIÓN 2 [MW]	LIMITACIÓN 3 [MW]	LIMITACIÓN 4 [MW]
	NOMBRE	TIPO						
4000	AIMOGASTA	E.T.	132	70	AIMOGASTA 132KV	AIMOGASTA - LA RIOJA 132 kV	LA RIOJA 132 kV	105
4001	ALIMENTADOR VILLA MAZAN	-	33	5				
4010	PINCHAS	E.T.	33	10				
4020	LÍNEA 132 KV AIMOGASTA - LA RIOJA NORTE	-	132	0				
4021	LÍNEA 132KV LA RIOJA NORTE - LA RIOJA SUR	-	132	-				
4030	LA RIOJA NORTE 132 kV	E.T.	132	105				
4040	VILLA UNIÓN	E.T.	132	50	VILLA UNION			

4046	LÍNEA 132 KV VILLA UNIÓN - NONOGASTA	-	132	50	32	NONOGASTA 132 kV 0	LA RIOJA SUR 132 kV 37
4045	VILLA UNIÓN	E.T.	33	0			
4049	VILLA UNIÓN	E.T.	13,2	0			
4041	MALLIGASTA	E.T.	132	30			
4042	MALLIGASTA	E.T.	33	20			
4043	LÍNEA 132 KV NONOGASTA - MALLIGASTA	-	132	15			
4044	ALIMENTADOR VICHIGASTA	-	13,2	3			
4047	LÍNEA 132 KV NONOGASTA - PIQUETE 63	-	132	-			
4048	LÍNEA 132 KV PIQUETE 39 - PIQUETE 63	-	132	-			
4050	NONOGASTA	E.T.	132	15			
4052	NONOGASTA (AUTOTRAFO 1)	E.T.	66	40	NONOGASTA AUTOTRAFO 1 40	PATQUÍA - LA RIOJA SUR 132 kV 0	
4053	NONOGASTA (AUTOTRAFO 1)	E.T.	13,2	15			
4054	NONOGASTA (AUTOTRAFO 2)	E.T.	66	40	NONOGASTA AUTOTRAFO 2 40		
4055	NONOGASTA (AUTOTRAFO 2)	E.T.	13,2	15			
4051	LÍNEA 132 KV NONOGASTA - PATQUÍA	-	132	15			
4060	PATQUÍA	E.T.	132	0			
4056	PATQUÍA	E.T.	33	0			
4057	PATQUÍA	E.T.	13,2	0			
4061	LÍNEA 132 KV PATQUÍA - LA RIOJA SUR	-	132	15			
4062	LÍNEA 132 KV PIQUETE 63 - LA RIOJA SUR	-	132	-			
4063	PIQUETE 63	E.T.	132	-		PATQUÍA - CHAMICAL 132 KV 50	
4070	PUNTA DE LOS LLANOS	E.T.	33	15			
4080	CHAMICAL	E.T.	132	60			
4081	CHAMICAL	E.T.	33	8	CHAMICAL TRAFO 1 8		
4082	CHAMICAL	E.T.	13,2	8			
4090	LÍNEA 132 KV PATQUÍA - CHAMICAL	-	132	60			
4091	SAN MARTÍN	E.T.	132	150	SAN MARTIN 132KV		
4092	LÍNEA 132KV LA RIOJA SUR - SAN MARTÍN	-	132	150			
4100	LA RIOJA SUR 132 kV	E.T.	132	100			

Fuente: CAMMESA

En la Tabla 12 se detallan las capacidades en base a la entrada en servicio de obras de ampliación de la capacidad de transporte que actualmente se encuentran en ejecución.

Expediente: 18165 00 01

Título: Parque Fotovoltaico de La Rioja y Modelos de Generación Fotovoltaica para Bombeo de Agua





TABLA 12 – Capacidad con ampliación de la capacidad de transporte

IDENTIF.	PUNTO DE INTERCONECCIÓN ("PDI")		TENSIÓN (kV)	POTENCIAS MÁXIMAS POR PDI O LIMITACIÓN							
				POTENCIA MÁXIMA EN PDI [MW]	LIMITACIÓN 1 [MW]	LIMITACIÓN 2 [MW]	LIMITACIÓN 3 [MW]	LIMITACIÓN 4 [MW]			
	NOMBRE	TIPO									
4000	AIMOGASTA	E.T.	132	70	AIMOGASTA 132KV  70	AIMOGASTA - LA RIOJA 132 kV  0	LA RIOJA 132 kV  105	LA RIOJA SUR 132 kV  87			
4001	ALIMENTADOR VILLA MAZAN	-	33	5							
4010	PINCHAS	E.T.	33	10							
4020	LÍNEA 132 KV AIMOGASTA - LA RIOJA NORTE	-	132	0							
4021	LÍNEA 132KV LA RIOJA NORTE - LA RIOJA SUR	-	132	120							
4030	LA RIOJA NORTE 132 kV	E.T.	132	105	VILLA UNION  72	NONOGASTA 132 kV  82					
4040	VILLA UNIÓN	E.T.	132	90							
4046	LÍNEA 132 KV VILLA UNIÓN - NONOGASTA	-	132	90							
4045	VILLA UNIÓN	E.T.	33	0							
4049	VILLA UNIÓN	E.T.	13,2	0							
4041	MALLIGASTA	E.T.	132	60	NONOGASTA AUTOTRAFO 1 40						
4042	MALLIGASTA	E.T.	33	20							
4043	LÍNEA 132 KV NONOGASTA - MALLIGASTA	-	132	60							
4044	ALIMENTADOR VICHIGASTA	-	13,2	3							
4047	LÍNEA 132 KV NONOGASTA - PIQUETE 63	-	132	100							
4048	LÍNEA 132 KV PIQUETE 39 - PIQUETE 63	-	132	100							
4050	NONOGASTA	E.T.	132	100							
4052	NONOGASTA (AUTOTRAFO 1)	E.T.	66	40							
4053	NONOGASTA (AUTOTRAFO 1)	E.T.	13,2	15							
4054	NONOGASTA (AUTOTRAFO 2)	E.T.	66	40	NONOGASTA AUTOTRAFO 2 40						
4055	NONOGASTA (AUTOTRAFO 2)	E.T.	13,2	15							
4051	LÍNEA 132 KV NONOGASTA - PATQUÍA	-	132	110	PATQUÍA - LA RIOJA SUR 132 kV  22						
4060	PATQUÍA	E.T.	132	80							
4056	PATQUÍA	E.T.	33	0							
4057	PATQUÍA	E.T.	13,2	0							
4061	LÍNEA 132 KV PATQUÍA - LA RIOJA SUR	-	132	70							
4062	LÍNEA 132 KV PIQUETE 63 - LA RIOJA SUR	-	132	120							
4063	PIQUETE 63	E.T.	132	120							

Expediente: 18165 00 01

Título: Parque Fotovoltaico de La Rioja y Modelos de Generación Fotovoltaica para Bombeo de Agua



4070	PUNTA DE LOS LLANOS	E.T.	33	15	PATQUÍA - CHAMICAL 132 KV  50	
4080	CHAMICAL	E.T.	132	80		
4081	CHAMICAL	E.T.	33	8	CHAMICAL TRAFO 1	
4082	CHAMICAL	E.T.	13,2	8	8	
4090	LÍNEA 132 KV PATQUÍA - CHAMICAL	-	132	80		
4091	SAN MARTÍN	E.T.	132	170	SAN MARTIN 132KV	
4092	LÍNEA 132KV LA RIOJA SUR - SAN MARTÍN	-	132	150	150	
4100	LA RIOJA SUR 132 kV	E.T.	132	150		

Fuente: CAMMESA

En la siguiente Tabla 13 se resumen las obras que están en construcción para la ampliación de la capacidad de transporte

TABLA 13 – Obras próximas a entrar en servicio

Zona	Se consideran las siguientes obras	Fecha estimada de Habilitación comercial
NOA	Configuración definitiva de la ET La Rioja Sur	31/7/2019
	EM San Martín con nuevos campos de entrada y salida de líneas	31/12/2019
	DT San Martín - Divisadero - Valle Viejo 132kV	31/12/2019
	EM PIQUETE 63 132kV	31/3/2020
	LÍNEA 132 KV NONOGASTA - PIQUETE 63	31/3/2020
	LÍNEA 132 KV PIQUETE 39 - PIQUETE 63	31/3/2020
	EM Altiplano 345 kV	31/12/2019
	ET San José 2.5MVA sobre LMT 33kV Ampajango - Sta Maria	31/10/2019
LIT	LÍNEA 132 KV Condordia - Salta Grande	28/2/2020
CUYO	DT Solar Ullum - Albardon/Chimbas 132 kV	31/3/2020
	ET Bauchaceta	30/11/2019
	LAT Nueva San Juan – Bauchaceta 132 kV	31/3/2020
BAS	ET Ramallo 220/132kV T2	31/7/2020

Fuente: CAMMESA

De acuerdo a lo detallado en las tablas anteriores, en la Tabla 14 se resumen los puntos de la provincia de La Rioja tendrían capacidad para poder conectar un parque de generación.

Tabla 14 – Puntos de Interconexión disponible

Puntos de Conexión disponibles con potencia mayor o igual a 100MW	Puntos de Conexión disponibles con potencia menor a 100MW y superior a 50MW
LÍNEA 132KV LA RIOJA NORTE - LA RIOJA SUR	ET Aimogasta 132kV
ET LA RIOJA NORTE 132 kV	ET Villa Unión 132 kV
LÍNEA 132 KV NONOGASTA - PIQUETE 63	LÍNEA 132 KV VILLA UNIÓN - NONOGASTA
LÍNEA 132 KV PIQUETE 39 - PIQUETE 63	ET Malligasta 132 kV
ET Nonogasta 132 kV	LÍNEA 132 KV NONOGASTA - MALLIGASTA
LÍNEA 132 KV NONOGASTA - PATQUÍA	ET PATQUÍA 132 kV
LÍNEA 132 KV PIQUETE 63 - LA RIOJA SUR	LÍNEA 132 KV PATQUÍA - LA RIOJA SUR
ET PIQUETE 63 132 kV	ET CHAMICAL 132 kV
ET SAN MARTÍN 132 kV	LÍNEA 132 KV PATQUÍA - CHAMICAL
LÍNEA 132KV LA RIOJA SUR - SAN MARTÍN	
ET LA RIOJA SUR 132 kV	

Fuente: CAMMESA

Para explicar cómo se debe interpretar la tabla con las limitaciones, tomamos como ejemplo los PDI de 4040 a 4055 de la Tabla 11, los que se muestran en la Figura 58

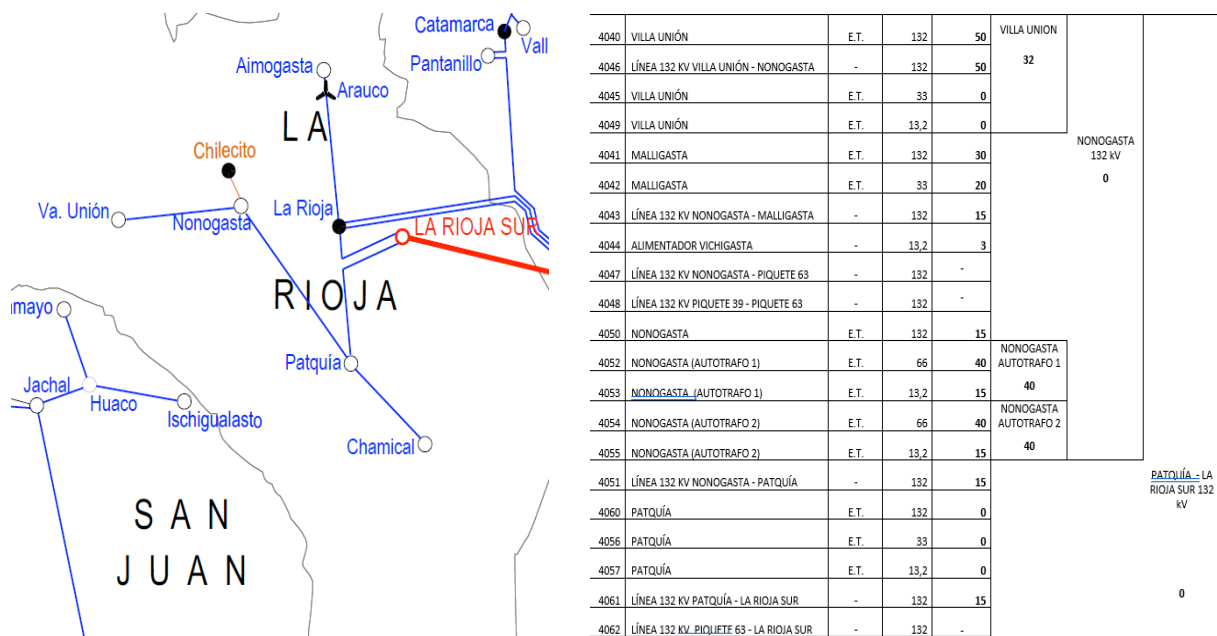


Figura 58 – Limitaciones PDI 4040 a 4055

Como se puede apreciar en el diagrama, si quisiéramos evacuar la energía de la ET Villa Unión y llevarla hasta la ET La Rioja Sur, la energía debería pasar por la línea hasta Nonogasta, de Nonogasta hasta Patquía y desde Patquía hasta Piquete 63, y desde Piquete 63 a La Rioja Sur.

En la Tabla se observa que la capacidad disponible en la ET Villa Unión es de 50 MW, y que esos 50 MW podrían ser transportados hasta la ET Nonogasta, pero como la capacidad de transmisión disponible en la línea Nonogasta Patquía es de 15 MW, y la capacidad de transmisión disponible en la línea Patquía a La Rioja Sur es "0"; la limitación de exportación de la zona pasa a ser 0 MW.

Como se explicó en párrafos anteriores, estas limitaciones se ponen en acción ante fallas que generen congestión en el sistema para la transmisión de energía, pero no impiden la instalación de plantas de generación de energía, solo expresan que la máxima potencia a instalar es la correspondiente a la máxima potencia de la ET donde se conectaría el Parque, y que se deberán instalar elementos de protección para evitar transmisión de energía por líneas más allá de sus capacidades, en caso de que ante una falla la energía generada por el parque no se consuma dentro del área de conexión.

#### 4.3.6 Simulación de generación de energía Parque Fotovoltaico Conectado a Red.

En la simulación de producción de energía del Parque se tendrán en cuenta las diferentes pérdidas enunciadas en puntos anteriores y las estimaciones de producción de energía se brindarán con una probabilidad de excedencia de 50% (P50) para cada año de operación, así como la probabilidad de excedencia respectiva de 90% (P90).

Estos valores reflejan un valor cuya probabilidad que la instalación produzca mayor energía que la calculada es de un 50%, y que se tenga un 90% de probabilidades de que la instalación produzca mayor cantidad de energía que la calculada.

La Tabla 15 resume la producción anual de energía y las pérdidas asociadas para el Parque de 100 MW de potencia conectado a red instalado en la Zona Capital de La Rioja

Para determinar la producción para el caso de un parque de 50MW, la energía generada debe estimarse en la mitad del valor del parque de 100MW. Las siguientes tablas presentan el análisis de incertidumbre asociado a las estimaciones de producción.

Tabla 15 – Producción anual de energía Parque 100MW Zona Capital

Zona Aledaña Capital		Consideraciones
<b>1843</b>	<b>Global horizontal irradiation, GHI [kWh/m2]</b>	
<b>25.1%</b>	<i>Global irradiance incident in collector plane</i>	<i>Calculated</i>
<b>-0.3%</b>	<i>Loss due to far shadings/horizon obstructions</i>	<i>Calculated</i>
<b>-2.8%</b>	<i>Near shading loss</i>	<i>Calculated</i>
<b>-2.1%</b>	<i>Incidence angle loss</i>	<i>Calculated</i>
<b>-1.7%</b>	<i>Soiling loss</i>	<i>Calculated</i>
<b>2150</b>	<b>Effective irradiance at collector level [kWh/m2]</b>	
<b>16.4%</b>	<i>Efficiency of the PV conversion</i>	<i>Calculated</i>
<b>253.896</b>	<b>Array nominal energy [MWh]</b>	
<b>93.2%</b>	<i>Performance Ratio (PR) [%]</i>	
<b>-0.4%</b>	<i>PV loss/gain due to irradiance level</i>	<i>Calculated</i>

-8.2%	Loss due to temperature	Calculated
-0.01%	Electrical loss at string level due to shading	Calculated
0.8%	Module quality	Calculated
-1.5%	LID - Light induced or initial degradation	Calculated
-1.5%	Module array mismatch loss	Calculated
-1.1%	Ohmic wiring losses	Calculated
<b>224.416</b>	<b>Array virtual energy at MPP [MWh]</b>	
<b>82.4%</b>	Performance Ratio (PR) [%]	
-1.5%	Inverter efficiency loss during operation	Calculated
-0.3%	Inverter loss over nominal power (MPPT)	Calculated
<b>220.386</b>	<b>Gross energy production [MWh]</b>	
<b>81.0%</b>	Performance Ratio (PR) [%]	
<b>21.3%</b>	Capacity factor [%]	
0.5%	PV anual average degradation	Assumed
<b>208.811</b>	<b>Average gross energy for 20 years [MWh]</b>	
<b>76.7%</b>	Performance Ratio (PR) [%]	
<b>20.2%</b>	Capacity factor [%]	
-0.20%	Internal consumption during operation	Assumed
-0.60%	AC cable losses	Assumed
-1.20%	Transformer losses	Assumed
-0.50%	PV plant availability	Assumed
-1.00%	Grid availability	Assumed
0.00%	Grid power and limitation losses	Assumed
<b>201.503</b>	<b>Average net energy for 20 years [MWh]</b>	
<b>74,02</b>	Performance Ratio (PR) [%]	
<b>19,48</b>	Capacity factor [%]	

En el caso que el Parque se instalará en la zona de Arauco, la Irradiancia horizontal global en la zona, es de un valor 13.6% superior a la zona Capital, por lo que la producción de energía en dicha zona será de aproximadamente un 13% superior a la zona Capital. Si la elección fuera en la zona de Chilecito, la irradiancia

es de un valor 11.7% superior a la zona de Capital, por lo que la producción de energía será de aproximadamente un 11% superior a la zona Capital.

La Tabla 16 describe las estimaciones de producción de energía con una probabilidad de excedencia de 50% (P50) para cada año de operación, así como la probabilidad de excedencia respectiva de 90% (P90).

Tabla 16 - Producción anual de energía Parque 100MW Zona Capital

Year	GROSS ENERGY		P50			P90		
	Effic	MWh/y	MWh/y	CF (%)	PR (%)	MWh/y	CF (%)	PR (%)
0	100%	220.386						
1	99,5%	219.284	213.846	20,7	78,5	186.459	18,0	68,5
2	99,0%	218.177	212.766	20,6	78,2	185.519	17,9	68,1
3	98,5%	217.075	211.692	20,5	77,8	184.582	17,8	67,8
4	98,0%	215.973	210.617	20,4	77,4	183.645	17,8	67,5
5	97,5%	214.871	209.542	20,3	77,0	182.708	17,7	67,1
6	97,0%	213.769	208.468	20,2	76,6	181.771	17,6	66,8
7	96,5%	212.667	207.393	20,0	76,2	180.834	17,5	66,4
8	96,0%	211.566	206.319	19,9	75,8	179.897	17,4	66,1
9	95,5%	210.464	205.244	19,8	75,4	178.960	17,3	65,7
10	95,0%	209.362	204.169	19,7	75,0	178.023	17,2	65,4
11	94,5%	208.260	203.095	19,6	74,6	177.086	17,1	65,0
12	94,0%	207.158	202.020	19,5	74,2	176.149	17,0	64,7
13	93,5%	206.056	200.946	19,4	73,8	175.212	16,9	64,4
14	93,0%	204.954	199.871	19,3	73,4	174.275	16,8	64,0
15	92,5%	203.852	198.797	19,2	73,0	173.338	16,8	63,7
16	92,0%	202.750	197.722	19,1	72,6	172.401	16,7	63,3
17	91,5%	201.649	196.648	19,0	72,2	171.464	16,6	63,0
18	91,0%	200.547	195.573	18,9	71,8	170.527	16,5	62,6
19	90,5%	199.445	194.498	18,8	71,4	169.590	16,4	62,3
20	90,0%	198.343	193.424	18,7	71,0	168.712	16,3	62,0

#### 4.4 A.4 - Análisis del costo de generación de energía

##### 4.4.1 Generalidades

Para poder evaluar si las soluciones técnicas encontradas son viables desde el punto de vista económico, y en términos relativos si son o no competitivas, vamos

a calcular un primer indicador representativo del mercado: el LCOE, que por sus siglas en inglés significa Levelised Cost of Electricity, es decir costo de la electricidad normalizado.

Este indicador sirve para determinar los costos de la energía a lo largo del ciclo de vida de un proyecto, en este caso fotovoltaico.

Principales características del LCOE:

- Para proyectos de energías renovables y varía según tecnología, tipo de proyecto y país en el cual se desarrolla.
- Se basa en los costos de capital, los costos de operación y mantenimiento y el rendimiento o performance de la tecnología.

La metodología de cálculo del LCOE está basada en descontar los flujos que arrojan las variables analizadas a una tasa de descuento determinada, siendo necesario considerar el valor del dinero en el tiempo.

La tasa de descuento es la WACC por sus siglas en inglés (weighted average cost of capital), que es el costo promedio ponderado del capital, y se utiliza para descontar flujos de fondos de un proyecto. La WACC es el producto resultante de ponderar la tasa de costo de oportunidad del inversor con el costo de la deuda luego de impuesto a las ganancias (esto último es el beneficio fiscal o tax shield en inglés).

A continuación, la fórmula utilizada para calcular el LCOE:

$$\frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Figura 59 – Formula LCOE

Fuente: IRENA



Donde:

$I_t$ : Inversión en el año  $t$

$M_t$ : gastos de operación y mantenimiento en el año  $t$

$F_t$ : gastos en fuel en el año  $t$

$E_t$ : energía generada en el año  $t$

$N$ : vida del proyecto en años

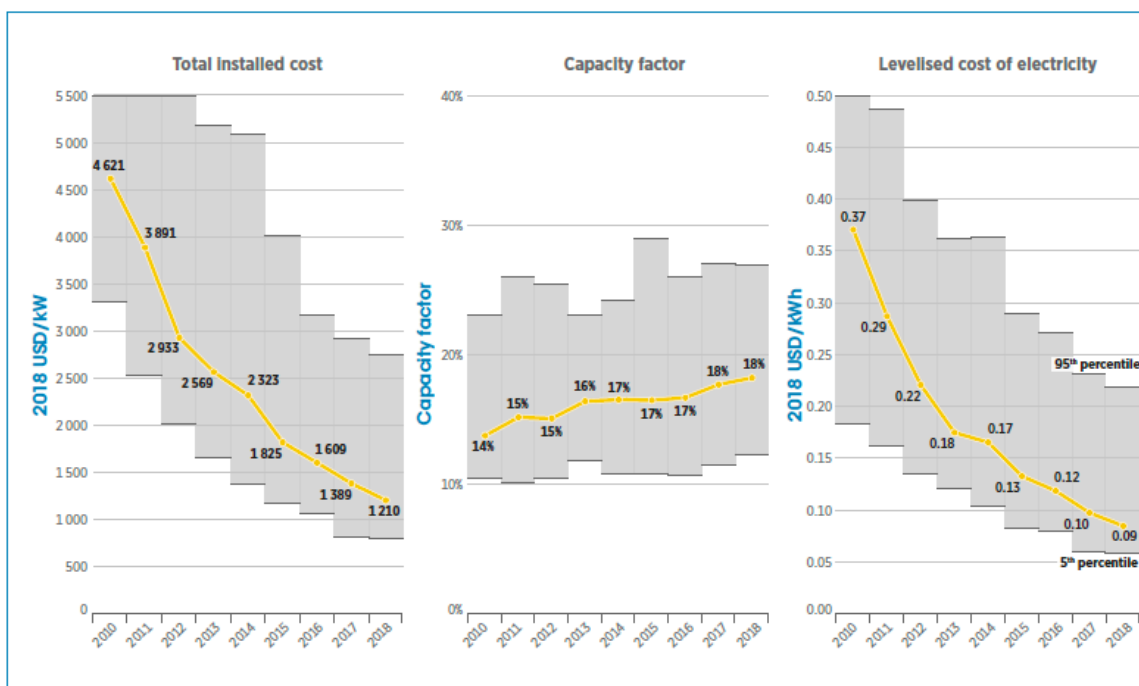
$r$ : tasa de descuento o WACC

El LCOE es un indicador del precio de la energía requerido para un proyecto donde, si los ingresos igualan a los costos, el retorno del capital invertido es igual a la tasa de descuento. Por lo tanto, el precio de venta de energía debe estar por encima del LCOE para generar una rentabilidad favorable.

Previo al análisis de nuestros casos particulares en la provincia de La Rioja, presentaremos la evolución histórica del LCOE y sus parámetros que lo definen en promedio a nivel mundial según el último estudio publicado por IRENA, la Agencia Internacional de Energías Renovables. Las principales conclusiones que obtenemos son las siguientes:

- Desde 2010 a la fecha la inversión destinada para la construcción de un parque fotovoltaico ha caído considerablemente, según puede observarse en el primer gráfico de la figura 60.
- El factor de capacidad, es decir, el aprovechamiento energético del recurso natural solar ha crecido levemente en los últimos años relacionados con la mejora tecnológica.
- El LCOE (Levelised cost of electricity) ha caído fuertemente en los últimos 8 años en línea principalmente por la caída de la inversión. Los supuestos que incluye el estudio internacional para el cálculo del LCOE son:
  - Vida útil de un parque fotovoltaico: 25 años
  - Tasa de descuento considerada para los países de la OCDE y China del 7,5% y para el resto de los países de un 10%.

- Costos de operación y mantenimiento entre 10 kUSD/Mw y 19 kUSD/Mw.



**Note:** Solar PV, unlike all other technologies in this report have their costs expressed per kilowatt direct current (DC) and their capacity factors are expressed as an AC-to-DC value.

Figura 60 – Costos de Instalacion total promedio ponderado global, Factor de capacidad y LCOE

Fuente: IRENA

El precio del modulo fotovoltaico, según se habia indicado en la figura 50, principal compente de la inversion en un proyecto fotovoltaico, ha caído alrededor de un 90% desde fines de 2009. Sin embargo el mayor ritmo de caída se dio entre 2010 y 2013, aunque el precio promedio continua descendiendo aunque a menor ritmo.

El costo de inversion promedio ponderada mundial en un proyecto fotovoltaico ha caido fuertemente un 74% entre 2010 y 2018. A traves de los años tambien ha disminuido la brecha entre el máximo y mínimo costo de inversión, convergiendo hacia el promedio los valores extremos. Ej: en 2010 el rango de inversion se ubicaba entre USD 3.300 y USD 7.900 /Kw, mientras que en 2018 se ubica el rango

entre USD 800 y USD 2.700 /Kw, mientras que el promedio cayó de USD 4.621/Kw en 2010 a USD 1.210 /Kw en 2018.

A continuación, se realiza el análisis de competitividad de costos, performance o rendimiento de un Parque fotovoltaico en la zona de La Rioja Capital, zona de Arauco y zona de Chilecito.

Tabla 17 – Indicadores Proyecto Parque Fotovoltáico Zona Capital

PROYECTO PARQUE FOTOVOLTAICO LA RIOJA			
	U.M.	Esc 1 - 50 MW	Esc 2 -100 MW
<b>Potencia</b>	MW	50,0	100,0
	MWp	59,0	118,0
<b>Energía</b>	MWh/ Año	110.193	220.386
	kUSD	43.500	85.000
<b>CAPEX</b>	kUSD /MW	870	850
	kUSD /MWp	737	720
	USD / Año	650.000	1.100.000
<b>OPEX</b>	USD / MW	13.000	11.000
	USD / MWh	5,90	4,99
<b>LCOE</b>	USD/MWh	55,1	53,0

En el caso particular del proyecto en la zona de La Rioja Capital, el análisis del parámetro LCOE, arroja un valor de 55,1 USD/MWh para un proyecto de 50 MW y 53,0 USD/MWh para un proyecto de 100 MW, descontado a una tasa de descuento habitual para este tipo de proyectos del 10%.

Notar que los valores calculados posionan a un proyecto fotovoltaico en la provincia de La Rioja en terminos muy competitivos en relacion al promedio internacional.

- El recurso solar resulta muy privilegiado en la zona arrojando un factor de capacidad por encima del 25%, mientras que la media mundial se ubica en

torno al 18%. Es decir la producción energética para un parque de 50 MW se estima en 110.193 MWh/año mientras que para 100 MW se estima en 220.386 MWh/año.

- El CAPEX (capital expenditures, por sus siglas en inglés) que representa la inversión en equipamiento e instalación del mismo asciende a 43,5 USD MM para 50 MW y 85 USD MM para 100 MW, representando un valor unitario muy competitivo de 0,87 USD MM/MW y 0,85 USD MM/MW respectivamente. Estas estimaciones se fundan en diversas cotizaciones por un lado de proveedores de equipos principales y BOP (balance of plant) y por otro lado en función de la vasta experiencia en construir y liderar proyectos de esta envergadura en el último tiempo. Otro factor muy positivo para la inversión local es lo relacionado con el terreno: disponibilidad, bajo costo y superficies para la obra civil fácil de emplazar proyectos de esta envergadura.
- El OPEX (operating expenses, por sus siglas en inglés) se estima en 13.000 USD/MW y 11.000 USD/MW para 50 MW y 100 MW respectivamente. Estos gastos contemplan la operación (14%) y el mantenimiento del parque (86%).

La siguiente Tabla 18 muestra la sensibilidad del LCOE a distintas tasas de descuento que se decidiera aplicar para realizar la estimación.

Tabla 18 – Sensibilidad del LCOE a la tasa de descuento

SENSIBILIDAD			
Tasa de Descuento		Esc 1 - 50 MW	Esc 2 -100 MW
@ 12,5	USD/MWh	63,4	61,1
@ 10	USD/MWh	55,1	53,0
@ 7,5	USD/MWh	47,2	45,3

El valor escogido tiene un componente muy propio de cada dueño de proyecto ya que dependerá del costo del capital invertido o equity (cada compañía asignará un valor), y del costo de la deuda. Para nuestro escenario base calculamos una tasa de descuento del 10%, coincidente con la estimación para países en desarrollo que presume el estudio de IRENA. Sin embargo, como podrá observarse en la Tabla 18 un escenario de mayor incertidumbre o mayores costos debería

afrontar una tasa de descuento para el proyecto mayor, y contrariamente con mayor estabilidad en materia de costos y mejoras en terminos de financiamiento permitira exigir una tasa de descuento o de corte inferior.

Para tener en consideracion, la tasa de descuento o fórmula del WACC se expresa del siguiente modo:

$$WACC = K_e * E / (E + D) + K_d * (1 - T) * D / (D+E)$$

Donde:

$K_e$ : costo del capital invertido

$K_d$ : costo de la deuda

$E$ : % equity aportado

$D$ : % de apalancamiento

$T$ : impuesto a las ganancias

Para los proyectos de energías renovables en Argentina, se está considerando en promedio un ratio de deuda/equity de 70%/30%, al tiempo que la tasa de descuento utilizada para afectar los flujos de fondos de estos proyectos se ubicaría en torno al 10%. Sin embargo, que sea mayor o menor a este valor, dependerá del riesgo de cada empresa y del mercado.

#### **4.5 A.5 - Estudio de la factibilidad económico-financiera**

##### **4.5.1 Generalidades**

En función del diseño técnico realizado para el parque fotovoltaico emplazado en La Rioja Capital, se realizó un estudio de factibilidad economico-financiera para evaluar los escenarios posibles y probables en funcion de una rentabilidad esperada.

En el apartado anterior (A.4), se presentaron los principales costos del proyecto, a traves de los indicadores de inversion "CAPEX" y y gastos en operación y mantenimiento "OPEX". Según los valores expuestos en la Tabla 17 se procedio a modelar el proyecto fotovoltaico en sus versiones de 50 MW y 100 MW.

Una de las principales variables que se debe determinar al momento de realizar la evaluación de un proyecto es la TIR, que es la tasa interna de retorno o rentabilidad. La TIR de una inversión es la media de los rendimientos futuros esperados. Se entiende también como la tasa de descuento con la que el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) del proyecto se iguala a cero. Es uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para realizar esto último, se compara la TIR con una tasa mínima o tasa de corte (costo de oportunidad de la inversión). Si la tasa de rendimiento del proyecto (TIR) es mayor que la tasa de corte, se acepta la inversión. Caso contrario, se rechaza.

Otra variable importante que se analiza es el EBITDA, que por sus siglas en inglés significa: Earning Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization, que significa ganancias antes del pago de intereses, impuestos, depreciación y amortización de los bienes. El EBITDA está representado y expuesto en el estado de resultados de los EECC (estados contables) de una empresa.

Un indicador muy frecuentemente utilizado a partir del EBITDA es el ratio CAEX/EBITDA. Representa el repago del proyecto en términos de años (payback), pero antes del pago de intereses e impuestos. Es decir muestra la cantidad de años que son necesarios para recuperar la inversión realizada para construir la planta.

Otro indicador utilizado para entender el tipo de negocio es el margen de EBITDA, es decir el EBITDA/Ventas (%), el cual representa que porcentaje operativo de las ventas que queda para la compañía luego del pago del costo de la mercadería vendida y los gastos comerciales y administrativos. Generalmente y en promedio, los proyectos fotovoltaicos tienen un margen de EBITDA/Ventas en torno al 90%, es decir que los gastos vinculados a la operación y mantenimiento solo representan en torno a un 10% del flujo operativo, catalogándose así como proyectos capital e inversión intensivos, y con bajo costo relativo de operación y mantenimiento a lo largo de la vida del proyecto.

De todos modos, en esta instancia del análisis solo nos podemos ubicar sobre la curva de rentabilidad esperada, no pudiendo saber con exactitud cuál será la TIR del proyecto. Esto se debe a que dependerá cuál es el marco normativo en el cual se venderá la energía renovable generada y con quien o quienes se firmarán PPAs (Power Purchase Agreement, por sus siglas en inglés, significa contratos de abastecimiento de energía).

Premisas impositivas consideradas:

- El análisis no contempla la inclusión de los beneficios fiscales nacionales otorgados por la Ley 27.191 “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, como ser la devolución anticipada del IVA y la amortización acelerada en el impuesto a las ganancias.
- Como beneficios provinciales, se consideraron exención frente al pago de Ingresos Brutos (IIBB) y de impuesto a los sellos.
- Como beneficio municipal, se consideró la exención en el pago de la tasa de seguridad e higiene (TSH).

#### **4.5.2 Evaluación económica-financiera a nivel proyecto**

A continuación presentaremos las conclusiones de la evaluación económica-financiera de un proyecto fotovoltaico desarrollado en la zona de La Rioja Capital dimensionado para dos tamaños: 50 MW y 100 MW.

- **Parque Fotovoltaico de 50 MW:**

Para un rango de precios de venta de energía entre 60 USD/MWh y 85 USD/MWh, la TIR del proyecto para ese rango de precios se ubicaría entre un 10% y un 16,5% de acuerdo a la figura 61, antes del pago de impuesto a las ganancias (IIGG) y sin considerar financiamiento en el proyecto, es decir la evaluación del proyecto puro sin apalancar (financiado con capitales propios).

El impacto del pago de impuesto a las ganancias en la TIR del proyecto se observa en la evolución de la curva roja de la figura 61. Entre un rango de precio de venta de 60 USD/MWh y 85 USD/MWh la TIR luego del pago de impuesto a las ganancias y sin financiamiento se ubica entre 7,9% y 13,5%, con lo cual 3 puntos porcentuales representaría en promedio el pago de IIGG en la TIR.

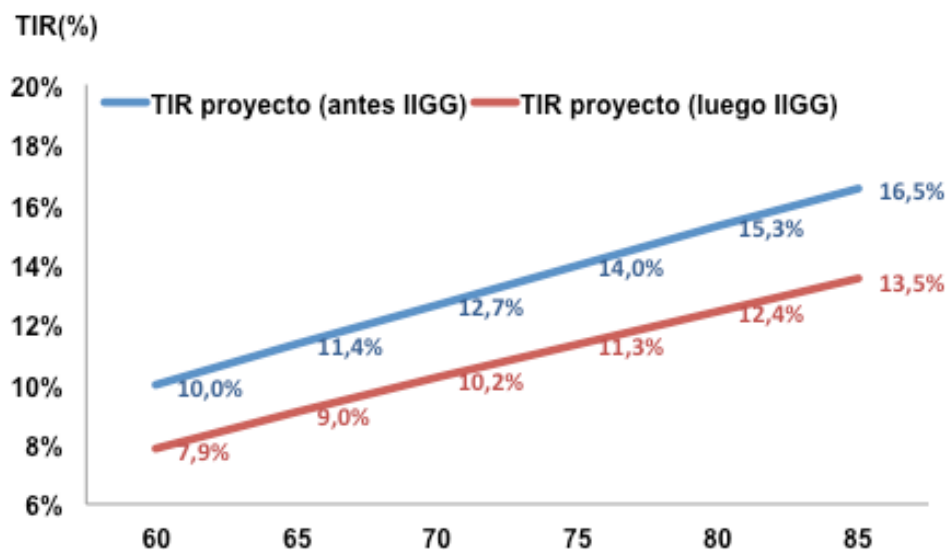


Figura 61 – Parque FV 50 MW -Sensibilidad en la TIR al precio venta de energía

Fuente: elaboracion propia

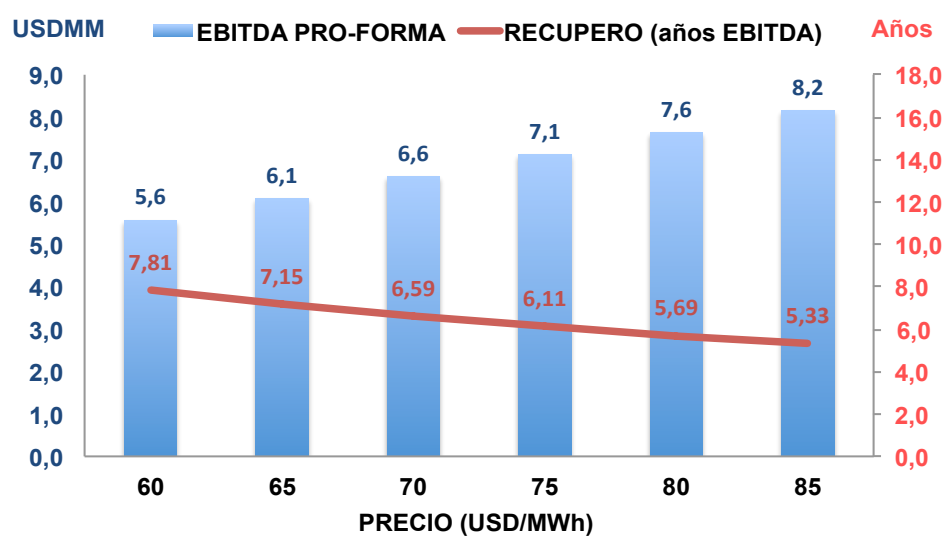


Figura 62 – Parque FV 50 MW -Sensibilidad EBITDA y recupero de la inversion al precio venta de energía. Fuente: elaboracion propia

Por otro lado, para ese rango de precios determinado entre 60 USD/MWh y 85 USD/MWh, el EBITDA promedio anual se ubicaría entre 5,6 USDMM y 8,2



USDMM, como se observa en la figura 62. Asimismo, la inversión inicial de 43,5 USDMM se repagaría entre 7,8 años en el caso que el precio de venta fuera 60 USD/MWh y 5,3 años en el caso que el precio de venta fuera 85 USD/MWh.

- **Parque Fotovoltaico de 100 MW:**

Para un rango de precios de venta de energía entre 60 USD/MWh y 85 USD/MWh, la TIR del proyecto para ese rango de precios se ubicaría entre un 10,6% y un 17,2% de acuerdo a la figura 63, antes del pago de impuesto a las ganancias (IIGG) y sin considerar financiamiento en el proyecto, es decir la evaluación del proyecto puro sin apalancar (financiado con capitales propios).

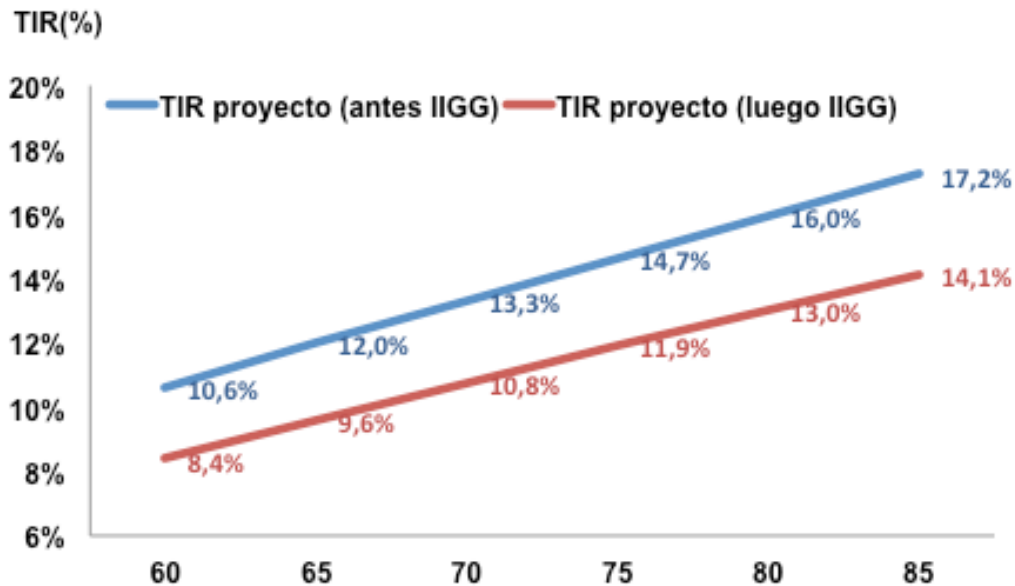


Figura 63 – Parque FV 100 MW -Sensibilidad en la TIR al precio venta de energía

Fuente: elaboracion propia

El impacto del pago de impuesto a las ganancias en la TIR del proyecto se observa en la evolucion de la curva roja de la figura 63. Entre un rango de precio de venta de 60 USD/MWh y 85 USD/MWh la TIR del proyecto luego del pago de impuesto a las ganancias y sin financiamiento se ubica entre 8,4% y 14,1%, con lo cual 3 puntos porcentuales representaría en promedio el pago de IIGG en la TIR del proyecto.

Por otro lado, para ese rango de precios determinado entre 60 USD/MWh y 85 USD/MWh, el EBITDA promedio anual se ubicaría entre 11,3 USDMM y 16,5 USDMM, como se observa en la figura 64. Asimismo, la inversión inicial de 85 USDMM se repagaría entre 7,5 años en el caso que el precio de venta fuera 60 USD/MWh y 5,1 años en el caso que el precio de venta fuera 85 USD/MWh.

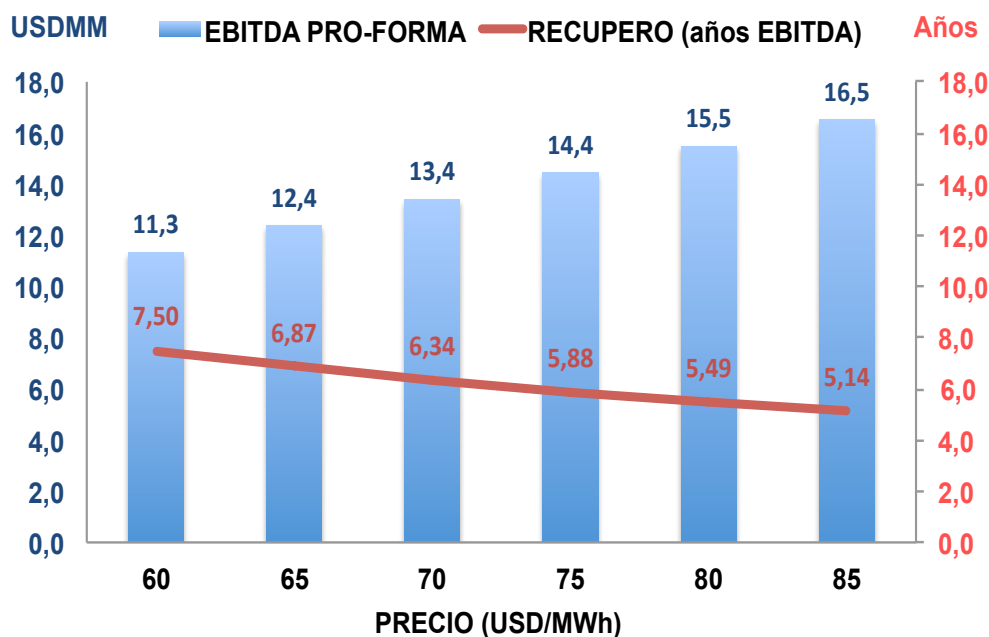


Figura 64 – Parque FV 100 MW -Sensibilidad  
EBITDA y recupero de la inversion al precio venta  
de energía. Fuente: elaboracion propia

#### 4.5.3 Evaluacion economica-financiera del proyecto con financiamiento (apalancado)

El financiamiento de los proyectos esta ligado intimamente con el escenario macroeconómico e institucional del país debido al elevado costo de capital requerido y al largo plazo de estas inversiones. Generalmente los contratos de abastecimiento de energía eléctrica (PPA-Power Purchase Agreement por sus siglas en inglés) se firman antes del financiamiento para facilitar que los proyectos sean bancarizables.

El Programa RenovAr tuvo sus grandes ventajas, ya que contó con un respaldo económico adicional al PPA que fue el FODER (Fondo para el Desarrollo

de Energías Renovables) que es un fideicomiso público que garantiza el pago en tiempo y forma de la energía y con garantía adicional del Banco Mundial.

Las turbulencias macroeconómicas de 2018 no detuvieron las inversiones en el sector de energías renovables, sino que las dificultaron al subir las tasas de interés y la incertidumbre. Sin embargo, pese a la coyuntura hubo una gran participación de inversores internacionales y incluso aseguran ciertos bancos internacionales que si bien existe un contexto mas incierto, la incertidumbre por la aplicación de la Ley 27.191 y la implementación del Programa RenovAr disminuyó luego de observarse su éxito en las rondas 1 y 1.5.

Tabla 19 – Fuentes de financiamiento RenovAr

FUENTES DE FINANCIAMIENTO ::: PROGRAMA RENOVAR			
Pais	Entidades	Plazo	Tasa interes
Argentina	Banco Hipotecario	7 a 15 años	Promedio 8%
	Banco Ciudad de Buenos Aires		
	Banco Nacion		
	BICE		
USA	OPIC		
China	ECA - EXIMBANK		
Multilateral	IDB Invest & C2F		
	ECA - EKF-CAF-Mitsui B		
	IFC		
	IDB Invest		
Francia	Total Eren		
Alemania/Dinamarca	ECA - KFW/DEG/FMO		
	ECA - KFW/Citi/Galicia		
	ECA - IDB Invest/KFW/EKF		

**SIGLAS**

IDB: Inter-American Development Bank

IFC: International Finance Corporation

BICE: Banco de Inversion y Comercio Exterior

C2F: Fondo Climático Canadiense para el Sector Privado de las Américas

ECA: Export Credit Agency

EXIM Bank: Export Import Bank

FMO: Netherlands Development Finance Company

OPIC: Overseas Private Investment Corporation

Antes de comenzar la evaluación económica del proyecto apalancado, es decir, financiado además del capital propio (equity), con capital de terceras partes

(deuda), expondremos un relevamiento realizado acerca de algunas fuentes de financiamiento y sus condiciones para los proyectos que resultaron adjudicatarios de las distintas rondas del programa RenovAr. Parte de ellos ya se encuentran operativos y otra parte en proceso de construcción.

La estructura de capital de los proyectos (participación de deuda y equity) y las condiciones de financiamiento varían según proyecto, tamaño, tecnología y sponsor.

El origen de los fondos del financiamiento fue tanto desde Argentina como de otros países del mundo que ayudaron a impulsar el desarrollo de inversiones en energías renovables de mayor envergadura y riesgo con esquemas más sofisticados. Entidades argentinas han financiado en su mayor parte a proyectos fotovoltaicos, mientras que las ECAs (export credit agency) mayormente de Alemania y China financiaron proyectos eólicos y el parque solar más grande de Argentina de 300 MW en la provincia de Jujuy.

Los sistemas de garantías fueron principalmente corporate finance y project finance.

- **Project Finance:** es un mecanismo de financiación para inversiones de envergadura que se sostiene a través de la capacidad del proyecto para generar flujos de caja a largo plazo generados por una sociedad constituida para un proyecto específico, y tomando colateralmente como garantía los activos de esta sociedad. Estos flujos están destinados a cubrir los pagos de los servicios de la deuda. Es clave como elemento diferenciador de un 'project finance' que se estructure en base a la predictibilidad a largo plazo de sus flujos de caja por una estructura de contratos fijos con sus clientes, proveedores, reguladores de mercado, etc. La estabilidad y predictibilidad de los ingresos es precisamente lo que permite contemplar estructuras de financiación con un plazo y apalancamiento fuera del alcance de una estructura corporativa con una calificación crediticia comparable.
- **Corporate Finance:** es un mecanismo de financiación por el cual la garantía del préstamo o crédito son los activos o pasivos de la empresa. El corporate finance es el mecanismo más utilizado por las empresas adjudicatarias.

Las premisas financieras consideradas para la modelización de nuestro proyecto fotovoltaico de 50 MW y 100 MW son una tasa de interés del 8% (entre 7% y 8% en USD fueron las tasas promedio conseguidas en las rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAr), un plazo de 10 años para la amortización total del capital, un

70% de deuda y 30% de equity (capital propio) y 1 año de gracia para el pago de la primer cuota de capital. La tasa de interes se consideró la media entre los préstamos otorgados, y la mayor concentracion en este costo. Por su parte un plazo de 10 años coincide con lo otorgado por entidades argentinas a proyectos fotovoltaicos. No obstante, 10 años es una posición conservadora ya que algunos organismos multilaterales y ECAs otorgaron préstamos con 15 años de plazo.

A continuación en la figura 65 y en la figura 66 se observa la evolucion de las 3 curvas correspondientes a los dos parques fotovoltaicos bajo análisis (50 MW y 100 MW) conforme fuera aumentando el precio de venta de la energía: TIR proyecto (antes de IIGG), TIR proyecto (luego de IIGG) y la TIR con financiamiento (luego de IIGG).

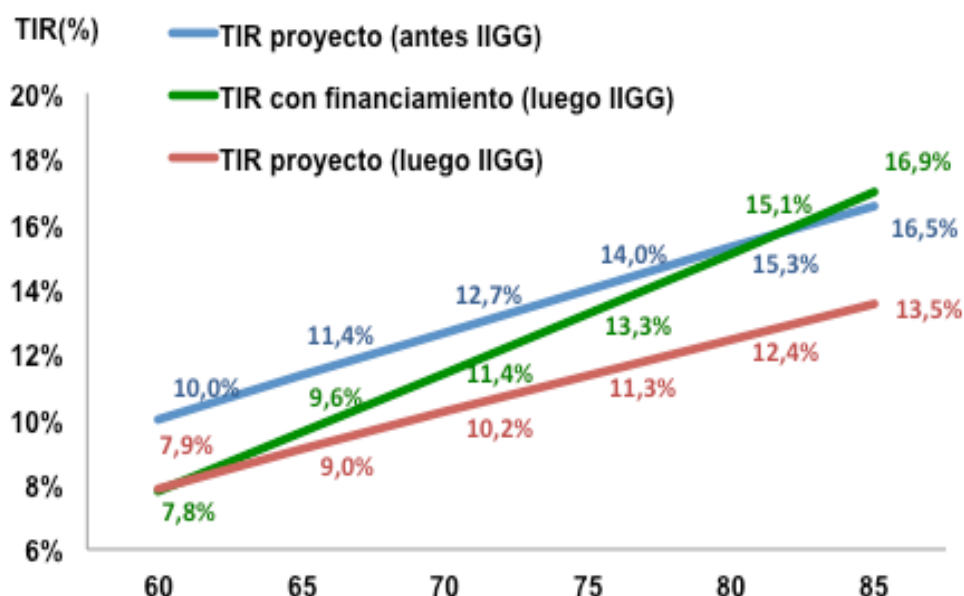


Figura 65 – Parque FV 50 MW

Fuente: elaboracion propia

De acuerdo con las premisas de financiamiento consideradas, 8% de tasa de interés y plazo de amortización de la deuda de 10 años se concluye lo siguiente:

- A partir de un precio de venta de energía de 60 USD/MWh para los 50 MW y de 58 USD/MWh para los 100 MW, el efecto positivo del financiamiento comienza a ser progresivo y cada vez mas rentable conforme se incremente el precio de venta de la energía.

- A partir de un precio de venta de energía de 82 USD/MWh para los 50 MW y de 79 USD/MWh para los 100 MW, el efecto positivo de tomar deuda (apalancarse) sobre el proyecto más que compensa el efecto negativo del pago de IIGG. Esto se observa en que la curva TIR con financiamiento (luego de IIGG) se posiciona por encima de la curva TIR proyecto (antes de IIGG) a partir del punto de inflexión en los precios de venta mencionados.

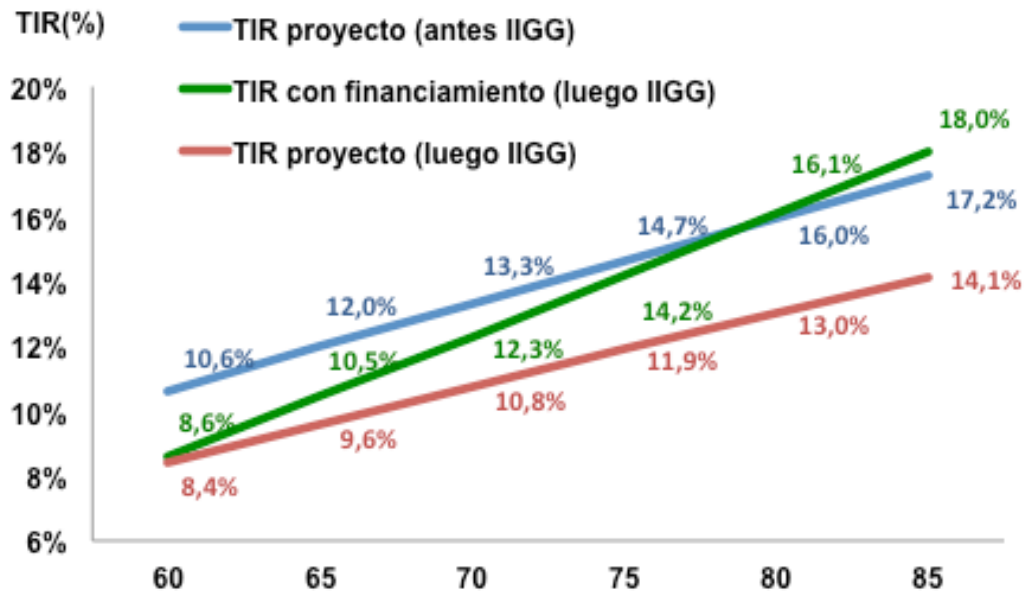


Figura 66 – Parque FV 100 MW

Fuente: elaboración propia

- El repago total de la inversión, luego del pago de IIGG y los servicios de deuda, es entre 8 a 10 años según un precio de venta entre 70 y 80 USD/MWh respectivamente.

## 4.6 A.6 - Estudio de mercado de energía

### 4.6.1 Generalidades

La Ley 27.191/2015 “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica” es el marco para el desarrollo del mercado en Argentina.

La Ley establece que todos los usuarios de energía eléctrica (EE) deben contribuir con el cumplimiento de los objetivos de cobertura de los consumos anuales con Energías renovables (EERR).

Tabla 20– Ley 27.191 Objetivo de cobertura de EERR (en %)

<b>2017- 2018</b>	<b>2019- 2020</b>	<b>2021- 2022</b>	<b>2023- 2024</b>	<b>2025</b>
8%	12%	16%	18%	20%

A partir de la sanción de la Ley mencionada, el Estado Nacional comenzó con el lanzamiento de diversas licitaciones bajo los programas RenovAr (entre 2016 y 2019), alentando así la participación de generadores privados a celebrar contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable con CAMMESA. El objetivo fue fijar las reglas de juego técnicas, económicas y comerciales para que opere dicho mercado.

El siguiente paso del Estado Nacional fue habilitar y reglamentar el Mercado a Término (MATER) para regular las operaciones de compra-venta de energías renovables entre privados bajo la resolución 281/2017. Esta última tuvo los siguientes objetivos:

- Establecer un nuevo esquema de contrato entre privados de energía de fuentes renovables.
- Incentivar inversiones para el desarrollo de generación privada renovable.
- Establecer nuevos mecanismos de comercialización.
- Dar previsibilidad de precio para los grandes usuarios con contratos de largo plazo.
- Fijar precios competitivos en relación al costo medio del MEM.

#### Nuevos actores

- GUH (grandes usuarios habilitados), los cuales están obligados a consumir un % de EERR bajo el mismo sendero nacional (8% a 20% entre el año 2018 y el año 2025). Los GU del MEM, las grandes demandas clientes de los prestadores de servicio público de distribución (GUDIs) o de los agentes distribuidores, con demandas de

potencia igual o mayor a 300 kW deben cumplir efectiva e individualmente con los objetivo de cobertura de la Ley 27.191.

- Mecanismo Compra Conjunta (MCC).
  - Mercado administrado por CAMMESA para satisfacer demanda renovable de los GUH.
  - Alimentado por la oferta de los generadores que resultaron adjudicados en RenovAr.
- Registro de Proyectos con inscripcion en RENPER.
- Mecanismo de prioridad de despacho.

La siguiente figura 67 muestra el grado de cumplimiento del mercado en relacion a los objetivo de consumo que marca la ley. En lo que va del 2019 el consumo de energías renovables en el MEM sobre el consumo total estaría representando un 5%. Este valor se encuentra aun por debajo del porcentaje establecido por la ley para el corriente año de 12%.

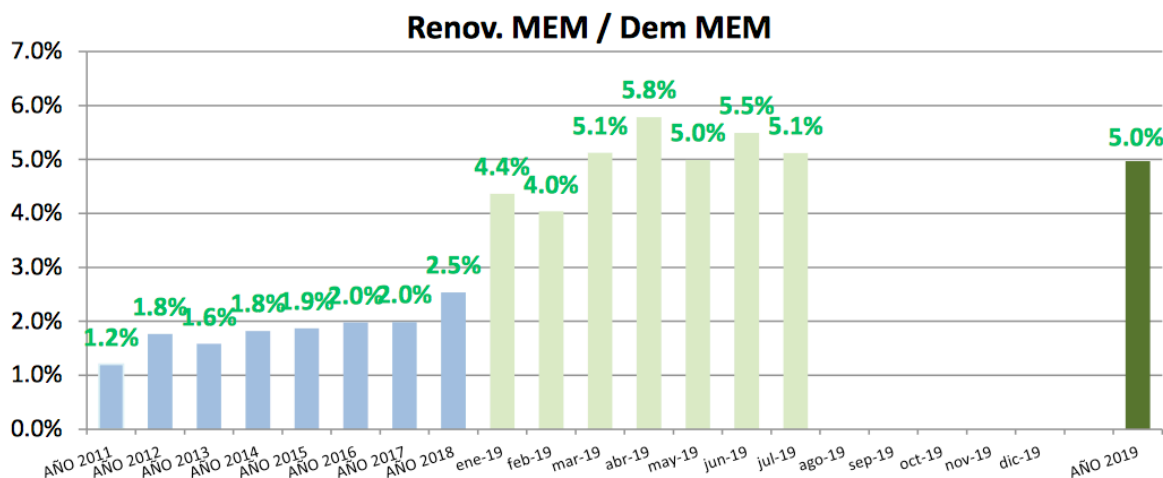


Figura 67 – Energía renovable generada – % de la demanda total

Fuente: CAMMESA



En la siguiente figura 68 se puede observar la evolución y proyección del cumplimiento del porcentaje de generación renovable por tipo de tecnología. Pese a que la proyección para 2019 es del 5% (por debajo que 12% que fija la ley) hacia

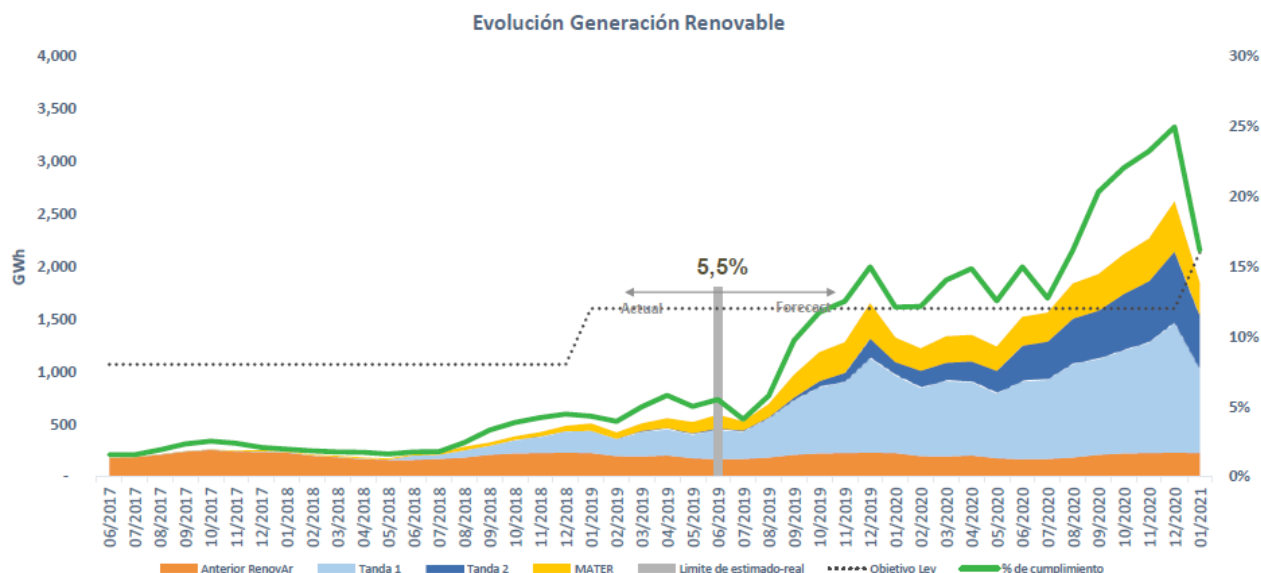


Figura 68 – Energía renovable generada por tipo (% demanda total) y proyección de la capacidad instalada (GWh)

Fuente: CAMMESA

fin de año y comienzo de 2020 se estima estar en línea con los objetivos de la ley.

En los gráficos que se exhiben a continuación (figura 69 y figura 70) se observa como esta asignado y distribuido el mercado de energías renovables en Argentina. Por un lado las licitaciones públicas del Programa RenoVar (ronda 1, 1.5, 2) y unas adjudicaciones previas bajo la resolución 202 (ex GenRen) aportaron contratos de abastecimiento (PPAs) por una potencia instalada total de 4.928 MW.

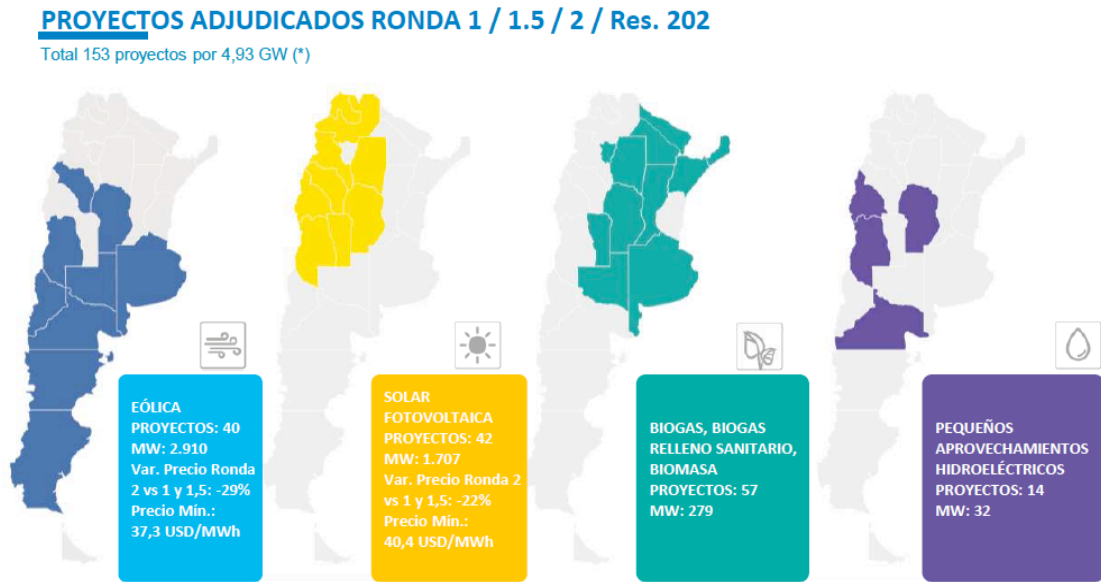


Figura 69 –Proyectos Adjudicados RenoVar + Res202

Fuente: CAMMESA

**PROYECTOS MATER (PRIORIDAD DE DESPACHO)**

Total 49 proyectos por 1,16 GW

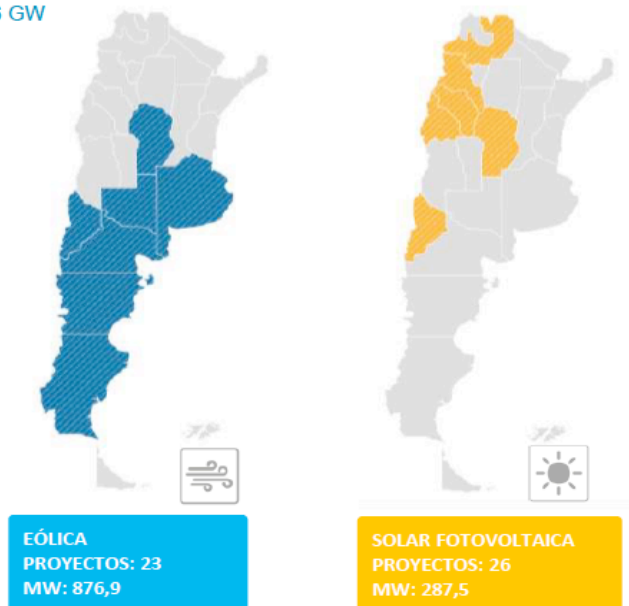


Figura 70 –Proyectos del MATER con prioridad de despacho

Fuente: CAMMESA

Cabe aclarar que los precios mostrados en las figuras 69 y 70, no representan el valor de remuneración de energía que recibirán los adjudicatarios, ya que al precio ofertado hay que sumarle los factores de incentivo determinados por las especificaciones de la licitación.

En la figura 71 se observa el precio promedio de la energía que es remunerada en el mercado actualmente y la proyección del precio que CAMMESA pagará en función de la entrada en operación comercial de todas las centrales del mercado de energías renovables en Argentina. Por un lado las licitaciones públicas del Programa RenoVar (ronda 1, 1.5, 2) y unas adjudicaciones previas bajo la resolución 202 (ex GenRen) aportaron contratos de abastecimiento (PPAs) por una potencia instalada total de 4.928 MW.

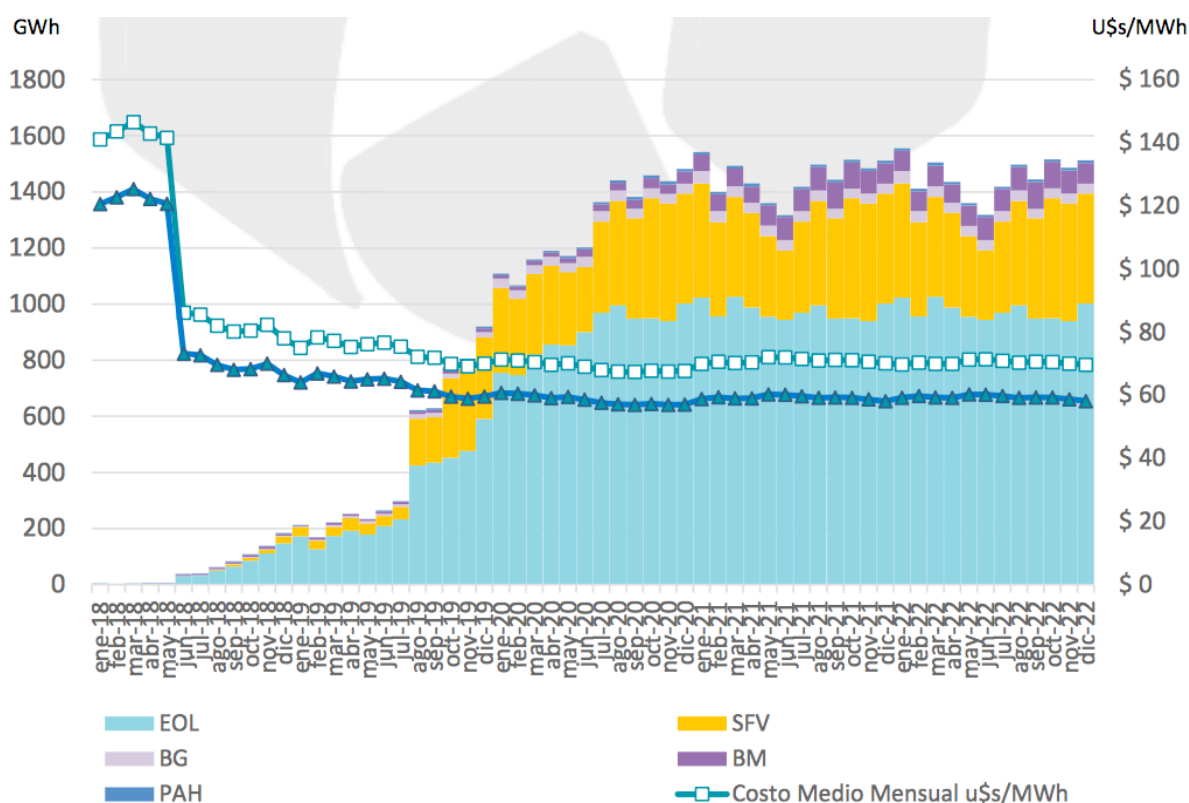


Figura 71 – Proyección de ingresos de proyectos de generación dentro de compras conjuntas y su proyección de precios medios de los contratos

Fuente: CAMMESA

#### **4.7 A.7 – Análisis de las alternativas de organización**

Como se explicó en los inicios del presente informe, en Argentina, en la actualidad se encuentran vigentes normativas Nacionales que regulan la generación a partir de Fuentes Renovables tales como la ley 27.191”, reglamentada mediante el Decreto 531/2016, que reemplaza a la “Ley 26.190 Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación a través de la cual se fijó el objetivo de alcanzar el 8% del consumo de la energía eléctrica mediante fuentes de energías renovables al 31 de diciembre de 2017, hasta alcanzar de forma gradual el veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre de 2025.

Para dar cumplimiento con lo estipulado por Ley, se publicaron Resoluciones mediante las cuales se establecieron los medios mediante los cuales se podría llegar al objetivo fijado por la Ley. Estos medios fueron las licitaciones para la compra de energía generada por fuentes renovables por el gobierno nacional mediante CAMMESA, llamadas Rondas denominadas RenovAr; y la habilitación para la instalación de plantas de generación mediante fuentes renovables, comercializando la energía generada por contratos entre privados sin intervención del gobierno nacional, sistema denominado MATER

##### **4.7.1 Rondas RenovAr**

Para poder dar cumplimiento a lo estipulado por dicha Ley, el gobierno nacional realizó las distintas rondas de licitación para la compra de energía por intermedio de CAMMESA para dar abastecimiento a las empresas que tienen una demanda mensual promedio de 300 kW, las que están obligadas por Ley.

Para poder presentarse en las rondas de licitación lanzadas y adjudicadas por el gobierno nacional, las empresas debieron constituir una Sociedad de Propósito Específico (SPE), y los proyectos presentados debieron cumplir con los siguientes requisitos:

1. Las SPE junto a un sponsor que demuestre capacidad financiera suficiente para respaldar el proyecto presentado.
2. Presentar un reporte de Producción Específica (RPE), realizado por un consultor independiente con experiencia en la realización de estudios de

producción, donde se demuestre la capacidad de producción de energía del parque desarrollado.

Se toma en cuenta la capacidad de producción del RPE como compromiso de entrega de energía del adjudicatario hacia el gobierno, y en caso de incumplimiento aplicar las multas correspondientes.

3. Se debe presentar una Garantía con valor de USD/MW 250.000, la cual se ejecuta en caso que la compañía adjudicataria no cumpla con la fecha de puesta en marcha comprometida en su oferta.
4. Firmar un contrato PPA (Power Purchase Agreement), que es un acuerdo o contrato de compraventa de energía entre un generador y un comprador, por un plazo de 15 años. CAMMESA, como comprador, es la comercializadora energética, que a su vez revenderá la energía comprada mediante el PPA a sus clientes finales.

Actualmente, varios de los proyectos presentados y adjudicados se encuentran en fase de operación, otros en construcción, pero muchos otros todavía se encuentran en fase de búsqueda de financiamiento. Por esta última razón, el gobierno nacional ha dictado una resolución que permite a los adjudicatarios obtener prórroga en el vencimiento de los plazos de puesta en marcha y habilitación comercial.

El 19 de febrero de 2019 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Resolución N° 52/2019 (en lo sucesivo, la “Resolución”), dictada por la Secretaría de Gobierno de Energía, dependiente del Ministerio de Hacienda de la Nación, con importantes implicancias sobre los contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable (los “Contratos de Abastecimiento”) adjudicados en el marco de la Ronda 2 del Programa RenovAr.

Con el objetivo declarado de que se concreten los proyectos de inversión en generación eléctrica de fuentes renovables, la Resolución ha reconocido la posibilidad, a opción de los sujetos referidos en el párrafo anterior y sujeto al cumplimiento de ciertos requisitos que se detallan a continuación, de solicitar la prórroga de los plazos de las Fechas Programadas de Avance de Obras y la fecha de Habilitación Comercial comprometidos en sus respectivos Contratos de Abastecimiento.

Para acceder a tal prórroga, se requiere incrementar la Garantía de Cumplimiento de Contrato en un treinta por ciento (30%) de su monto original. De

todos modos, aquellos sujetos que al momento de solicitar la prórroga ya hubieren incrementado la citada garantía en más del treinta por ciento (30%), podrán reducir la garantía en cuestión hasta un monto equivalente al monto original con más un treinta por ciento (30%).

Con esta posibilidad, son varios las SPE que han reactivado la búsqueda de financiamiento para la concreción de los proyectos, pero también otros han decidido realizar la venta de la SPE con el respectivo contrato PPA.

La compra de una SPE con el contrato PPA respectivo tiene el beneficio de eliminar la incertidumbre que se tiene al desarrollar un proyecto, realizar los gastos respectivos y presentar el proyecto a una licitación sin la seguridad de ser adjudicado. Pero se debe hacer frente a un costo superior al del desarrollo propio.

#### **4.7.2 Mercado a Término (MATER)**

En agosto de 2017, el Gobierno Nacional publicó la Resolución 281-E/2017 “Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables”, por la que se regula los parámetros a través de los cuales se regirá el cumplimiento de la obligación impuesta por el artículo 9 de la Ley 27.191 de los sujetos que opten por cumplir con la obligación por: a) contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables; b) por autogeneración o por cogeneración de fuentes renovables; c) por participación en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por la compañía CAMMESA.

Bajo este sistema, se encuentra una de las salidas más convenientes para el cumplimiento de lo requerido por ley para la empresas obligadas por ley a consumir energía de fuentes renovables. Esto sería mediante el desarrollo, construcción, operación y mantenimiento de un Parque Solar Fotovoltaico de Generación de Energía Eléctrica para autoconsumo y comercialización de la energía a terceros. Esta posibilidad de la Construcción del Parque Fotovoltaico se enmarca en la Resolución 281-E/2017 “Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables” (MATER), y en especial en los incisos a) contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, y b) por autogeneración o por cogeneración de fuentes renovables. Es decir, habilita la comercialización de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables mediante contratos de compra-venta entre privados, sin intervención de entes gubernamentales.

Dentro de las normas que reglamentan la ley 27.191, a través del Decreto 476/2019, el gobierno Nacional habilitó a empresas públicas a negociar contratos de compraventa de energía entre un generador y un comprador, generalmente por un largo plazo de tiempo conocidos como PPA (Power Purchase Agreement).

Según el Decreto 476/2019, las empresas públicas nacionales y provinciales puedan acceder a contratos de compra-venta de energía renovable con la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista, celebrando Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con sociedades estatales -sean del Estado Nacional, Provincial o de la Ciudad de Buenos Aires- o con sociedades vehículo de exclusiva propiedad de aquéllas, únicamente y siempre que sean titulares de los proyectos de inversión.

Actualmente, el abastecimiento de energía de la provincia se realiza mediante la compra de energía a CAMMESA por parte de EDELAR, quien distribuye la energía entre los usuarios, cobrando para ello un Valor Agregado a la Distribución (VAD).

Este Decreto abre la posibilidad de que la provincia realice su propio proyecto de generación eléctrica por medio de fuentes de energías renovables, necesitando para ello la creación o adquisición de una sociedad vehículo. De esta forma, la provincia podría comercializar la energía generada por la Sociedad Vehículo con las distintas empresas que tengan la necesidad de consumir energía eléctrica de fuentes renovables, para cumplir con lo exigido por la Ley, o con las empresas que consideren oportuna la compra de energías renovables, ya sea por el precio competitivo o por compromisos empresariales.

La sociedad vehículo, necesaria para la comercialización de la energía, podría estar constituida directamente por el gobierno provincial; mediante una Sociedad Anónima con Participación Estatal Mayoritaria (SAPEM); por fideicomisos conformados por inversores privados asociados con el gobierno provincial; o directamente por fideicomisos conformado por empresas privadas. Optando por esta metodología para el abastecimiento de energía, las empresas que conformen la SAPEM o el fideicomiso, tienen la ventaja de no depender de las variación de los precios de la energía si esta fuera adquirida mediante la metodología tradicional, sino que tendrían el precio fijado durante un largo plazo, que puede llegar al tiempo de vida útil de los equipos (20 años como mínimo).

Para poder adherirse a este tipo de proyectos, el único requisito que deben cumplir las empresas que adquieran la energía generada por el proyecto, es que deben estar incluidas dentro del Mercado Eléctrico Mayorista, ya sea como Grandes



Usuarios Mayores (GUMA); Grandes Usuarios Menores (GUME); Grandes Usuarios de la Distribuidora (GUDI), con lo que deberán poseer un Sistema de Medición de Energía Comercial, para la medición del consumo de energía, el cual deberá cumplir con los requisitos de Los Procedimientos de CAMMESA.

#### **4.8 A.8 Comunicación de resultados**

De acuerdo a lo evidenciado en los ítems que van desde A.1 hasta A.7 del presente informe, el desarrollo y construcción de un parque fotovoltaico para abastecimiento de energía a las empresas conectadas al Sistema Argentino de Distribución, es viable desde el punto de vista técnico y económico, por las siguientes razones:

1. La Provincia de La Rioja cuenta con un parque Industrial que alberga diversas empresas, de las cuales 27 han participado del relevamiento inicial aportando datos, y expresando que actualmente presentan problemas financieros debido, entre otras cosas, al costo de la energía.
2. La tecnología solar fotovoltaica, especialmente el parques de grandes proporciones conectados a la red de distribución, tienen una madurez suficiente como para ser considerada una fuente confiable de generación de energía, en forma limpia y sustentable.
3. El Sistema Argentino de Distribución cuenta con capacidad remanente en La Rioja para la instalación de una planta de generación de hasta 100MW de potencia, con lo que hace posible la instalación de un parque de generación fotovoltaico en la provincia.
4. Los valores de generación de energía estimados hacen que el proyecto tenga una capacidad de producción que se encuentra dentro de los mayores del país. Valores de producción mayores se podrían encontrar ubicando el parque en zonas de Cnel. Felipe Varela, pero nos encontramos con la imposibilidad técnica por falta de capacidad de transporte.
5. El valor de LCOE y TIR, hacen que el proyecto sea viable desde el punto de vista económico financiero. Es factible el valor de venta de la energía por encima de su costo (LCOE) e incluso, pese al contexto macroeconómico adverso, repetir una de las tantas experiencias exitosas de financiamiento que se dieron en las diversas rondas de RenovAr. La alternativa a abastecerse de energías renovables es continuar con la compra de energía convencional que viene mostrando un sendero de precios creciente debido a la reducción de los subsidios.



6. Habida cuenta los porcentaje de energía mediante fuentes renovables que se debe cumplir según lo dictado por ley, es viable el apoyo del gobierno nacional en el desarrollo de este tipo de proyectos.

7. La tecnología solar fotovoltaica aún se encuentra en evolución, pero sin ser constante año a año. Esta evolución hace que los equipos que componen una instalación generadora de energía, tengan un mayor rendimiento, mejorando la cantidad de energía generada por unidad de potencia instalada, mejorando consecuentemente los indicadores económicos.

Particularmente para el año próximo, las empresas de tecnología no preveen lanzamientos con la incorporación de grandes avances, por lo que no veremos variación respecto a la tecnología que actualmente está en el mercado.

El cambio de gobierno nacional genera cierta incertidumbre respecto al desarrollo de energía renovables en nuestro país. Las señales que han dado los distintos referentes que podrían componer el nuevo gobierno, preve el no lanzamiento de ninguna nueva licitación dentro del plan RenovAr. Sin embargo, no se producirán grandes cambios en el mercado entre privados, lo cual seguirá desarrollándose, más lento, aunque sin detenerse en el mediano plazo.

En base a las conclusiones, se recomienda comenzar con el desarrollo del parque fotovoltaico, dentro de lo que establece el Decreto 476/2019, conformándose una sociedad de propósito específico. Diversos estudios específicos se deberán realizar de acuerdo a estándares internacionales antes de comenzar cualquier etapa de construcción.

## 5 SISTEMA DE BOMBEO

### 5.1 B.1 – Relevamiento Inicial

Con el objeto de tomar contacto con las cámaras de regantes, que serían los posibles usuarios de la energía generada por las instalaciones, y poder realizar un relevamiento inicial de la cantidad de sistemas de bombeo en la provincia de La Rioja, y confeccionar un listado con el ranking de demanda de energía para el último periodo anual, con fecha 13 de julio de 2019, se realizó una reunión con empresarios agrícolas en el Ministerio de Planeamiento e Industria, Complejo E (Anexo 1). (subir minuta al anexo 1)

Durante la reunión se transmitió el objetivo del proyecto, apuntando a que su diseño y recomendación este orientado a resolver problemáticas que afronten las empresas.

Luego de esta reunión, se envió el pedido de información mediante el envío de un formulario a los empresarios que estuvieran dispuestos a colaborar, para recabar datos necesarios para el proyecto, como ser: energía consumida, potencia contratada, contratos activos, precios pagados (Anexo 3).

Los datos aportados por los agropecuarios serán utilizados para determinar las distintas variables financieras que permitan determinar la viabilidad de la construcción de sistemas de generación distribuida mediante el uso de tecnología solar fotovoltaica. Es imprescindible poder evaluar si las soluciones técnicas encontradas son viables desde el punto de vista económico, y en términos relativos si son o no opciones competitivas. Para ello un primer indicador representativo del mercado es el LCOE (por sus siglas en inglés Levelised Cost of Electricity) y sirve para determinar los costos de la energía a lo largo del ciclo de vida del proyecto fotovoltaico. Este indicador tiene en cuenta los costos de capital, los costos de operación y mantenimiento y el rendimiento o performance de la tecnología.

Como parte del relevamiento inicial, a continuación se encuentra el listado de asistentes de empresarios agrícolas a la primer reunión de lanzamiento del proyecto mencionada anteriormente. (Tabla 20).

Tabla 20 – Listado de empresarios agrícolas participantes

EMPRESA	REPRESENTANTE	CARGO
CLUSTER OLIVÍCOLA RIOJANO	Ing. Ivonne Hilal	Coordinadora Comisión Competitividad y Financiamiento
MINISTERIO DE PLANEAMIENTO E INDUSTRIA	Ing. Dante Godoy	Director Gral de Ambiente y Energías Renovables
CIOLAR	Jose M. Hilal	Presidente
HUACO AGROPECUARIA S.A	Nieto Jesus	Encargado
CARPA	Ing. Oscar Gomez	Vicepresidente
CAMARA OLIVICOLA RIOJANA	Diego Jesus andrada	Gerente
CAMARA OLIVICOLA- OLIVOS ARGENTINOS S.A	Emilio j. Caimi	Vicepresidente
CARPA	Mauricio Moran	Asesor en Energia

De acuerdo al relevamiento realizado entre los asistentes y sumado a la colaboración del Ministerio de Planeamiento e Industria con información estadística relevante, se confecciona un listado con las principales empresas donde su actividad principal está vinculada a la vid y olivos en la localidad de Chilecito. (Tabla 21)

Tabla 21 – Empresas vinculadas a vid y olivo

N	RAZON SOCIAL	CUIT	ACTIVIDAD PRINCIPAL	LOCALIZACION
1	AGRICOLA SAN CAYETANO SRL	30-63678763-5	Vid/Olivos	La Rioja/Chilecto/Chilecito
2	ALCALDE, MARTA ELENA	27-00624986-3	Vid	La Rioja/Chilecto/Chilecito
3	BELLAN EDGARDO	20-18583033-1	Vid	La Rioja/Chilecto/Chilecito
4	BELLAN PAOLA MARIA PIA	27-21073022-8	Vid	La Rioja/Chilecto/Chilecito
5	BELLIA, JOSE LUIS	20-12586522-5	Vid/Olivos	La Rioja/Chilecto/Chilecito
6	CAPECE LORENZO	23-04703270-9	Vid	La Rioja/Chilecto/Chilecito
7	DE LA VEGA, EDUARDO DANIEL	20-17957897-3	Vid	La Rioja/Chilecto/Chilecito
8	FEDERADA RIOJANA SA	30-67189614-5	Vid	La Rioja/Chilecto/Chilecito
9	FINCAS RIOJANAS, S.A.	30-62915586-0	Vid	La Rioja/Chilecto/Chilecito
10	GOMEZ SANTOS ALFREDO	20-05541709-2	Vid	La Rioja/Chilecto/Chilecito
11	GONZALEZ MARIO Y AMBROSIO	30-66081300-0	Vid	La Rioja/Chilecto/Chilecito
12	GONZALEZ, MARIO HERNAN	20-28106308-2	Vid	La Rioja/Chilecto/Chilecito
13	LA RIOJANA COOP.	30-63295171-6	Vid	La Rioja/Chilecto/Chilecito
14	PERLAS AGRARIAS SRL	30-67178229-7	Vid	La Rioja/Chilecto/Chilecito
15	SATURNINO ROJO	30-63749685-5	Vid/Olivos	La Rioja/Chilecto/Chilecito

Fuente: empresarios agrícolas

En función del relevamiento, se observa que 15 son las principales empresas agrícolas con una demanda de energía total anual en promedio para los últimos dos años de 8.000 MWh. Pese a que en 2019 el consumo de energía eléctrica fue de casi 3.000 MWh en los primeros 5 meses del año, es esperable que para el cierre 2019 se presente una leve merma en relación al consumo de 2018.

En la siguiente tabla 22 se muestra la evolución del consumo de energía eléctrica con destino al riego agrícola a través de la alimentación de las bombas, desde 2017 al mes de mayo del actual.

Tabla 22 – Evolución del consumo de energía

N	RAZON SOCIAL	CONSUMO ENERGIA		
		2017	2018	2019 (a mayo)
1	AGRICOLA SAN CAYETANO SRL	1.479.909	1.316.604	306.224
2	ALCALDE, MARTA ELENA	447.540	326.628	104.258
3	BELLAN EDGARDO	178.530	160.731	66.721
4	BELLAN PAOLA MARIA PIA	223.734	177.071	49.978
5	BELLIA, JOSE LUIS	1.222.253	1.159.924	525.641
6	CAPECE LORENZO	168.137	185.512	60.232
7	DE LA VEGA, EDUARDO DANIEL	714.333	448.062	179.342
8	FEDERADA RIOJANA SA	1.066.320	1.082.304	415.368
9	FINCAS RIOJANAS, S.A.	227.952	189.458	63.044
10	GOMEZ SANTOS ALFREDO	157.266	58.206	148.779
11	GONZALEZ MARIO Y AMBROSIO	270.035	236.259	74.175
12	GONZALEZ, MARIO HERNAN	795.414	735.087	245.684
13	LA RIOJANA COOP.	923.526	874.608	313.802
14	PERLAS AGRARIAS SRL	319.508	230.656	99.227
15	SATURNINO ROJO	543.848	514.559	211.532
TOTAL		8.738.305	7.695.669	2.864.007

Fuente: empresarios agrícolas

## 5.2 B.2 – Análisis de Antecedentes

El primer objetivo del análisis consiste en lograr identificar el comportamiento de la demanda, como esta segmentada, cuál es su dimensión, su evolución estacional y su proyección con el fin de esbozar un diseño de modelo promedio y representativo como solución técnica y económica en la estructura de negocios de las empresas agrícolas.

Conforme el segmento tarifario “Riego Agrícola sin Diferimiento Impositivo” T2-RA31 hasta RA42, que contempla demandas chicas entre 10 kW y 150 kW y demandas medianas entre 150 kW y 300 kW, se observa que la cantidad de NIS (número de identificación del suministro) se ha incrementado de 28 a 33 entre 2017 y 2018, y consecuentemente la cantidad de pozos. A su vez, también idénticas que la potencia registrada máxima promedio es creciente conforme ascienda la categoría, pero en promedio está en torno a 70 kW. Cabe destacar que los picos de registro de potencia por segmento oscilan entre 80 y 140 kW, pero el promedio tanto en 2017 como en 2018 fue muy similar de 97/98 kW. Es por ello, y siendo una referencia clave este último valor para el diseño del modelo promedio para el segmento chico, que elegimos diagramar nuestro diseño acorde a 90 kW. (Tabla 23)

El grafico de dispersión a continuación muestra cada coordenada de consumo de energía y potencia de cada NIS, con una acumulación media de potencia en torno a los 70 kW como mencionamos anteriormente, pero no menor una importante cantidad de NIS que alcanzan máximos en torno a los 90kW. (Figura 72)

Tabla 23 – Estadística de potencia y demanda de pozos relevados

2018

SEGMENTO TARIFARIO			CANTIDAD DE NIS	CANTIDAD DE POZOS	PROMEDIO DE POTENCIA MAX REGISTRADA / POZO		CONSUMO ENERGIA / POZO (KWh)		CONSUMO ENERGIA (KWH)	
					PROM	MAX	PROM	MAX	KWh	%
Riego Agrícola	entre 10 y	T2-RA31	3	3	75	85	26.026	46.740	328.800	4,3%
sin	150 kW	T2-RA32	28	28	65	137	22.067	88.241	5.975.050	77,6%
Diferimiento	> 150 y	T2-RA41	1	3	76	86	30.064	57.000	1.082.304	14,1%
Impositivo	<300 kW	T2-RA42	1	1	73	81	28.138	53.513	309.515	4,0%
<b>TOTAL</b>			<b>33</b>	<b>35</b>	<b>72</b>	<b>97</b>	<b>26.574</b>	<b>88.241</b>	<b>7.695.669</b>	<b>100%</b>

2017

SEGMENTO TARIFARIO			CANTIDAD DE NIS	CANTIDAD DE POZOS	PROMEDIO DE POTENCIA MAX REGISTRADA / POZO		CONSUMO ENERGIA / POZO (KWh)		CONSUMO ENERGIA (KWH)	
					PROM	MAX	PROM	MAX	KWh	%
Riego Agrícola	entre 10 y	T2-RA31	1	2	65	83	23.508	61.745	907.302	10,1%
sin	150 kW	T2-RA32	25	25	66	142	22.378	88.241	6.422.744	71,7%
Diferimiento	> 150 y	T2-RA41	1	3	55	86	29.620	54.528	1.066.320	11,9%
Impositivo	<300 kW	T2-RA42	1	1	80	82	46.917	54.064	563.003	6,3%
<b>TOTAL</b>			<b>28</b>	<b>31</b>	<b>67</b>	<b>98</b>	<b>30.606</b>	<b>88.241</b>	<b>8.959.369</b>	<b>100%</b>

Fuente: empresarios agrícolas

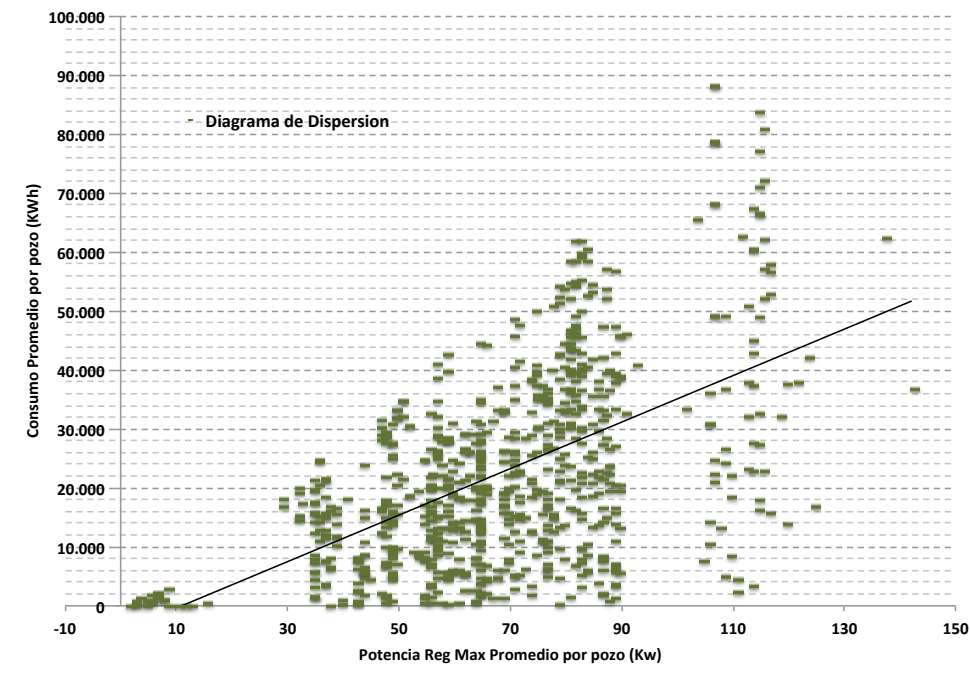


Figura 72 – Dispersión de demanda

El siguiente grafico (Figura 73), permite interpretar el comportamiento estacional que tiene el consumo de energía eléctrica de las bombas en cada pozo, y la potencia contratada para abastecer dicha demanda de energía (Figura 74). La demanda energética crece exponencialmente durante la época estival, donde se realiza el riego y disminuye en época invernal, donde el riego se minimiza.

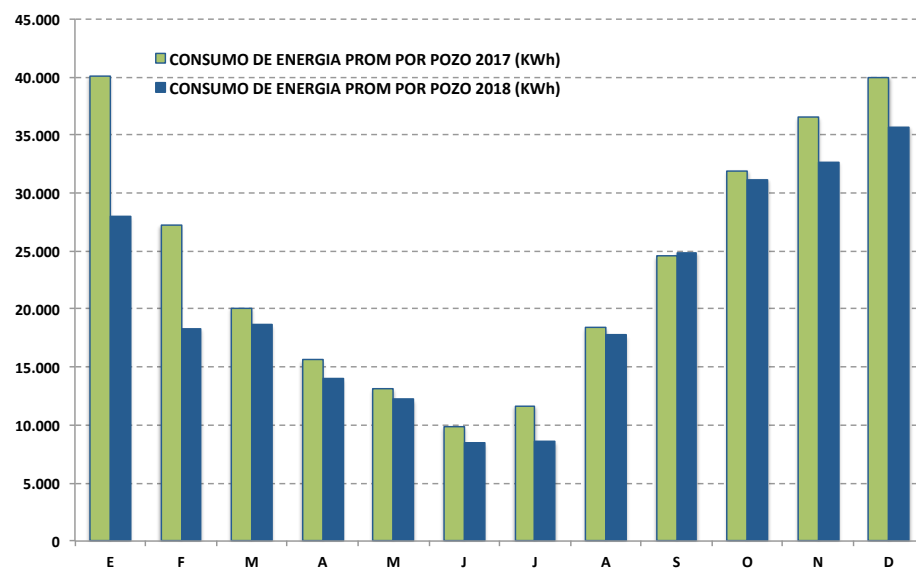


Figura 73 – Demanda estacional de pozos

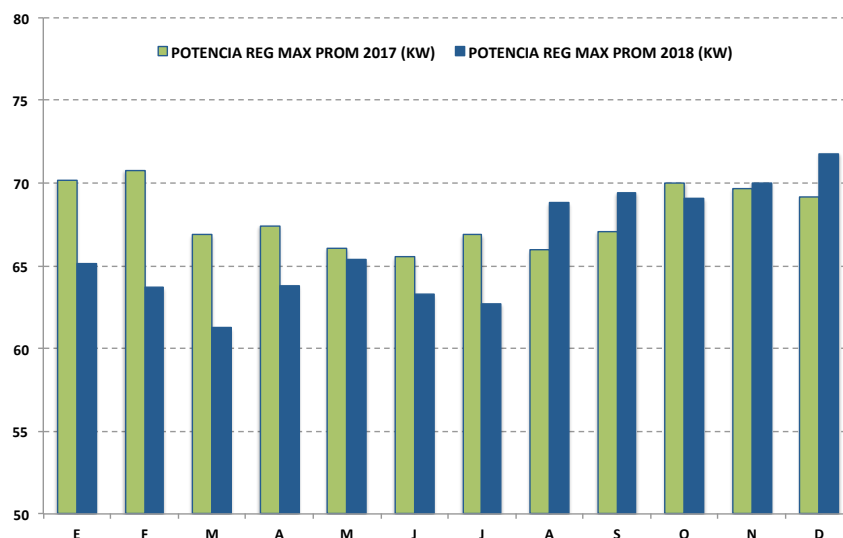


Figura 74 – Potencia contratada

La clara y evidente correlación de la actividad agrícola con una solución de alimentación eléctrica a través de un equipamiento fotovoltaico donde la mayor generación se produce en los meses de alta radiación como ser el verano, parece tener sentido explorar en forma integral la propuesta de estructurar un negocio en este sentido.

En un sentido similar al análisis realizado para el segmento tarifario chico y medio, se evaluó otro universo de 54 NIS con potencias registradas máximas superiores a los medidores analizados previamente. Es decir, la evolución arroja una potencia registrada máxima promedio de 99 kW pero con registros picos de potencia entre 80kW y por encima de los 200kW. Como conclusión, una referencia para nuestra propuesta de diseño para las bombas es una instalación con potencia en torno a los 150kW como arroja el promedio de los máximos registros evaluados. (Figura 75 – Figura 76).

SEGMENTO TARIFARIO			CANTIDA D DE NIS	POTENCIA REGISTRADA / POZO (KW)	
				PROM	MAX
Riego Agrícola sin Diferimiento Impositivo	entre 10 y	T2-RA31	6	98	149
	150 kW	T2-RA32	4	64	78
	> 150 y <300	T2-RA41	12	124	151
	kW	T2-RA42	1	105	108
	>= 300 KW	T2-RA41M	2	125	157
Riego Agrícola con Diferimiento Impositivo	< 300 kW	T2-RA51	11	116	191
		T2-RA52	16	86	203
	>= 300 KW	T2-RA51M	1	91	116
		T2-RA52M	1	85	124
TOTAL			54	99	142

Figura 75 – Consumo de energía según segmento tarifario

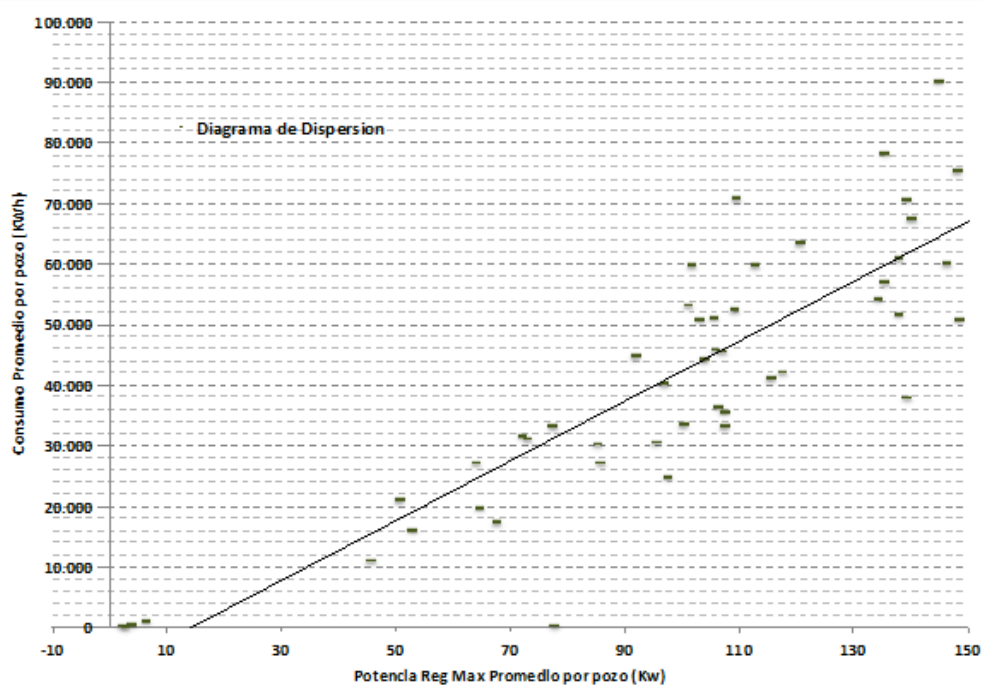


Figura 76 – Dispersión de demanda



### **5.3 B.3 - Diseño de los Modelos Promedio**

#### **5.3.1 Generalidades**

El análisis por realizar pretende determinar la factibilidad del uso de la energía solar fotovoltaica como fuente para el suministro de energía para abastecer el sistema bombeo de agua para riego.

Las instalaciones contenidas en esta descripción técnica serán diseñadas bajo los parámetros exigidos en las normativas internacionales para instalaciones solares fotovoltaicas, y en las normativas nacionales derivadas de la Ley 24.747 para generación de energía distribuida.

La instalación se adecuará a lo que dicta la Ley Nacional 27.424 “RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA” para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red.

Según lo determinado por esta ley, la potencia máxima del sistema de generación a instalar corresponde a la potencia contratada por el usuario a la empresa distribuidora EDELAR. Es decir, la potencia máxima en CA de la central de generación no puede superar la potencia máxima de suministro contratada.

El eventual excedente de la energía generada podrá ser volcada a la red, pero como al momento del presente informe no se encuentra reglamentado el tipo de medidor a instalar y la forma en que se va a retribuir por la energía eventualmente inyectada a la red, se contemplará la instalación de un medidor de energía bidireccional simple.

Los inversores a ser utilizados deberán tener un sistema de protección de “funcionamiento en isla”. Este requisito técnico está impuesto para evitar que el sistema de generación fotovoltaico inyecte energía a la red cuando haya un corte del suministro en el sistema, es decir, el sistema no generará energía cuando haya un corte de suministro del sistema de distribución de EDELAR.

El sistema de protección de funcionamiento en isla tiene la ventaja que previene de accidentes ante cortes por mantenimiento del sistema de distribución, pero tiene la desventaja que ante la falta de suministro eléctrico por EDELAR, el sistema de generación fotovoltaico dejará de funcionar. Ahora bien, durante el día el sistema generará energía reduciendo el consumo desde el sistema de distribución de EDELAR.

Como en cada región de la provincia, las profundidades de las napas freáticas, y en consecuencia el modelo y potencia de las bombas no siempre son las mismas, se realizará un diseño básico de instalaciones, buscando un modelo promedio para los distintos tipos de instalaciones consideradas.

Para realizar la explotación agropecuaria se utilizan equipos de riego, que en la provincia de La Rioja normalmente incluyen una perforación a 200 metros de profundidad con un nivel dinámico más pérdida de carga a 130 metros; un transformador, bomba y tablero. Además del sistema de riego por goteo para 500 hectáreas.

En base a los datos suministrados y con lo expresado por personal de las fincas participantes, normalmente se utilizan 2 turnos de 6 horas por bomba en bombeo de Olivo, pudiendo extenderse a 3 turnos de 6 horas por bomba, y turnos de 12 horas de bombeo durante todos los días en la vid. Para llevar a cabo en bombeo se utilizan bombas de potencias que van desde los 125 HP hasta los 200HP, potencias que no solo dependen de la profundidad de extracción del agua, sino que también dependen del área cultivada a la cual debe abastecer la cada bomba.

Se consideró que las fincas no tienen como fin la venta de energía mediante el uso de generación fotovoltaica, sino que, la instalación de un generador fotovoltaico se consideró para minimizar el consumo de energía proveniente de la empresa distribuidora local o de la autogeneración mediante el uso de generadores diesel, y de esta forma poder disminuir los costos fijos derivados de la energía consumida.

En base a estas consideraciones se dejó de lado la opción de una instalación mediante estructura móvil a 1 eje, ya que:

- i. Requiere una mayor inversión,
- ii. Requiere un mantenimiento periódico,
- iii. Se incorpora un componente móvil (motor y actuador), con el consiguiente riesgo de falla,
- iv. La curva de generación no sigue la curva de demanda del sistema de riego, teniendo un promedio anual de generación mayor, pero menor generación en época estival de la que se tendría con estructura fija.

Además, no se consideró acumulación mediante el uso de baterías para poder cubrir la demanda en horas nocturnas, ya que la inversión del proyecto se incrementa en un 60/70% respecto a la instalación sin acumulación.

Con estas consideraciones se considera una inclinación de la estructura para capturar la mayor irradiancia en época estival, que para la latitud donde se encuentra la provincia de La Rioja, debería ser con un ángulo aproximado de 10 a 15° de inclinación.

### **5.3.2 Descripción general del Proyecto**

Debido a que las instalaciones para el abastecimiento de bombas se consideran de baja potencia, el diseño del generador FV se realizará mediante el uso de inversores de string.

Actualmente, la relación precio/calidad de los módulos fotovoltaicos, hace que los módulos policristalinos de 72 celdas sea la opción más conveniente para este tipo de instalaciones.

Los módulos se montarán sobre estructura fija y se conectarán en serie para obtener la tensión óptima requerida para el funcionamiento del inversor.

La energía generada por cada serie de paneles será transmitida a los inversores, donde se realizará la conversión de corriente continua en corriente alterna, apta para ser inyectada a la red

En caso que los inversores seleccionados no posean las entradas suficientes para conectar todas las series de paneles, se deberán instalara cajas de agrupamiento donde se llevará la generación de varios string o series. La generación proveniente de cada caja de agrupamiento se llevará hasta los inversores donde se conectarán a las entradas de conexión de CC.

Desde la salida de los inversores se conectará al tablero general de la bomba del sistema de riego, realizando una ampliación de este tablero general mediante la incorporación de llaves de protección de uso comercial. El punto de conexión deberá ser aguas abajo del punto de medición comercial de la compañía distribuidora que en este caso será EDELAR.

Cuando el sistema de riego este en servicio, la energía generada por el sistema solar abastecerá la demanda de la bomba. Si la energía generada es superior a la demanda de la bomba, la diferencia será inyectada a la red; si la energía generada es menor a la demanda de la bomba, la diferencia será automáticamente tomada de la red de distribución de EDELAR.

Tanto la energía absorbida como la energía inyectada a la red será contabilizada por el medidor comercial de la distribuidora EDELAR. (a la fecha EDELAR no ha indicado si el sistema de medición será con 1 medidor bidireccional o

mediante la instalación de 2 medidores, uno para el consumo y otro para la inyección).

Como el sistema de generación mediante el uso de tecnología solar fotovoltaica produce energía eléctrica de características similares a la de red, y la energía que genera depende del tamaño de la instalación (potencia instalada), el diseño para las distintas zonas de estudio tendrán las mismas características. (Figura 77)

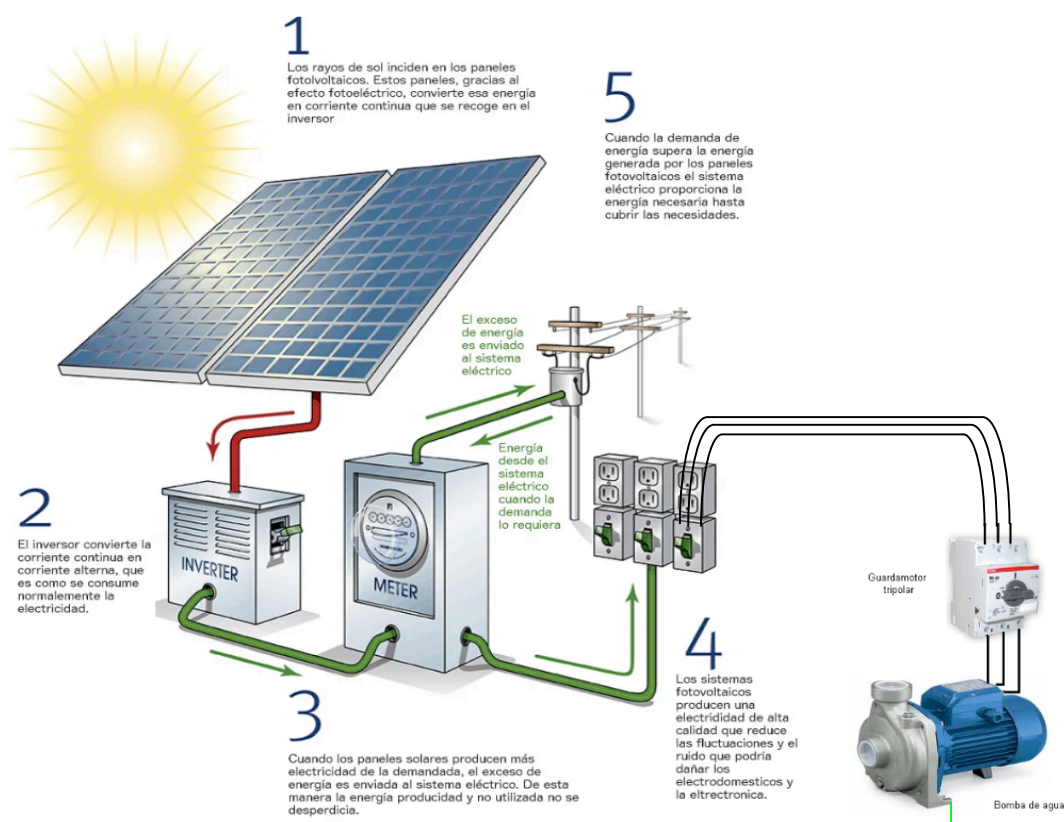


Figura 77 – Esquema de conexión

Se sugiere que cada campo solar se realice utilizando módulos solares policristalinos compuestos de 72 células de 6", de marcas líderes en el mercado.

Los módulos, montados sobre las estructuras, se conectarán en series, constituyendo un String para que la tensión de salida de esta serie concuerde con las características de entrada del inversor.

La instalación deberá contar con su propio Sistema de medición de energía, para contabilizar la energía generada por la instalación.

En la Tabla 24 siguiente, se resumen la configuración básica de referencia de las instalaciones adoptadas, con las cuales se realizará el estudio de producción en las tres zonas propuestas.

Tabla 24 – Configuración instalación de 150 kWAC

<b>General</b>			
Final output capacity [AC][kW]	150	Ratio DC/AC [%]	136
DC power capacity [DC][kWp]	205	Module area [m2]	1.280
<b>PV unit specification</b>			
Number of units	640	Maximum power voltage (Vmp)	37.4
Units per string	16	Maximum power current (Imp)	8.56
Brand	Jinko o similar	Open circuit voltage (Voc)	46.4
Model	JKM320PP-72-V	Short circuit current (Isc)	9.05
Technology	Si Poli cristaline	Cell arrangement	72
Nominal power rate [Wp]	320	NOCT [°C]	45 ±2
Efficiency [%]	16.49	Temperature coef. (Pmpp) [%/°C]	-0.4
Tolerance	0 to +5W	Temperature coef. (Voc) <25°C >25°C[%/°C]	-0.3
Dimensions L x W x [mm]	992x1960x40	Temperature coef. (Isc) [%/°C]	0.06
Product warranty	10 years	Performance above 90%	NA
Performance degradation	Linear	Performance above 80%	NA
<b>Inverters</b>			
Number of units	3	MPP voltage range [V]	500 a 800

Brand	SMA	Maximum DC voltage [V]	1000
Model	CORE 1	Maximum DC current [A]	120
AC rated power [kVA] @35°C	50	Maximum AC current [A]	72.5
EURO Efficiency [%]	98.6	Operating temperature range	-25 to 60
Max Efficiency [%]	98.8	Dimensions L x H x W [mm]	621x733x569
<b>Mounting Structure</b>			
Type	Fix	Azimuth [°]	0
Tilt [°]	10	Pitch E-W [m]	4.00 a 6.00

#### 5.4 B.4 - Simulación de producción de energía

Para realizar la simulación de producción de energía del en las distintas zonas motivo de este estudio, se tendrán en cuenta las diferentes condiciones meteorológicas y sus pérdidas asociadas, enumeradas en el ítem 3.5.

Las estimaciones de producción de energía se brindarán con una probabilidad de excedencia de 50% (P50) para cada año de operación, así como la probabilidad de excedencia respectiva de 90% (P90).

Estos valores reflejan un valor cuya probabilidad que la instalación produzca mayor energía que la calculada es de un 50%, y que se tenga un 90% de probabilidades de que la instalación produzca mayor cantidad de energía que la calculada.

##### 5.4.1 Producción de energía zona Capital

La producción anual de energía y las pérdidas asociadas para la instalación de 150 kWac montada sobre estructura fija con inclinación de 10° se resume en la Tabla 25, detallando el porcentaje de energía generada mensual en la Tabla 26 y en la Figura 78.

En la Tabla 27, se resume la producción anual de energía y las pérdidas para la misma instalación montada sobre estructura móvil a 1 eje.

Para tener como referencia la diferencia de producción de energía entre un sistema soporte fijo y un sistema de soporte móvil a 1 eje, se realizará la simulación de producción de energía para ambos casos, solo para la zona Capital.

Cómo se ha dicho en párrafos anteriores, debido al mantenimiento casi nulo que requieren las instalaciones con montaje de módulos FV por medio de estructuras soportes Fijas, se recomienda la instalación de este tipo de estructura o con posicionamiento estacional para las instalaciones para sistemas de bombeo.

Las siguientes tablas presentan el análisis de incertidumbre asociado a las estimaciones de producción.

Tabla 25 – Producción de energía y pérdidas estructura fija Zona Capital

Zona Aledaña Capital	Estructura soporte fija, inclinación 10°	Consideraciones
<b>1843,00</b>	<b>Global horizontal irradiation, GHI [kWh/m2]</b>	
15,1%	<i>Irradiancia Incidente global en plano captador</i>	<i>Calculated</i>
-0,3%	<i>Sombras lejanas / Horizonte</i>	<i>Calculated</i>
-1,9%	<i>Sombras cercanas: Pérdida de irradiancia</i>	<i>Calculated</i>
-1,6%	<i>Factor IAM en incidencia global</i>	<i>Calculated</i>
-3,9%	<i>Factor de pérdida por suciedad</i>	<i>Calculated</i>
<b>1961,93</b>	<b>Effective irradiance at collector level [kWh/m2]</b>	
16%	<i>Eficiencia de conversión del sistema FV</i>	<i>Calculated</i>
<b>402,20</b>	<b>Array nominal energy [MWh]</b>	
92,49%	Performance Ratio (PR) [%]	
-0,0%	<i>Pérdida FV debida al nivel de irradiancia</i>	<i>Calculated</i>
-8,7%	<i>Pérdida FV debida a la temperatura</i>	<i>Calculated</i>
1,5%	<i>Pérdida por calidad de módulos</i>	<i>Calculated</i>
-1,5%	<i>LID - Degradación inicial inducida por la luz</i>	<i>Calculated</i>
-0,5%	<i>Pérdida por desajuste - mismatch</i>	<i>Calculated</i>
-1,3%	<i>Pérdida por resistencia de cableado</i>	<i>Calculated</i>
-0,7%	<i>Pérdida por resistencia de CA</i>	<i>Calculated</i>
-1,5%	<i>No disponibilidad</i>	<i>Calculated</i>
<b>352,64</b>	<b>Array virtual energy at MPP [MWh]</b>	
81,25	Performance Ratio (PR) [%]	
-1,7%	<i>Pérdida de eficiencia en inversores durante el funcionamiento</i>	<i>Calculated</i>
-0,3%	<i>Pérdida en inversores respecto de la energía nominal</i>	<i>Calculated</i>
0,00	<i>Transformador externo</i>	<i>Calculated</i>
<b>353,35</b>	<b>Gross energy production [MWh]</b>	
81,25	Performance Ratio (PR) [%]	
19,68%	Capacity factor [%]	
-0,5%	<i>PV anual average degradation</i>	<i>Assumed</i>

<b>334,79</b>	<b>Average gross energy for 20 years [MWh]</b>	
76,99%	Performance Ratio (PR) [%]	
18,64%	Capacity factor [%]	
-0,20%	Internal consumption during operation	Assumed
-0,60%	AC cable losses	Assumed
-1,20%	Transformer losses	Assumed
-0,50%	PV plant availability	Assumed
-1,00%	Grid availability	Assumed
0,00	Grid power and limitation losses	Assumed
<b>323,22</b>	<b>Average net energy for 20 years [MWh]</b>	
74,33	Performance Ratio (PR) [%]	
18,00	Capacity factor [%]	

Tabla 26 – Producción de energía y pérdidas estructura móvil Zona Capital

<b>Zona Aledaña Capital</b>	<b>Estructura móvil a 1 eje</b>	<b>Consideraciones</b>
<b>1843,00</b>	<b>Global horizontal irradiation, GHI [kWh/m2]</b>	
25,1%	Irradiancia Incidente global en plano captador	Calculated
-0,3%	Sombras lejanas / Horizonte	Calculated
-1,9%	Sombras cercanas: Pérdida de irradiancia	Calculated
-1,6%	Factor IAM en incidencia global	Calculated
-3,9%	Factor de pérdida por suciedad	Calculated
<b>2132,38</b>	<b>Effective irradiance at collector level [kWh/m2]</b>	
16%	Eficiencia de conversión del sistema FV	Calculated
<b>437,14</b>	<b>Array nominal energy [MWh]</b>	
92,49%	Performance Ratio (PR) [%]	
-0,0%	Pérdida FV debida al nivel de irradiancia	Calculated
-8,7%	Pérdida FV debida a la temperatura	Calculated
1,5%	Pérdida por calidad de módulos	Calculated
-1,5%	LID - Degradación inicial inducida por la luz	Calculated
-0,5%	Pérdida por desajuste - mismatch	Calculated
-1,3%	Pérdida por resistencia de cableado	Calculated
-0,7%	Pérdida por resistencia de CA	Calculated
-1,5%	No disponibilidad	Calculated
<b>383,28</b>	<b>Array virtual energy at MPP [MWh]</b>	
81,25	Performance Ratio (PR) [%]	
-1,7%	Pérdida de eficiencia en inversores durante el	Calculated



	<i>funcionamiento</i>	
-0,3%	<i>Pérdida en inversores respecto de la energía nominal</i>	<i>Calculated</i>
0,00	<i>Transformador externo</i>	<i>Calculated</i>
<b>384,04</b>	<b>Gross energy production [MWh]</b>	
81,25	Performance Ratio (PR) [%]	
21,39%	Capacity factor [%]	
-0.5%	<i>PV anual average degradation</i>	<i>Assumed</i>
<b>363,87</b>	<b>Average gross energy for 20 years [MWh]</b>	
76,99%	Performance Ratio (PR) [%]	
20,26%	Capacity factor [%]	
-0,20%	<i>Internal consumption during operation</i>	<i>Assumed</i>
-0,60%	<i>AC cable losses</i>	<i>Assumed</i>
-1,20%	<i>Transformer losses</i>	<i>Assumed</i>
-0,50%	<i>PV plant availability</i>	<i>Assumed</i>
-1,00%	<i>Grid availability</i>	<i>Assumed</i>
0,00	<i>Grid power and limitation losses</i>	<i>Assumed</i>
<b>351,30</b>	<b>Average net energy for 20 years [MWh]</b>	
74,33	Performance Ratio (PR) [%]	
19,56	Capacity factor [%]	

Tabla 27 – Distribución de energía mensual generada año 0 Zona Capital

GENERACIÓN MENSUAL EN MWh/MWp PARA ESTRUCTURA FIJA (inclinación 10°)												
ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
13%	11%	10%	7%	5%	4%	4%	6%	7%	10%	12%	13%	100,00%
46,8	37,5	33,6	23,7	17,3	12,4	14,8	19,4	24,0	36,0	42,0	45,8	353,4

GENERACIÓN MENSUAL EN MWh/MWp PARA ESTRUCTURA Móvil												
ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
10%	9%	8%	8%	7%	7%	7%	7%	8%	9%	9%	10%	100,00%
38,4	32,6	30,7	28,8	28,5	28,3	28,0	28,8	32,0	33,4	35,7	38,8	384,0

### Curva de Generación Fija Vs Móvil

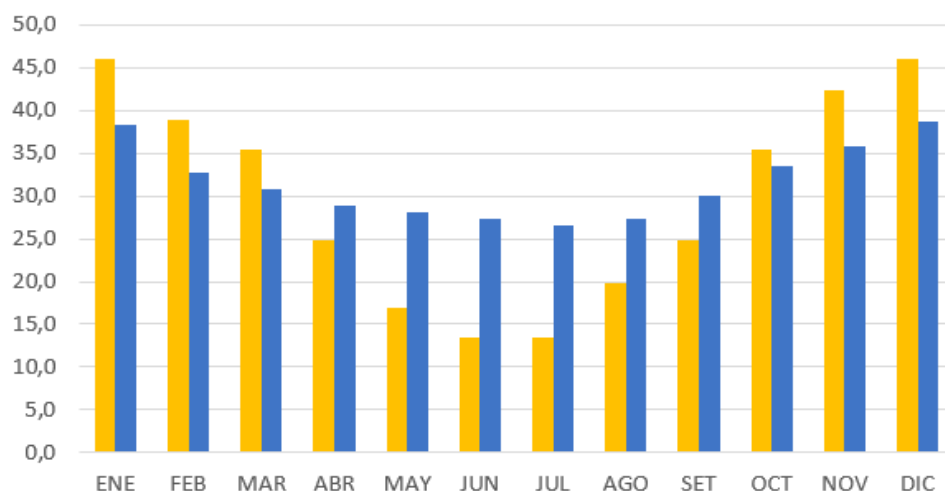


Figura 78 – Distribución de energía mensual generada año 0 Zona Capital

Se puede apreciar la producción de energía mediante el uso de estructura móvil a 1 eje es aproximadamente un 10% superior a la energía obtenida mediante el uso de estructura fija con 10° de inclinación, en la simulación realizada para la zona de Capital.

La Tabla 28 describe las estimaciones de producción de energía (P50) para cada año de operación, así como la probabilidad de excedencia respectiva de 90% (P90) para un sistema de generación montado sobre estructura fija a 10°.

Tabla 28 – Producción de energía a 20 años Zona Capital

Year	GROSS ENERGY		P50			P90			Promedio
	Effic	MWh/y	MWh/y	CF	PR	MWh/y	CF	PR	
0	100%	353							
1	99,5%	352	343	19,1	78,8	299	16,6	68,7	325,3
2	99,0%	350	341	19,0	78,4	297	16,6	68,4	323,6
3	98,5%	348	339	18,9	78,0	296	16,5	68,1	322,0
4	98,0%	346	338	18,8	77,7	294	16,4	67,7	320,4
5	97,5%	345	336	18,7	77,3	293	16,3	67,4	318,7
6	97,0%	343	334	18,6	76,9	291	16,2	67,0	317,1
7	96,5%	341	333	18,5	76,5	290	16,1	66,7	315,4
8	96,0%	339	331	18,4	76,1	288	16,1	66,3	313,8
9	95,5%	337	329	18,3	75,7	287	16,0	66,0	312,2
10	95,0%	336	327	18,2	75,3	285	15,9	65,6	310,5
11	94,5%	334	326	18,1	74,9	284	15,8	65,3	308,9
12	94,0%	332	324	18,0	74,5	282	15,7	64,9	307,3
13	93,5%	330	322	17,9	74,1	281	15,6	64,6	305,6

14	93,0%	329	320	17,8	73,7	279	15,6	64,3	304,0
15	92,5%	327	319	17,7	73,3	278	15,5	63,9	302,4
16	92,0%	325	317	17,7	72,9	276	15,4	63,6	300,7
17	91,5%	323	315	17,6	72,5	275	15,3	63,2	299,1
18	91,0%	322	314	17,5	72,1	273	15,2	62,9	297,5
19	90,5%	320	312	17,4	71,7	272	15,1	62,5	295,8
20	90,0%	318	310	17,3	71,3	270	15,1	62,2	294,2

#### 5.4.2 Producción de energía zona Bañados de los Pantanos, Dpto. Arauco

La producción anual de energía y las pérdidas asociadas para la instalación de 150 kWac montada sobre estructura fija con inclinación de 10° se resume en la Tabla 29, detallando el porcentaje de energía generada mensual en la Tabla 30 y en la Figura 79.

Tabla 29 - Producción de energía y pérdidas estructura fija Zona Arauco

Zona Arauco	Estructura soporte fija, inclinación 10°	Consideraciones
<b>2094</b>	<b>Global horizontal irradiation, GHI [kWh/m2]</b>	
15,6%	<i>Irradiancia Incidente global en plano captador</i>	<i>Calculated</i>
-0,4%	<i>Sombras lejanas / Horizonte</i>	<i>Calculated</i>
-1,6%	<i>Sombras cercanas: Pérdida de irradiancia</i>	<i>Calculated</i>
-2,4%	<i>Factor IAM en incidencia global</i>	<i>Calculated</i>
-3,6%	<i>Factor de pérdida por suciedad</i>	<i>Calculated</i>
<b>2232,11</b>	<b>Effective irradiance at collector level [kWh/m2]</b>	
16%	<i>Eficiencia de conversión del sistema FV</i>	<i>Calculated</i>
<b>457,58</b>	<b>Array nominal energy [MWh]</b>	
96,81%	Performance Ratio (PR) [%]	
-0,0%	<i>Pérdida FV debida al nivel de irradiancia</i>	<i>Calculated</i>
-7,1%	<i>Pérdida FV debida a la temperatura</i>	<i>Calculated</i>
1,5%	<i>Pérdida por calidad de módulos</i>	
-1,5%	<i>LID - Degradación inicial inducida por la luz</i>	<i>Calculated</i>
-0,5%	<i>Pérdida por desajuste - mismatch</i>	<i>Calculated</i>
-1,1%	<i>Pérdida por resistencia de cableado</i>	<i>Calculated</i>
-0,7%	<i>Pérdida por resistencia de CA</i>	
-1,5%	<i>No disponibilidad</i>	
<b>409,07</b>	<b>Array virtual energy at MPP [MWh]</b>	
82,60	Performance Ratio (PR) [%]	

-1,7%	<i>Pérdida de eficiencia en inversores durante el funcionamiento</i>	<i>Calculated</i>
-0,3%	<i>Pérdida en inversores respecto de la energía nominal</i>	<i>Calculated</i>
0,00	<i>Transformador externo</i>	
<b>409,88</b>	<b>Gross energy production [MWh]</b>	
82,60	Performance Ratio (PR) [%]	
22,82%	Capacity factor [%]	
-0.5%	<i>PV anual average degradation</i>	<i>Assumed</i>
<b>388,35</b>	<b>Average gross energy for 20 years [MWh]</b>	
78,26%	Performance Ratio (PR) [%]	
21,63%	Capacity factor [%]	
-0,20%	<i>Internal consumption during operation</i>	<i>Assumed</i>
-0,60%	<i>AC cable losses</i>	<i>Assumed</i>
-1,20%	<i>Transformer losses</i>	<i>Assumed</i>
-0,50%	<i>PV plant availability</i>	<i>Assumed</i>
-1,00%	<i>Grid availability</i>	<i>Assumed</i>
0,00	<i>Grid power and limitation losses</i>	<i>Assumed</i>
<b>374,94</b>	<b>Average net energy for 20 years [MWh]</b>	
75,56	Performance Ratio (PR) [%]	
20,88	Capacity factor [%]	

Tabla 30 – Producción de energía a 20 años Zona Arauco

GENERACIÓN MENSUAL EN MWh/MWp PARA ESTRUCTURA FIJA (inclinación 10°)												
ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
13%	11%	10%	7%	5%	4%	4%	6%	7%	10%	12%	13%	100,00%
54,2	43,5	38,9	27,5	20,1	14,3	17,2	22,5	27,9	41,8	48,8	53,1	409,9

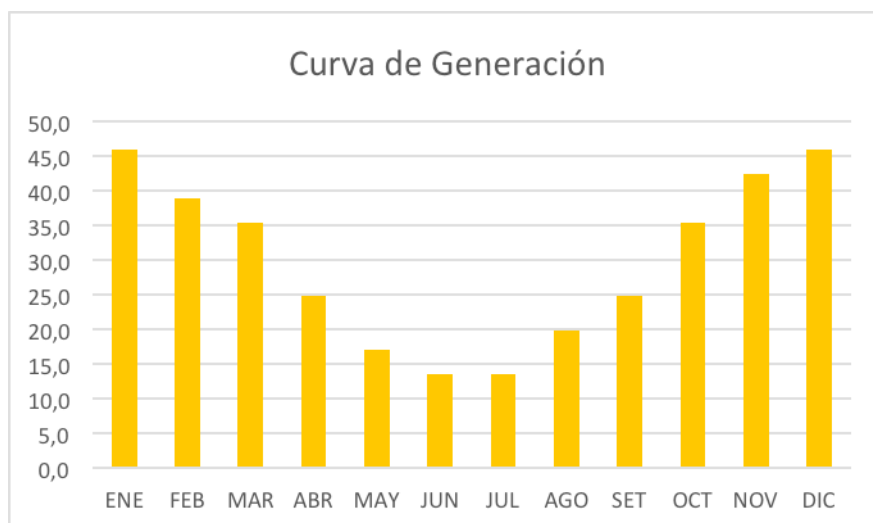


Figura 79 – Distribución de energía mensual generada año 0 Zona Arauco

La Tabla 31 describe las estimaciones de producción de energía (P50) para cada año de operación, así como la probabilidad de excedencia respectiva de 90% (P90) para un sistema de generación montado sobre estructura fija a 10°.

Tabla 31 – Producción de energía a 20 años Zona Arauco

Year	GROSS ENERGY		P50			P90			Promedio
	Effic	MWh/y	MWh/y	CF	PR	MWh/y	CF	PR	
0	100%	410							
1	99,5%	408	398	22,1	84,1	347	19,3	73,4	377,3
2	99,0%	406	396	22,0	83,7	345	19,2	73,0	375,4
3	98,5%	404	394	21,9	83,3	343	19,1	72,6	373,5
4	98,0%	402	392	21,8	82,9	342	19,0	72,3	371,6
5	97,5%	400	390	21,7	82,5	340	18,9	71,9	369,7
6	97,0%	398	388	21,6	82,0	338	18,8	71,5	367,8
7	96,5%	396	386	21,5	81,6	336	18,7	71,2	365,9
8	96,0%	393	384	21,4	81,2	335	18,6	70,8	364,0
9	95,5%	391	382	21,3	80,8	333	18,5	70,4	362,1
10	95,0%	389	380	21,1	80,3	331	18,4	70,1	360,2
11	94,5%	387	378	21,0	79,9	329	18,3	69,7	358,3
12	94,0%	385	376	20,9	79,5	328	18,2	69,3	356,4
13	93,5%	383	374	20,8	79,1	326	18,1	68,9	354,5
14	93,0%	381	372	20,7	78,6	324	18,0	68,6	352,6
15	92,5%	379	370	20,6	78,2	322	18,0	68,2	350,8
16	92,0%	377	368	20,5	77,8	321	17,9	67,8	348,9
17	91,5%	375	366	20,4	77,4	319	17,8	67,5	347,0
18	91,0%	373	364	20,3	77,0	317	17,7	67,1	345,1
19	90,5%	371	362	20,1	76,5	315	17,6	66,7	343,2
20	90,0%	369	360	20,0	76,1	314	17,5	66,4	341,3

### 5.4.3 Producción de energía zona Valle Antinaco - Los Colorados, Dpto. Chilecito

La producción anual de energía y las pérdidas asociadas para la instalación de 150 kWac montada sobre estructura fija con inclinación de 10° se resume en la Tabla 32, detallando el porcentaje de energía generada mensual en la Tabla 33 y en la Figura 80.

Tabla 32 - Producción de energía y pérdidas estructura fija Zona Chilecito

Zona Chilecito	Estructura soporte fija, inclinación 10°	Consideraciones
<b>2059</b>	<b>Global horizontal irradiation, GHI [kWh/m2]</b>	
15,3%	<i>Irradiancia Incidente global en plano captador</i>	<i>Calculated</i>
-0,9%	<i>Sombras lejanas / Horizonte</i>	<i>Calculated</i>
-1,5%	<i>Sombras cercanas: Pérdida de irradiancia</i>	<i>Calculated</i>
-1,5%	<i>Factor IAM en incidencia global</i>	<i>Calculated</i>
-3,7%	<i>Factor de pérdida por suciedad</i>	<i>Calculated</i>
<b>2198,15</b>	<b>Effective irradiance at collector level [kWh/m2]</b>	
16%	<i>Eficiencia de conversión del sistema FV</i>	<i>Calculated</i>
450,62	<b>Array nominal energy [MWh]</b>	
95,34%	Performance Ratio (PR) [%]	
-0,1%	<i>Pérdida FV debida al nivel de irradiancia</i>	<i>Calculated</i>
-8,5%	<i>Pérdida FV debida a la temperatura</i>	<i>Calculated</i>
1,5%	<i>Pérdida por calidad de módulos</i>	
-1,5%	<i>LID - Degradación inicial inducida por la luz</i>	<i>Calculated</i>
-0,5%	<i>Pérdida por desajuste - mismatch</i>	<i>Calculated</i>
-1,3%	<i>Pérdida por resistencia de cableado</i>	<i>Calculated</i>
-0,7%	<i>Pérdida por resistencia de CA</i>	
-1,5%	<i>No disponibilidad</i>	
<b>395,57</b>	<b>Array virtual energy at MPP [MWh]</b>	
81,44	Performance Ratio (PR) [%]	
-1,7%	<i>Pérdida de eficiencia en inversores durante el funcionamiento</i>	<i>Calculated</i>
-0,3%	<i>Pérdida en inversores respecto de la energía nominal</i>	<i>Calculated</i>
0,00	<i>Transformador externo</i>	
<b>396,36</b>	<b>Gross energy production [MWh]</b>	

81,44	Performance Ratio (PR) [%]	
22,07%	Capacity factor [%]	
-0,5%	<i>PV anual average degradation</i>	<i>Assumed</i>
<b>375,54</b>	<b>Average gross energy for 20 years [MWh]</b>	
77,16%	Performance Ratio (PR) [%]	
20,91%	Capacity factor [%]	
-0,20%	<i>Internal consumption during operation</i>	<i>Assumed</i>
-0,60%	<i>AC cable losses</i>	<i>Assumed</i>
-1,20%	<i>Transformer losses</i>	<i>Assumed</i>
-0,50%	<i>PV plant availability</i>	<i>Assumed</i>
-1,00%	<i>Grid availability</i>	<i>Assumed</i>
0,00	<i>Grid power and limitation losses</i>	<i>Assumed</i>
<b>362,57</b>	<b>Average net energy for 20 years [MWh]</b>	
74,50	Performance Ratio (PR) [%]	
20,19	Capacity factor [%]	

Tabla 33 – Producción de energía a 20 años Zona Chilecito

GENERACIÓN MENSUAL EN MWh/MWp PARA ESTRUCTURA FIJA (inclinación 10°)												
ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
13%	11%	10%	7%	5%	4%	4%	6%	7%	10%	12%	13%	100,00%
52,5	42,1	37,7	26,6	19,4	13,9	16,6	21,8	27,0	40,4	47,2	51,3	396,4

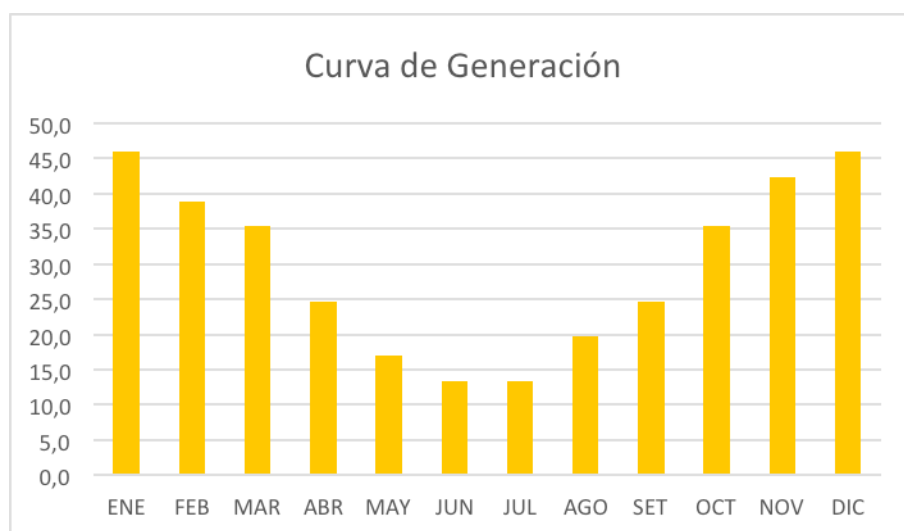


Figura 80 – Distribución de energía mensual generada año 0 Zona Chilecito

La Tabla 34 describe las estimaciones de producción de energía (P50) para cada año de operación, así como la probabilidad de excedencia respectiva de 90% (P90) para un sistema de generación montado sobre estructura fija a 10°.

Tabla 34 – Producción de energía a 20 años Zona Chilecito

Year	GROSS ENERGY		P50			P90			Promedio
	Effic	MWh/y	MWh/y	CF	PR	MWh/y	CF	PR	
0	100%	396							
1	99,5%	394	385	21,4	81,4	335	18,7	71,0	364,9
2	99,0%	392	383	21,3	81,0	334	18,6	70,6	363,0
3	98,5%	390	381	21,2	80,6	332	18,5	70,2	361,2
4	98,0%	388	379	21,1	80,1	330	18,4	69,9	359,4
5	97,5%	386	377	21,0	79,7	329	18,3	69,5	357,5
6	97,0%	384	375	20,9	79,3	327	18,2	69,2	355,7
7	96,5%	382	373	20,8	78,9	325	18,1	68,8	353,9
8	96,0%	380	371	20,7	78,5	324	18,0	68,5	352,0
9	95,5%	379	369	20,6	78,1	322	17,9	68,1	350,2
10	95,0%	377	367	20,4	77,7	320	17,8	67,7	348,4
11	94,5%	375	365	20,3	77,3	318	17,7	67,4	346,5
12	94,0%	373	363	20,2	76,9	317	17,6	67,0	344,7
13	93,5%	371	361	20,1	76,5	315	17,5	66,7	342,9
14	93,0%	369	359	20,0	76,1	313	17,5	66,3	341,0
15	92,5%	367	358	19,9	75,6	312	17,4	66,0	339,2
16	92,0%	365	356	19,8	75,2	310	17,3	65,6	337,4
17	91,5%	363	354	19,7	74,8	308	17,2	65,2	335,5
18	91,0%	361	352	19,6	74,4	307	17,1	64,9	333,7
19	90,5%	359	350	19,5	74,0	305	17,0	64,5	331,9
20	90,0%	357	348	19,4	73,6	303	16,9	64,2	330,1

## 5.5 B.5 - Propuesta de tecnología y equipamiento más conveniente

### 5.5.1 Equipos

Los equipos a instalar cumplirán cálculos justificativos de su idoneidad para el uso al que se someten. Todos los equipos cumplirán con los requerimientos de las normativas nacionales y/o internacionales.

Todos los equipos serán aptos para funciona a intemperie y tendrán una protección IP54 o superior.

Para el diseño de detalle se deberá tener en cuenta al altura sobre el nivel del mar de las instalaciones, debido a que la configuración standard de los equipos se



refiere a una altura menor a 1500 msnm (cada fabricante garantiza el uso de los equipos hasta una altura snm)

#### **5.5.1.1 Módulos fotovoltaicos**

Los módulos deberán proporcionar como mínimo las siguientes garantías:

- Máxima degradación de un 10% durante los primeros 10 años.
- Máxima degradación de un 20 % durante los primeros 25 años.
- Garantía contra defectos fabricación de 10 años.

Se sugiere que los módulos a emplear sean de tecnología de silicio cristalino, los cuales actualmente tienen la mejor relación precio/rendimiento.

Las células irán encapsuladas con vidrio templado bajo en hierro y láminas de Etileno-Vinil-Acetato modificado (EVA). La lámina posterior consta de varias capas, cada una con una función específica, ya sea adhesión, aislamiento eléctrico, o aislamiento frente a las inclemencias meteorológicas.

La caja de conexiones tendrá un grado de protección mínimo IP54, que asegura su aislamiento frente a la humedad e inclemencias meteorológicas. Los módulos cuentan con cables con una bajísima resistencia de contacto, todo ello destinado a conseguir las mínimas pérdidas por caídas de tensión. Cumplirán con todos los requerimientos Safety Class II (TÜV), tanto de flexibilidad, como de doble aislamiento, o alta resistencia a los rayos UV. Todo esto los convierte en cables aptos para su uso en aplicaciones exteriores.

El marco resistente de aluminio anodizado proporciona alta resistencia al viento y será diseñado para facilitar el montaje en la estructura soporte.

Antes de la instalación de los módulos, se deberá llevar a cabo un sistema de clasificación que agrupa los módulos por rangos de intensidad de corriente. En la instalación se constituirán series de módulos del mismo rango de corriente, de manera que se reducen las pérdidas por mismatch, contribuyendo a aumentar la eficiencia de la instalación.

Se sugiere el uso de módulos policristalinos de 72 celdas de marcas reconocidas dentro del mercado solar fotovoltaico. El uso de marcas reconocidas brindan la tranquilidad de que el propietario pueda accionar y ejecutar las garantías brindada por el fabricante en el caso de que el producto tenga algún tipo de falla.

En la Figura 81 se enumeran las 10 primeras marcas a nivel mundial según el ranking IHS Markit e IRENA.

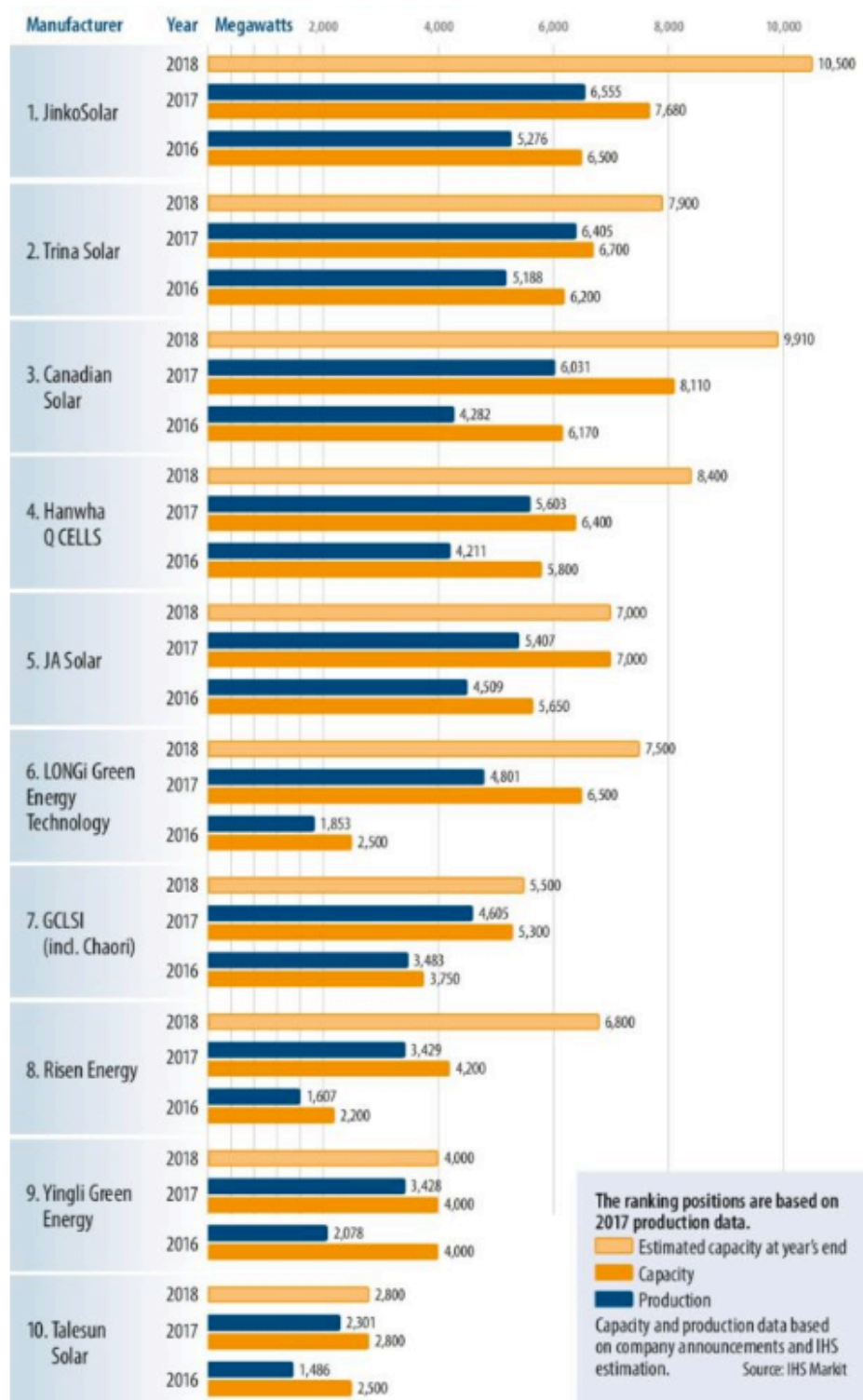


Figura 81 – Ranking de módulos FV  
 Fuente IHS Markit - IRENA

### **5.5.1.2 Inversores**

Los inversores sugeridos a ser utilizados en el diseño preliminar tendrán una potencia mínima de 50 kVA.

Los inversores seleccionados deberán disponer de sistemas de seguimiento de punto de máxima potencia (MPPT); cada uno de los sistemas dispondrá de una entrada independiente, así como una protección eléctrica para cada etapa, compuesta como mínimo de:

- Seccionador CC con mando en puerta
- Seccionador AC con mando en puerta
- Descargador de sobretensiones atmosféricas CC
- Descargador de sobretensiones atmosféricas AC
- Sistema de vigilancia anti-isla con desconexión automática
- Vigilante de aislamiento CC
- Posibilidad de desconexión manual
- Posibilidad de almacenamiento de datos y alarmas
- Posibilidad monitorización en sistemas convencionales
- Protección contra polarización inversa
- Protección contra sobretensiones transitorias a la entrada y a la salida
- Protección contra cortocircuitos y sobrecargas a la salida.
- Protección contra sobre temperatura en el equipo
- Grado de protección mínimo IP 54

### **5.5.1.3 Estructura soporte de módulos**

Se recomienda que los paneles se instalen montados sobre estructura fija con disposición de 1 o 2 filas de módulos en posición vertical o en posición horizontal, dependiendo de la marca de estructura seleccionada.

El material utilizado podrá ser Aluminio, Acero Galvanizado en caliente o Acero Magnelis. En el caso de que el material utilizado sea acero galvanizado en caliente, el proveedor deberá emitir una garantía mínima frente a la corrosión de 30 años.

El diseño de la estructura se realizará de tal forma que se minimicen los tornillos pernos y grapas; todos los tornillos, grapas, etc.

Las piezas para anclar los módulos a la estructura serán del mismo de acero galvanizado o de aluminio, y garantizarán la fijación de estos, así como su posible desmontaje en caso de ser necesario.

Si las características del suelo lo permiten, para la fijación de las estructuras al suelo se utilizará preferentemente un sistema que no requiera la realización de una cimentación de hormigón, ni en la que se tenga que realizar movimientos de tierras, siendo el sistema de Hincado directo de los postes soporte o tornillo Kriner, la metodología más económica para este tipo de instalaciones.

El diseño estructural se basará en los Reglamentos Nacionales y en particular para la zona de emplazamiento de la obra, a fin de evaluar correctamente las acciones sísmicas, de viento, como así también el peso propio y las sobrecargas gravitatorias. El cálculo de verificación del conjunto estructura + paneles deberá cumplir con las reglamentaciones para el diseño de este tipo de estructuras respecto a cargas, vientos, sismos, etc.

#### **5.5.1.4 Cables**

Todos los cables instalados deberán cumplir con las regulaciones existentes y se calcularán con el criterio de garantizar las pérdidas mínimas y que los valores mínimos de tensión se encuentren dentro de los parámetros exigidos por las normas.

##### Cables de CC

Los cables de CC deberán estar preparados para trabajar al exterior, soportar inclemencias meteorológicas y la radiación directa del sol; deberán tener una duración garantizada de 20 años.

Los cables de conexión entre la serie de módulos y los inversores (o cajas, en caso de usarse), serán Unipolar Estañado Flexible 6.0mm<sup>2</sup> - 0.6/1KVCobre rojo Clase 5 estañada- Aislación XLPE HFFR - Cubierta externa XLPE HFFR Resistente UV - 90° C - IEC 60502-1.

Para la unión de las series de los módulos fotovoltaicos, y para evitar posibles contactos accidentales se utilizarán conectores tipo multi-contac o similar, compatibles con las conexiones de los módulos FV seleccionados.

##### Cables BT CC y AC

Se sugiere utilizar cables tipo RV con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), cubiertas interior y exterior de PVC con protección UV para todas las líneas de baja tensión según norma IRAM 2178

Las conexiones de los conductores se deberán efectuar siguiendo métodos o sistemas que garanticen una perfecta continuidad del conductor y de su aislamiento.

Los empalmes y terminales se elegirán de acuerdo a la naturaleza, composición y sección de los cables, y no deberán aumentar la resistencia eléctrica de estos. Los terminales deberán ser, asimismo, adecuados a las características ambientales (interior, exterior, contaminadas, etc.). Las características de los accesorios y las piezas de conexión serán las establecidas en las normas correspondientes. Los empalmes y terminales se realizarán siguiendo las instrucciones de montaje dadas por los fabricantes.

#### Cables de Puesta a Tierra

Los cables de puesta a tierra serán de cobre duro desnudo según lo especifica la norma IRAM 2004.

Los cables para unión equipotencial de tierra entre estructuras metálicas, serán de cobre según lo especificado en norma IRAM NM 247-3.

#### **5.5.1.5 Estación meteorológica**

Para poder realizar el control del funcionamiento del parque y compararlo con los datos de diseño, se deberá instalar una central meteorológica.

Se recomienda que la misma tenga como mínimo las siguientes características y cantidades:

Medidor de Irradiancia en el plano horizontal (piranómetro) – Cantidad: 1

Sensor de temperatura de módulo FV – Cantidad: 1

Sensor de temperatura ambiente (termómetro) – Cantidad: 1

Sensor de velocidad de viento (anemómetro) – Cantidad: 1

Sensor de dirección de viento – Cantidad: 1

Medido de nivel de precipitaciones (pluviómetro) – Cantidad: 1

#### **5.5.2 Sistemas de la Instalación**

##### **5.5.2.1 Sistema de generación**

Los módulos fotovoltaicos se montarán sobre la estructura y se conectarán en series para alcanzar la tensión adecuada a los valores de entrada del inversor, formando una serie o string. Estas series se conectarán directamente a los inversores o en paralelo en las Cajas de agrupamiento (CM), si la ingeniería de detalle determine que es necesario el uso de estas cajas.

En el caso de usar CM, las salidas se conectarán a los bornes de entrada de CC de entrada de los inversores. Estos agrupamientos se realizarán con el fin de minimizar las pérdidas por caídas de tensión.

En el caso que el inversor seleccionado en el diseño final de proyecto tenga múltiples entradas de CC, se podrá prescindir de la instalación de las cajas de agrupamiento.

Las cajas contarán como mínimo con las siguientes protecciones:

- Interruptores automáticos termomagnéticos de corte con una potencia adecuada a la configuración de maestro-esclavo que disponga el inversor elegido.
- Descargadores de sobretensiones mínimo clase I y clase II.
- Puesta a tierra y terminales para las conexiones de entrada y de salida.

En el caso que el diseño requiera el uso de más de un inversor, la energía generada por cada uno se agrupará en un tablero con las protecciones adecuadas, teniendo como mínimo interruptores termomagnéticos y un seccionador bajo carga. (Figura 82)



Figura 82 – Inversores y tableros

#### 5.5.2.2 Sistema de Baja tensión CC

Las canalizaciones de baja tensión y corriente continua de ser posible se realizarán sobre bandejas que se soportan en la estructura. En caso de que el tendido sobre bandejas o superficial provoque interferencias para el desarrollo de las tareas de mantenimiento y circulación dentro de la instalación, el tendido se

realizará en forma subterránea. Se considerará para cada tipo de conductor y tipo de tendido, las indicaciones dadas por el fabricante.

Las bandejas serán de acero galvanizado o de aluminio, u otro sistema soporte de cables, de dimensiones adecuadas para el nº de cables que discurren por cada tramo dejando como mínimo un 25 % de reserva, los cables irán peinados y para las curvas de subidas, bajadas o cambios de dirección, se utilizarán accesorios adecuados para cada forma.

#### **5.5.2.3 Sistema de Baja tensión CA**

Los conductores irán tendidos en canalización subterránea simplemente enterrados en caso de que las condiciones del suelo lo permitan; o se dispondrán tubos de PVC en cruces de calles.

Los cables o los tubos de PVC irán dispuestos sobre cama de arena y debidamente enterrados en zanja. En cada uno de los tubos se instalará un solo circuito. El trazado será lo más rectilíneo posible para facilitar el tendido de los cables evitando en lo posible los cambios de dirección. En los puntos donde esto se produzca o en donde existan tramos de mucha longitud, se dispondrán preferentemente de cámaras de tiro y excepcionalmente arquetas ciegas, para facilitar la manipulación.

#### **5.5.2.4 Sistema de tierra**

El sistema de puesta a tierra será común para toda la instalación y de secciones adecuadas según lo requerido por los cálculos eléctricos. Los conductores serán tendidos por todas las zanjas, conectando a tierra todas las instalaciones y masas metálicas de la instalación. Se repartirán por la zona jabalinas de puesta a tierra que se clavarán en el terreno como apoyo y garantía para conseguir los valores de resistencia adecuados.

##### Tierra de protección

Todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los aparatos y equipos instalados en el CT se unen a la tierra de protección: envolventes de las celdas y cuadros de BT, rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc., así como la armadura del edificio. Igualmente se unirán entre sí todas las tierras de protección de cada uno de los inversores.



### 5.5.2.5 Sistema de control

La monitorización de los inversores se realizará a través del sistema interno que poseen este tipo de equipos, mediante los cuales pueden visualizarse los datos de generación por medio de aplicaciones de los mismos proveedores, no siendo necesario la instalación de un sistema de control externo, ni el tendido de conductores para la monitorización.

### 5.5.3 Configuración de la instalación

Para realizar el modelo medio de los sistemas necesarios para abastecer la demanda de energía de las instalaciones relevadas, se tomarán en cuenta los datos y el análisis que constan en el ítem 5.2.

En base a los datos del consumo de las distintas bombas relevadas, y teniendo en cuenta el universo de datos obtenidos, se realizará el diseño de una instalación básica para abastecer la demanda de estas bombas, siendo una instalación de 150 kW para la mayor demanda ponderada del listado de bombas descrito en el ítem 5.2. El diagrama de conexión tendrá un diseño como el que se muestra en la Figura 83.

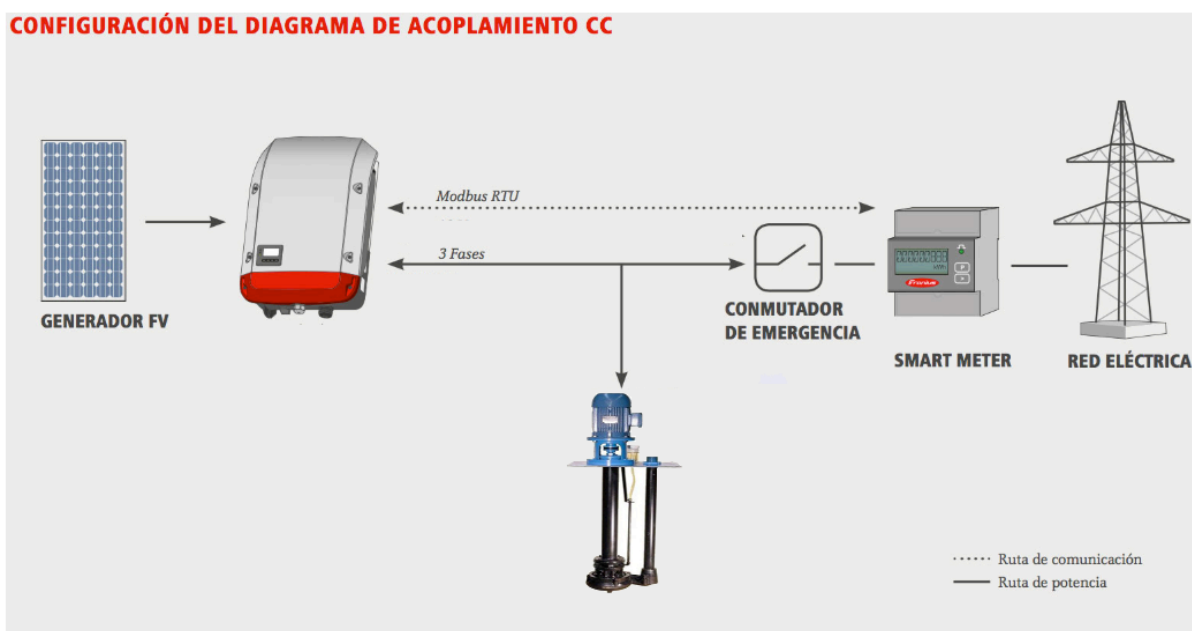


Figura 83 – Diagrama de conexión de Bomba

Fuente: Diagrama de conexión FRONIUS



En la Tabla 35 siguiente, se resumen la configuración básica de referencia de las instalación adoptada, con la cual se realizó el estudio de producción en las tres zonas propuestas.

El diseño se realizó utilizando estructuras fijas con disposición de 2 módulos montados en posición vertical, por lo que el pitch será de 5m, por los que se deberá disponer de un espacio aproximado de 2500 m2. @

Tabla 35 – Configuración instalación de 150 kWAC

<b>General</b>			
Final output capacity [AC][kW]	150	Ratio DC/AC [%]	136
DC power capacity [DC][kWp]	205	Module area [m2]	1.280
<b>PV unit specification</b>			
Number of units	640	Maximum power voltage (Vmp)	37.4
Units per string	16	Maximum power current (Imp)	8.56
Brand	Jinko o similar	Open circuit voltage (Voc)	46.4
Model	JKM320PP-72-V	Short circuit current (Isc)	9.05
Technology	Si Poli cristaline	Cell arrangement	72
Nominal power rate [Wp]	320	NOCT [°C]	45 ±2
Efficiency [%]	16.49	Temperature coef. (Pmpp) [%/°C]	-0.4
Tolerance	0 to +5W	Temperature coef. (Voc) <25°C>25°C[%/°C]	-0.3
Dimensions L x W x [mm]	992x1960x40	Temperature coef. (Isc) [%/°C]	0.06
Product warranty	10 years	Performance above 90%	NA
Performance degradation	Linear	Performance above 80%	NA

<b>Inverters</b>			
Number of units	3	MPP voltage range [V]	500 a 800
Brand	SMA	Maximum DC voltage [V]	1000
Model	CORE 1	Maximum DC current [A]	120
AC rated power [kVA] @35°C	50	Maximum AC current [A]	72.5
EURO Efficiency [%]	98.6	Operating temperature range	-25 to 60
Max Efficiency [%]	98.8	Dimensions L x H x W [mm]	621x733x569
<b>Mounting Structure</b>			
Type	Fix	Azimuth [°]	0
Tilt [°]	10	Pitch N-S [m]	5.0
Comp	2V	Land occupation	2.500 m2

## 5.6 B.6 - Costo de inversión

### 5.6.1 Generalidades

Los componentes de una instalación solar fotovoltaica para abastecimiento de energía de una bomba, son similares a los que se utilizan en las instalaciones domiciliarias o en un parque de gran tamaño conectado a red, por lo que estos equipos siguieron la evolución de precios descrita en el ítem 3.6.

La estructura de costos de una instalación para bombeo sigue los mismos parámetros que un parque conectado a red, siendo los equipos principales: módulos FV, Inversores y estructura soporte, los que componen aproximadamente entre el 50 y 60% de los costos totales. El otro 40 a 50% son los costos de cableado, montaje, conexión al sistema de distribución, y los costos de importación y transporte a sitio de los distintos componentes.

### 5.6.2 Evaluación de costos

La estructura de costos de una instalación fotovoltaica instalada para reducir la demanda de energía eléctrica externa para bombeo se muestra en la Tabla 36 siguiente:

Tabla 36 – Estructura de costos

ITEM	DESCRIPCION	Precio Total (USD) ESTRUCTURA FIJA	Precio Total (USD) ESTRUCTURA MÓVIL 1 EJE
<b>1</b>	<b>EQUIPOS PRINCIPALES</b>	<b>USD 148.886</b>	<b>USD 148.886</b>
1.1.	Módulos FV	USD 84.964	USD 84.964
1.2.	Inversores	USD 25.430	USD 25.430
1.3.	Estructura soporte	USD 17.425	USD 38.492
<b>2</b>	<b>OBRA PFV</b>	<b>USD 89.159</b>	<b>USD 89.159</b>
<b>2.1</b>	<b>Montaje</b>	<b>USD 26.144</b>	<b>USD 35.111</b>
2.1.1.	Obra civil	USD 3.953	USD 3.953
2.1.2.	Obra mecánica	USD 4.725	USD 5.836
2.1.3.	Obra eléctrica	USD 15.979	USD 23.835
2.1.4.	Evacuación	USD 1.487	USD 1.487
<b>2.2</b>	<b>Servicios</b>	<b>USD 63.015</b>	<b>USD 64.288</b>
2.2.1.	Transporte	USD 15.517	USD 15.517
2.2.2.	Administración/Servicios/Dirección/Ingeniería	USD 44.606	USD 44.606
2.2.3.	Repuestos	USD 2.891	USD 4.165
TOTAL		<b>USD 216.938</b>	<b>USD 248.285</b>

Realizando el análisis de la diferencia de inversión entre una instalación con estructura soporte fija y una estructura soporte móvil a 1 eje, se observa que la segunda requiere una inversión 14% superior que la fija.

Además, la estructura móvil, al tener motores de accionamiento de los seguidores solares, requieren un mantenimiento periódico por parte de personal capacitado, lo que adicionaría un costo anual en el OPEX, a diferencia de la estructura fija, donde no se requiere un mantenimiento periódico por especialista.

Otro punto que diferencia la estructura fija de la móvil, es que la móvil incorpora un componente con riesgo de falla, como lo es el motor, lo que derivaría en pérdida de producción.

Un tercer ítem, que desde el punto de vista de los consultores resulta el más importante, es que la curva de generación no sigue la curva de demanda del sistema de riego, teniendo un promedio anual de generación mayor, pero menor generación en época estival de la que se tendría con estructura fija, y siendo que la mayor demanda de energía por parte de los productores es en época estival, derivaría en que en caso de usar estructura móvil, deberían contratar una mayor potencia en verano para cubrir el déficit de generación Vs demanda en el verano, con el incremento en el pago de la energía a la distribuidora.

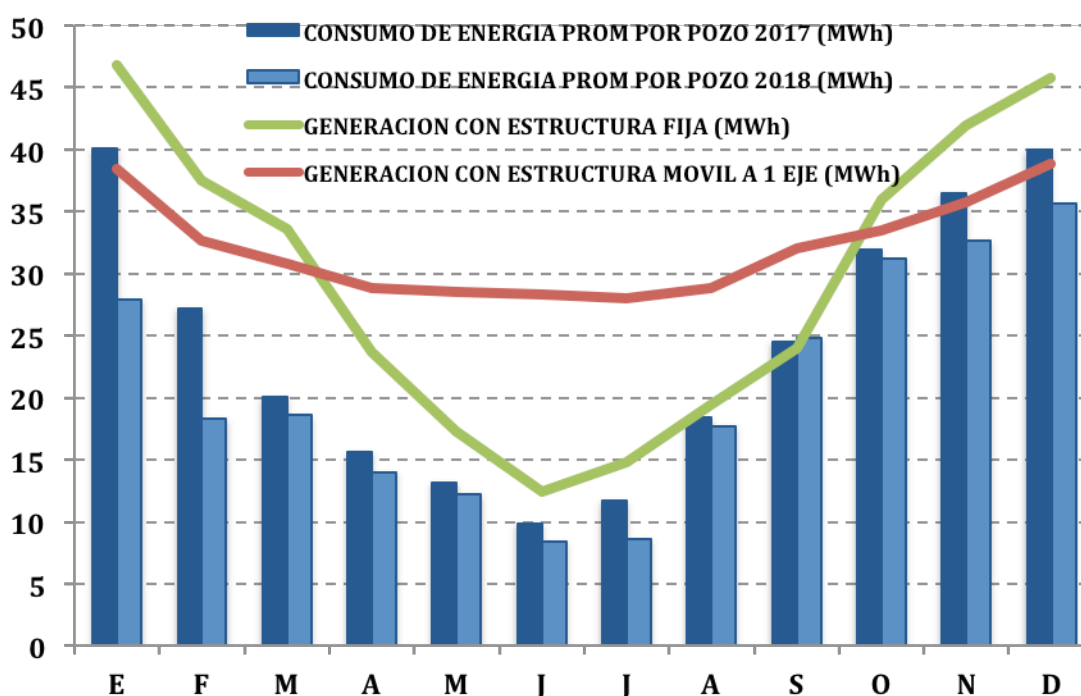


Figura 84 – Consumo Promedio de las Bombas vs Capacidad de Generación de instalación con estructura fija y móvil a 1 eje

Fuente: Base de datos regantes y diseño propio de instalación

Los valores mostrados en la Tabla 36 tienen el siguiente alcance:

1.1. Módulos fotovoltaicos policristalinos + gastos de traslado fábrica-puerto + gastos de traslado puerto origen-puerto Argentina + gastos aduaneros + gastos de terminal portuaria + gastos de compañía marítima

1.2. Inversores + regleta meteorológica + gastos de traslado fábrica-puerto + gastos de traslado puerto origen-puerto Argentina + gastos aduaneros + gastos de terminal portuaria + gastos de compañía marítima

1.3. Estructura soporte de origen nacional

2.1.1. Zanjeos + canalizaciones mediante cañeros + bases de inversores + base de estación meteorológica

2.1.2. Montaje de estructura + colocación de módulos FV

2.1.3. Suministro, tendido y conexión de cables + suministro de conectores y terminales + conexión de equipos y puesta en marcha

2.1.4. Materiales para la evacuación de energía del sistema de generación + ampliación del tablero de conexión de la bomba

2.2.1. Traslado de equipos importados desde puerto Argentina a sitio + traslado de equipos nacionales de fábrica a sitio

2.2.2. Ingeniería + Jefatura de Obra + Supervisión + administración y compras

2.2.3. Repuestos para mantenimiento correctivo

Los valores expresados en la tabla fueron evaluados teniendo en cuenta los precios medios de equipos y componentes, considerando a estos como de muy alta calidad y TIER 1. Estos valores pueden tener una variación a la baja, si se considera la utilización de equipos y componentes de buena calidad, pero dentro del rango de TIER 2.

Por otro lado, como se explicó en párrafos anteriores, la intervención de personal para operación diaria en este tipo de instalaciones es nula, siendo el sistema automático del inversor quien comanda la entrada y salida de servicio del sistema de generación.

Además, este tipo de instalaciones no requiere mantenimiento preventivo, ni predictivo, y solo es necesario el mantenimiento correctivo en caso de falla de algún componente y la limpieza de los módulos FV. Esta limpieza se realiza con agua, preferentemente baja en minerales, mediante el uso de hidro lavadora similares a las

de uso comercial o domiciliario, por lo que esta operación puede ser realizada por cualquier persona con una capacitación mínima.

Por lo tanto, los costos de mantenimiento se pueden considerar como los derivados del cambio de algún componente que pueda fallar, para lo cual se considera un mínimo ahorro mensual; los relativos a la limpieza de los módulos; y los costos de seguros contra eventualidades, en caso que el propietario de la instalación decida tomarlos.

## 5.7 B.7 Conclusiones y análisis de alternativas técnico-económicas

A continuación, y para evitar distorsiones en el análisis se considero un NIS representativo para realizar el análisis económico.

En primer lugar, se analizó la situación actual del NIS, su condición tarifaria y los costos que está afrontando actualmente de acuerdo a su demanda.

El siguiente cuadro tarifario se tomó de premisa para el análisis.

EDELAR S.A. - CUADRO TARIFARIO DE APLICACIÓN A LOS USUARIOS  
RESOLUCION EUCOP Nº 001 ACTA 027 DE FECHA 14/05/2019

Concepto	U.M.	GRANDES DEMANDAS - RIEGO AGRICOLA					
		entre 10 y 150 kW	Entre 150 y 300 kW	Igual o Mayor a 300 kW			
		T2-RA31	T2-RA32	T2-RA41	T2-RA42	T2-RA41M	T2-RA42M
Por Capacidad de Suministro en horas pico	\$/kW-mes	86,93	86,93	86,93	86,93	86,93	86,93
Por Máxima Capacidad de Suministro Contratada	\$/kW-mes	0,00	0,00	12,80	12,80	12,80	12,80
Cargo Fijo	\$/mes	99,35	99,35	99,35	99,35	99,35	99,35
Por Consumo de Energía en Horas Restantes	\$/kWh	2,8569	2,8569	2,8320	2,8320	3,7720	3,7720
Por Consumo de Energía en Horas de Valle	\$/kWh	2,4501	2,4501	2,4252	2,4252	3,3225	3,3225
Por Consumo de Energía en Horas de Pico	\$/kWh	2,9563	2,9563	2,9314	2,9314	3,9121	3,9121
F.E.P Por capacidad de suministro contratada pico	\$/mes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
F.E.P Por Maxima capacidad de suministro contratada	\$/kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
F.E.P Cargo Fijo	\$/kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
F.E.P Por consumo de energía en horas restantes	\$/kWh	-0,6571	-0,6571	-0,6514	-0,6514	-0,8676	-0,8676
F.E.P Por consumo de energía en horas de valle nocturno	\$/kWh	-0,5635	-0,5635	-0,5578	-0,5578	-0,7642	-0,7642
F.E.P Por consumo de energía en horas pico	\$/kWh	-0,6799	-0,6799	-0,6742	-0,6742	-0,8998	-0,8998

Figura 85 – Cuadro tarifario EDELAR S.A.

Fuente: EDELAR S.A.

El NIS seleccionado para el análisis se adapta correctamente al diseño de la instalación fotovoltaica de 150 kWAC y es consistente la estacionalidad de la generación con la demanda del NIS en 2017 y 2018, como puede observarse a continuación:

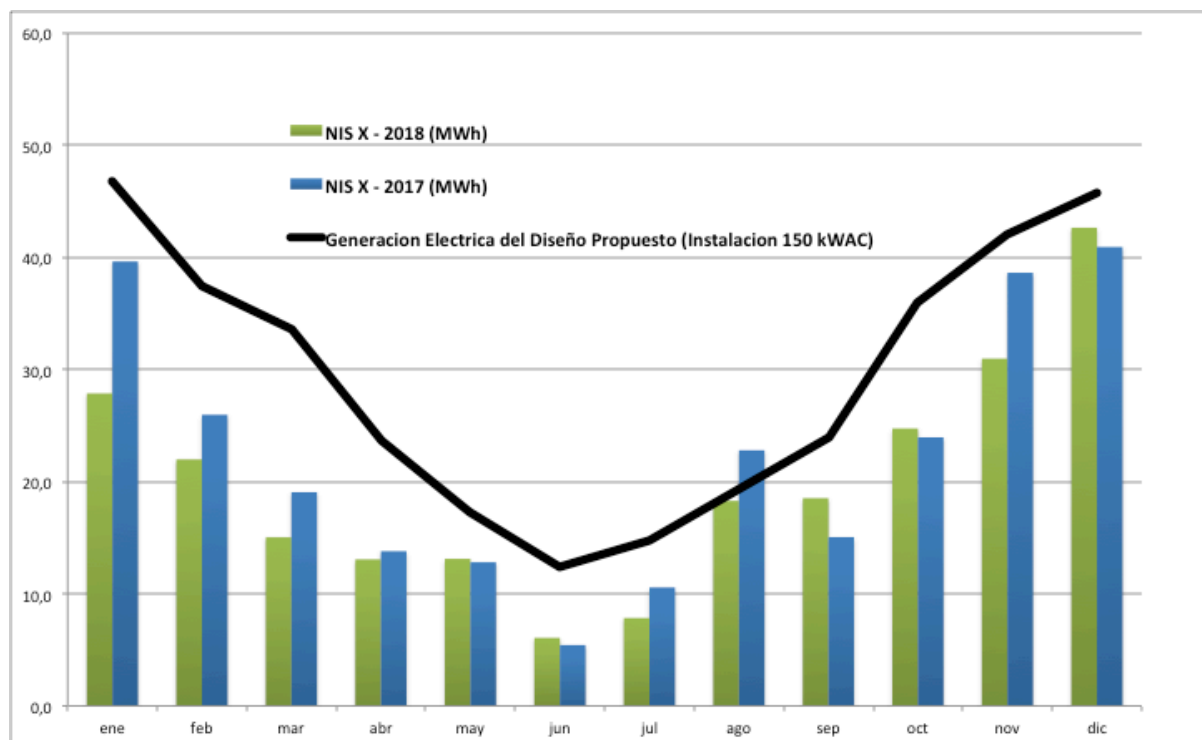


Figura 86 – Correlación entre la generación y el NIS seleccionado

Aplicando el cuadro tarifario de EDELAR de la figura 85 a la demanda del NIS para el año 2018 en forma mensual, nos arrojaría un pago anual a EDELAR por parte de la empresa propietaria del NIS en concepto de consumo de energía eléctrica de 711.000 ARS. Cabe destacar que 2018 fue un año de disminución en la actividad económica, con lo cual podría no ser un año representativo de la demanda y su consecuente pago por la misma.

Para comparar la situación actual frente a invertir en una instalación fotovoltaica que provea de energía eléctrica a las bombas, se presenta el siguiente cuadro comparativo:

		TIPO DE ESTRUCTURA	
		FIJA	MOVIL A 1 EJE
TC 14/05/2019 45 ARS/USD			
<b>INSTALACION DE 150 KWAC</b>			
INVERSION INICIAL	USD	-216.938	-248.285
VENTA ENERGIA EXCEDENTE	ARS	334.978	1.137.897
	USD	7.446	25.295
<b>LCOE INSTALACION (COSTO UNITARIO)</b>	<b>USD/MWh</b>	<b>30,70</b>	<b>32,33</b>
<b>STATU QUO</b>			
COMPRA ENERGIA A EDELAR (SIN IMPUESTOS)	ARS	-711.112	
	USD	-15.808	
<b>COSTO UNITARIO</b>		<b>65,80</b>	
<b>BALANCE ENERGIA</b>			
GENERACION ANUAL CON INSTALACION	KWh	353.300	384.040
ENERGIA EXCEDENTE DE LA INSTLACION	KWh	113.055	384.040
ENERGIA DEMANDADA	KWh		240.245
ANOS PARA RECUPERAR LA INVERSION (TC 45 ARS/USD)		9,33	9,82

Figura 87 – Cuadro de evaluación económica

Según mencionamos en la table 36 “estructura de costos”, la inversión inicial de una instalación con estructura fija es de USD 216.000, mientras que una de estructura móvil a 1 eje USD 248.000, lo que significa un 14% superior esta última.

La energía generada por la instalación se ubica entre 353 MWh/año y 384 MWh/año según si es fija o móvil (+9% esta última respecto a la fija). No obstante la demanda del NIS es de 240 MWh/año, la energía excedente la suponemos vendible e inyectada a la red con una remuneración para la venta acorde al precio de compra actual.

Pese a la elevada volatilidad en el tipo de cambio en pleno desarrollo y crecimiento del mercado de las energías renovables, consideramos para nuestro análisis un TC de 45 ARS/USD que regía al momento que se fijó el cuadro tarifario de EDELAR en pesos el 14 de mayo de 2019.

En conclusión, para hacer frente a una inversión inicial para una instalación de 150 kWAC con una vida útil de por lo menos 20 años, se requieren aproximadamente 9 años para recuperar la inversión a expensas de no comprar más energía a la red, incluso hasta pasando a tener un rol de vendedor de excedentes por sobre la autogeneración. Cabe aclarar que el análisis se realizó según escenario



muy conservador debido a las siguientes premisas consideradas: 1) para evaluar el gasto de energía se tomó el año 2018 para lo cual en épocas de expansión podría ser mayor el gasto; 2) financiar el equipamiento en entidades locales puede provocar beneficios adicionales al proyecto; 3) la ley de energía distribuida preve incentivos a través de beneficios fiscales; 4) el diseño de la instalación es preliminar y puede optimizarse según la demanda específica; 5) las tarifas eléctricas están tendiendo a los precios del mercado, con lo cual a largo plazo se supone que los subsidios irían disminuyendo, para lo cual el gasto en consumo eléctrico aumentaría vs previsión de costos con instalación propia.

Por último, en el análisis específico de costos, el LCOE (costo unitario de generación) de una instalación fotovoltaica según se explicó en detalle en el punto “A.4 - Análisis del costo de generación de energía”, evaluado a 20 años es de 30 USD/MWh para una estructura fija y de 33 USD/MWh para una estructura móvil a 1 eje. Es muy importante destacar que la energía convencional el NIS bajo análisis la está pagando un poco más del doble, a 68,5 USD/MWh, siendo este último un gasto y no una inversión.

## **5.8 B.8 Comunicación de los resultados**

De acuerdo a lo evidenciado en los ítems que van desde B.1 hasta B.7 del presente informe, el desarrollo y construcción de una instalación fotovoltaica para el autoabastecimiento de energía mediante el uso de fuente solar, es viable y beneficiosa para los productores desde el punto de vista técnico y económico, por las siguientes razones:

1. Con la instalación de un sistema de autoabastecimiento, los productores tendrían la certeza de sus costos de energía por un período de al menos 20 años, pudiendo hacer un desarrollo de sus negocios con cierta previsibilidad respecto al costo de energía, siendo que este es un componente fundamental en la composición de los precios de ventas de sus productos.
2. La tecnología solar fotovoltaica, para instalaciones de pequeñas potencias, al igual que para parques de grandes proporciones, tienen una madurez suficiente como para ser considerada una fuente confiable de generación de energía, en forma limpia y sustentable.

3. La adhesión de la provincia de La Rioja a la ley 27.424, hace posible la venta de excedente de energía a la empresa distribuidora EDELAR, mejorando los indicadores económicos.
4. El valor de LCOE (costo unitario de generación) de la instalación fotovoltaica es de 30 USD/MWh, y frente a los 68,5 USD/MWh que se está pagando actualmente el consumo de energía eléctrica hace viable desde el punto de vista económico financiero la inversión.
5. El perfil de la curva de demanda anual de los productores hace que una instalación solar fotovoltaica sea óptima para el abastecimiento de su demanda, teniendo gran producción de energía en época estival donde la demanda es máxima. Una estructura fija se adapta mejor a la curva de demanda que una estructura móvil, siendo además más económica según lo demuestra el análisis de LCOE.
6. Una instalación solar fotovoltaica como la propuesta en este informe no requiere intervención en la operación diaria, lo que hace que los productores no deban desatender sus tareas cotidianas por la operación de la planta de generación.

La incertidumbre en la realización de estas instalaciones por parte de los productores se basa en el hecho que se requiere una fuerte inversión inicial. La volatilidad de los mercados y el financiamiento mermó en los últimos meses, sin embargo muchas entidades trascendieron que la experiencia, los incentivos y el marco regulatorio juegan a favor en este tipo de inversiones. Incluso, la generación distribuida y las adhesiones provinciales está creciendo exitosa y progresivamente.

Un acompañamiento del gobierno provincial en materia de garantías para obtener financiamiento interno o externo a tasas razonables es una posibilidad para hacer factible este tipo de desarrollos y materializar la adhesión a la ley de energía distribuida por parte de la provincia de La Rioja.

## **6 CLÁUSULA DE CONFIDENCIALIDAD**

En apego a la Ley Nacional 24.766, se declara mantener la confidencialidad de los resultados obtenidos parcial o totalmente a otro comitente o cualquier persona jurídica o física que no acredite pertenecer a la empresa contratante y que no haya debidamente documentado pertenecer y/o representar a dicha firma.

La presente cláusula se aplica a la información que conste en documentos, medios electrónicos o magnéticos, discos ópticos, películas o elementos similares.

Dicho procedimiento tiene como alcance a todas las personas que se desempeñan en el grupo de trabajo involucrado, que tenga acceso a una información parcial o total.

## **7 ANEXOS**

### **Anexo 1 – Formulario de Datos**

### **Anexo 2 – Planos Parque Fotovoltaico**

Diagrama Unifilar MT del Parque

Diagrama Unifilar del Parque y ET

ET Layout

ET Cortes

Unifilar Baja Tensión Parque

Modelo Tracker 1 eje

### **Anexo 3 – Planos Sistema de Bombeo**

Diseño Básico Estructura Soporte Fija

Diseño Básico Layout 150 kW

Inversor SMA\_CORE1\_Data Sheet