

PROVINCIA DE LA PAMPA

CFI

ESTUDIO DESARROLLO DE PLANTAS FV EN LA PROVINCIA DE LA PAMPA

ASISTENCIA TÉCNICA

INFORME FINAL

PLIEGO DE CONDICIONES TECNICAS, MEMORIA DESCRIPTIVA E INFORME DE PRODUCCION - PARQUE SOLAR VICTORICA

AGOSTO DE 2022

I. ÍNDICE

1.	RESUMEN EJECUTIVO.....	7
2.	OBJETIVO Y ALCANCE	8
3.	METODOLOGÍA.....	10
	PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS	12
4.	INTRODUCCIÓN.....	12
5.	NORMATIVA DE APLICACIÓN.....	13
6.	UBICACIÓN DEL PROYECTO.....	16
7.	CONDICIONES AMBIENTALES	18
8.	SISMICIDAD.....	20
9.	ESTUDIOS E INGENIERÍA	20
10.	OBRA CIVIL	22
11.	PLANTA FOTOVOLTAICA.....	23
11.1.	MODULOS FOTOVOLTAICOS.....	24
11.2.	INVERSOR	25
11.3.	SEGUIDOR SOLAR.....	26
11.4.	CENTRO DE TRANSFORMACION	27
11.5.	TRANSFORMADOR	28
11.6.	COMPENSACION REACTIVA.....	28
11.7.	CELDA DE MEDIA TENSION.....	29
11.8.	SISTEMA DE MONITORIZACION	29
11.9.	SISTEMA DE SEGURIDAD Y VIGILANCIA.....	31
11.10.	REQUERIMIENTOS ELECTRICOS GENERALES	31
11.11.	ESTACIÓN METEOROLOGICA	34
12.	CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA	35
13.	PLAN DE CALIDAD Y ENSAYOS.....	37
13.1.	INSPECCIONES EN PLANTA	38
13.2.	INSPECCIONES Y ENSAYOS EN PLANTA.....	38
13.3.	PLAN DE ACEPTACIÓN CAP Y CAD	39
14.	PUESTA EN MARCHA.....	45
15.	GARANTIAS.....	45
15.1.	INDICE DE RENDIMIENTO (PR).....	45
15.2.	GARANTIA GENERAL DEL PROYECTO.....	53
15.3.	GARANTIA SOBRE COMPONENTES	53
16.	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	54
16.1.	MANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	54
16.2.	MANTENIMIENTO PREVENTIVO-MP-	56
16.3.	MANTENIMIENTO CORRECTIVO-MC-	56
16.4.	REPUESTOS.....	57
16.5.	FORMACION DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	58
17.	ANEXO I.....	59
17.1.	Ubicación del predio y la SET Victorica (archivo KMZ).....	59
17.2.	Esquema unifilar SET Victorica.....	59
17.3.	Plano de planta de edificio en SET Victorica.....	59
17.4.	Plano de ubicación general de la SET Victorica.....	59
	MEMORIA DESCRIPTIVA.....	59

18.	OBJETO	59
19.	DESCRIPCION GENERAL DEL PROYECTO.....	59
20.	UBICACIÓN DEL PROYECTO.....	60
21.	PUNTO DE INTERCONEXION	62
22.	CONDICIONES AMBIENTALES	64
23.	PROYECTO	66
23.1.	DESCRIPCIÓN TÉCNICA.....	66
23.2.	TECNOLOGÍA SELECCIONADA.....	69
23.3.	SISTEMA DE MONITORIZACION Y CONTROL	73
23.4.	SISTEMA DE SEGURIDAD Y VIGILANCIA.....	76
23.5.	SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES	77
23.6.	CABLEADO DE BAJA TENSIÓN	78
23.7.	CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN	78
23.8.	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	78
23.9.	OBRA CIVIL	79
24.	COMPUTO ESTIMADO DE EQUIPOS, MATERIALES Y OBRA CIVIL	81
25.	ENERGÍA GENERADA	82
26.	MONTO TOTAL DE LA INVERSIÓN.....	83
27.	DETALLES DE LA INVERSIÓN	83
28.	CRONOGRAMA DE OBRA.....	84
	ESTUDIO DE PRODUCCION.....	84
29.	INTRODUCCIÓN.....	84
30.	UBICACIÓN DEL PROYECTO.....	84
31.	CONDICIONES AMBIENTALES	86
32.	DISEÑO DEL PARQUE SOLAR- MODELIZACIÓN	89
33.	PERFORMANCE RATIO.....	89
34.	ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA	93
35.	ANEXO II	95
35.1.	Plano de implantación general.....	95
35.2.	Esquema unifilar.	95
35.3.	Cronograma de obra.....	95
35.4.	Especificación técnica del panel solar.....	95
35.5.	Especificación técnica del seguidor solar.....	95
35.6.	Especificación técnica del inversor de cadena.....	95
35.7.	Especificación técnica del centro de transformación.....	95
35.8.	Ubicación del predio y la SET Victorica (archivo KMZ).....	95
35.9.	Esquema unifilar SET Victorica.....	95
35.10.	Plano de planta de edificio en SET Victorica.....	95
35.11.	Plano de ubicación general de la SET Victorica.....	95

II. TABLA DE FIGURAS

Figura 1: Imagen satelital del predio del parque solar y de la SET Victorica.	8
Figura 2.- Provincia de La Pampa, Departamento de Loventué y Municipio de Victorica.	17
Figura 3.- Imagen satelital del Municipio de Victorica, con demarcación del terreno del proyecto	18
Figura 4.- Imagen satelital de la delimitación interna del terreno del proyecto.....	18

Figura 5.- Coordenadas del proyecto.....	18
Figura 6.- Coordenadas de la SET Victorica.....	18
Figura 7.- Valores de irradiación solar, temperatura y velocidad de viento proporcionados por SSE NASA.	19
Figura 8.- Valores de temperatura mínima y máxima proporcionados por SMN....	20
Figura 9.- Imagen satelital del predio, la SET VICTORICA y la traza de la línea de MT (línea azul)	35
Figura 10.- Plano unifilar de la SET VICTORICA indicando el campo de conexión del parque solar.	36
Figura 11.- Plano de planta de la sala de celdas de la SET VICTORICA.	37
Figura 12.- Provincia de La Pampa, Departamento de Loventué y Municipio de Victorica.	61
Figura 13.- Imagen satelital del Municipio de Victorica, con demarcación del terreno del proyecto	61
Figura 14.- Imagen satelital de la delimitación interna del terreno del proyecto....	62
Figura 15.- Coordenadas del proyecto.....	62
Figura 16.- Coordenadas de la SET Victorica.....	62
Figura 17.- Imagen satelital del predio, la SET VICTORICA y la traza de la línea de MT (línea azul)	63
Figura 18.- Plano unifilar de la SET VICTORICA indicando el campo de conexión del parque solar.	63
Figura 19.- Plano de planta de la sala de celdas de la SET VICTORICA.	64
Figura 20.- Valores de irradiación solar, temperatura y velocidad de viento proporcionados por SSE NASA.	65
Figura 21.- Valores de temperatura mínima y máxima proporcionados por SMN..	65
Figura 22.- Configuración resumida de equipos del proyecto.....	69
Figura 23.- Distribución de cantidades de paneles solares.....	71
Figura 24.- Distribución de cantidades de inversores.	72
Figura 25.- Distribución de cantidades de seguidor solar.	72
Figura 26.- lista de parámetros de medición en tiempo real.	74
Figura 27.- lista de parámetros derivados de mediciones en tiempo real.	75
Figura 28.- Valores mensuales y anual de energía generada.....	83
Figura 29.- Detalle de inversión por rubros principales.....	84
Figura 30.- Provincia de La Pampa, Departamento de Loventué y Municipio de Victorica.	85
Figura 31.- Imagen satelital del Municipio de Victorica, con demarcación del terreno del proyecto	85
Figura 32.- Imagen satelital de la delimitación interna del terreno del proyecto....	86
Figura 33.- Coordenadas del proyecto.....	86
Figura 34.- Coordenadas de la SET Victorica.....	86
Figura 35.- Valores de irradiación solar, temperatura y velocidad de viento proporcionados por SSE NASA.	87
Figura 36.- Valores de temperatura mínima y máxima proporcionados por SMN..	88
Figura 37.- Resumen de pérdidas de diseño de la planta.....	91
Figura 38.- Valores de indisponibilidad de planta.	92
Figura 39.- Incertidumbres.....	92
Figura 40.- Irradiación anual.	93
Figura 41.- Performance Ratio Año1.....	93
Figura 42.- Configuración de planta.....	94
Figura 43.- Resultados de la simulación.	94
Figura 44.- Datos de generación para 20 años de operación.	95

III. ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

Abreviatura	
%	porcentaje
<	menor
>	mayor
°C	Grado Centígrado
ACI	Instituto Americano del Concreto
AEA	Asociación Electrotécnica Argentina
APELP/APE	Administración Provincial de Energía La Pampa
AT	Alta Tensión
BNEF	Bloomberg New Energy Finance Corporation
BT	Baja Tensión
BT	Media Tensión
CA	Corriente Alterna
CAD	Certificado de Aceptación Definitivo
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima
CAP	Certificado de Aceptación Provisional
CC	Corriente Continua
CIRSOC	Centro de Investigación de los Reglamentos Nacionales de Seguridad para las Obras Civiles
DC/AC	Direct Current/Alternate Current
E	Este
EIA	Evaluación de Impacto Ambiental
ej.	ejemplo
EMC	ElectroMagnetic Compatibility (inglés para Compatibilidad Electromagnética)
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
EPC	Engineer Procurement and Construction inglés para Ingeniería Procura y Construcción
EVA	Ethylene-vinyl acetate (inglés para etilvinilacetato - goma EVA)
FV	Fotovoltaico
GPRS	General Packet Radio Service (servicio general de paquetes vía radio)
hPa	hectoPascal
Hz	Hertz
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
INTI	Instituto Nacional de Tecnología Industrial
IP	Grado de protección
IRAM	Instituto Argentino de normalización y Certificación
ISO	Organisation international de normalisation
kA	kiloAmpere
Km	kilometro
KMZ.	Archivo de Google Earth
kV	kiloVolt
kVA	kiloVoltAmpere

kW	kiloWatt
kWh	kiloWatthora
kWh/m ²	kilo Watthora / metro cuadrado
kWh/m ² /día	kilo Watthora / metro cuadrado por día
LCOE	Costo Nivelado de Energía - siglas en inglés
LT PPA	contrato de abastecimiento a largo plazo, por sus siglas en inglés
m/s	metros sobre segundos
m ³	metro cúbico
MATER	Mercado a término de energías renovables
MC	Mantenimiento Correctivo
MC4	Multi-Contact 4mm diameter connector
mm	milimetro
MP	Mantenimiento Preventivo
MPPT	Maximum Power Point Tracking (inglés para seguidor de punto de máxima potencia)
msnm	Metros sobre el nivel del mar
MVA	megaVoltAmpere
MWac	megaWatt
MWp	megaWattpico
NT	Norma Técnica
OM/O&M	Operación y Mantenimiento
Pa	Pascal
PAT	Puesta a Tierra
PPC	Power Plant Controler (inglés para Controlador de Planta)
PR	Perfomance Ratio (inglés para Rendimiento)
Provincia	Provincia de La Pampa
PS	Parque Solar
PSFV	Parque solar fotovoltaico
PVC	Policloruro de vinilo
PVSyst	Software PVSyst
S	Sur
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SCADA	(Supervisory Control and Data Acquisition, es decir, Supervisión, Control y Adquisición de Datos)
SEyM	Secretaría de Energía y Minería de la Provincia
SET	Subestación eléctrica transformadora
SMEC	Sistema de Medición Comercial
SMN	Servicio Meteorológico Nacional
SOTR	Sistema de operación en tiempo real.
SSE NASA	Surface meteorology and Solar Energy National Aeronautics and Space Administration
String	Cadena de paneles
TCP / IP	Transmission Control Protocol/Internet Protocol
UNE-EN	UNE: Una Norma Española EN: Norma Europea
UPS	Uninterruptable Power Supply (inglés Sistema de Alimentación Ininterrumpida)
UV	Ultravioleta
Vdc	Volt de corriente continua

W / m ²	Watt / metro cuadrado
Wp	Watt pico
WRDC	World Radiation Data Centre
XLPE	Polietileno Reticulado

1. RESUMEN EJECUTIVO

La tarea de asistencia técnica en el desarrollo de una planta solar y del pliego de condiciones técnicas para la ejecución del parque solar Victorica se contextualiza en el marco de la recientemente sancionada Ley Provincial de “Régimen Desarrollo Energético” (Ley N° 3.285), y su Decreto Reglamentario N° 1362/2021, que tiene por objeto regular de forma integral el sector energético y que impulsa la generación de energía a partir de recursos locales, con especial énfasis en los recursos renovables.

En dicho contexto, la Provincia de La Pampa procura la búsqueda de alternativas eficaces y eficientes que permitan contribuir a mejorar la calidad del abastecimiento del servicio público de energía eléctrica, considerando las características propias de la problemática de picos de demanda: es estacional y se limita a franjas horarias. Por ello, la propuesta de instalación de plantas de generación fotovoltaica se refleja como una alternativa superadora en costo/beneficio a esquemas basados exclusivamente en expansión de infraestructura de AT/MT, y a su vez, apunta a remediar las restricciones contingentes y estabilizar el abastecimiento eléctrico, incorporando potencia y energía en uno o varios puntos de interconexión que aporten a la cobertura de los picos de consumo asociados a problemas que impactan en la tensión y la calidad de servicio en general.

La Provincia de La Pampa ha iniciado el proceso de incorporación de renovables en puntos estratégicos para resolver la problemática del abastecimiento eléctrico provincial.

Habiendo avanzado durante 2021 en los estudios eléctricos que permitieron identificar los puntos críticos dentro del Sistema Eléctrico Provincial – SEP en adelante- siendo los mismos prioritarios a los fines de propiciar la incorporación de generación a partir de fuentes renovables.

En un todo de acuerdo con lo anterior, la Administración Provincial de Energía – en adelante APELP- ha emitido una nueva prefactibilidad el 28 de abril de 2022, centrando todas las necesidades en un solo punto del Sistema Eléctrico Provincial, señalando como situación de abastecimiento crítico la localidad de Victorica, que requerirá al menos 7 MVA en los próximos 10 años. Por ello, y quedando centrado el proyecto de generación a partir de fuente renovable, se requiere la asistencia del profesional para el desarrollo del proyecto técnico, que permitirá a la Provincia la licitación de la construcción de un parque de generación fotovoltaica.- en adelante PFV.

Siendo que los procesos de elaboración de un proyecto renovable: asistencia en la selección del predio sede del PFV, asistencia en la determinación de los estudios de suelo y otros relevantes a los fines de la implantación del PFV, definición de tecnología, prestaciones, despliegue de una implantación inicial que permita dimensionar cantidad y tipo de paneles, inversores, estructuras y celdas; justificación de la selección, condiciones técnicas que se le requerirá al parque, cálculo de producción, y demás condiciones técnico operativas que será el pliego técnico de la licitación para contratar la ingeniería de detalle, construcción, y operación del PFV, que se llevará adelante utilizando los vehículos institucionales aprobados por la Ley N° 3285, avanzar para obtener iniciativas privadas para el

desarrollo de proyectos renovables, que incorporen potencia al sistema. Para viabilizar la sustentabilidad del proyecto, la Provincia prevé comprar a través de un contrato de abastecimiento a largo plazo – LT PPA, por sus siglas en inglés- energía para abastecer demanda provincial.

En ese sentido la Secretaría de Energía y Minería de la Provincia – en adelante SEyM - como autoridad de aplicación del Plan Estratégico de Energía ha emitido los actos administrativos respectivos.

La idea que distintas empresas privadas compitan en la presentación de ofertas, requiere de la capacidad técnica para evaluar los proyectos a presentar, e incluso, considerar mejoras en los mismos.

En el marco de este llamado a licitación, establecer las condiciones técnicas y el presupuesto se requiere la contratación de servicios profesionales para la asistencia técnica del proceso.

ÁREA EN ESTUDIO

El área de estudio comprenderá el nodo eléctrico, correspondiente al Municipio de Victorica, de la red eléctrica de distribución de La Pampa correspondiente al Municipio de Victorica. A saber: SET Victorica.

A continuación, se muestra una foto satelital del sitio a analizar con la identificación del nodo eléctrico y el predio bajo análisis para la implementación del parque solar Victorica.

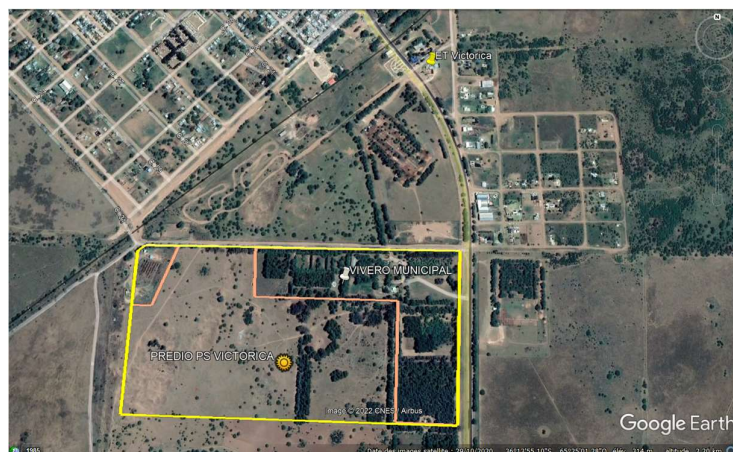


Figura 1: Imagen satelital del predio del parque solar y de la SET Victorica.

El terreno donde se emplazará el proyecto está localizado hacia el sur del casco urbano del Municipio de Victorica, Departamento de Loventué. El terreno linda con el Vivero Provincial y se encuentra a aproximadamente 2 km de la Sub estación transformadora Vicotrica.

2. OBJETIVO Y ALCANCE

El objetivo de la presente contratación es la asistencia técnica al organismo competente en materia energética para la elaboración de un pliego de las condiciones técnicas para el llamado a licitación que, la Provincia de La Pampa, a través de los vehículos institucionales establecido en la Ley N° 3285, permitan cumplir con el desarrollo del Parque solar Victorica, en los términos de potencia requerida por la Administración Provincial de Energía; y, a su vez, desarrollar la factibilidad técnica y económica de un parque solar fotovoltaico en la localidad de Victorica.

Para el desarrollo de lo mencionado se abordará un análisis técnico-económico que permitirá llegar a elaborar un proyecto de parque solar que se ajuste favorablemente a la situación de la provincia y del país haciendo que este sea viable y factible tanto técnica como económicamente.

Como parte de este análisis se contemplarán los siguientes aspectos: las tecnologías más recientes y de mejor aplicación para la situación en cuestión, el terreno propuesto, la disponibilidad de recurso solar en el sitio, la producción de energía eléctrica, la ingeniería básica que garantice el despliegue de tecnología de paneles, inversiones, celdas, y equipamiento de elevación de tensión, el análisis del de la línea eléctrica de evacuación y el punto de interconexión a la Sub Estación Transformadora Victorica, la elaboración de las especificaciones técnicas del pliego de llamado a licitación.

Los objetivos particulares se describen como:

1.- Asistencia técnica a la Provincia de La Pampa, que a través de la Secretaria de Energía de la Provincia, como autoridad de aplicación y PAMPETROL SAPEM, como instrumento articuladora del Plan Estratégico provincial en virtud del art. 85 de la Ley N° 3285, en el desarrollo del proyecto técnico del Parque Fotovoltaico para el abastecimiento a partir de generación solar fotovoltaica en el punto prioritario identificado por la Provincia. El objetivo particular es la elaboración del proyecto técnico – ingeniería de base - que maximice la ecuación técnico-productiva del sitio, entendiendo por este el predio que ha seleccionado.

2.- Elaboración de las especificaciones Técnicas que acompañará al pliego de llamado a licitación para la provisión, construcción, puesta en marcha y operación y mantenimiento de un parque solar fotovoltaico a emplazarse en la localidad de Victorica.

3.- Elaboración de un proyecto concreto de un parque solar que surgirá de la evaluación del terreno, del recurso solar, de las tecnologías actuales en materia de generación de energía fotovoltaica, del punto de interconexión a la red del APE de forma de poder llegar a una factibilidad técnica y económica que permita tener las nociones técnicas y de costos de un proyecto de ésta envergadura a los fines de poder evaluar las ofertas recibidas durante el proceso licitatorio.

4.- Determinación, de la producción del parque fotovoltaico a partir del estudio del recurso renovable.

El alcance de la contratación contempla los siguientes documentos, los cuales serán entregados en dos informes: un informe parcial y otro final. A continuación se describen los informes y su contenido.

Informe Parcial

1.- Pliego de especificaciones técnicas que permita cumplir con el desarrollo del parque solar Victorica a los fines de la licitación propuesta por la Provincia de La Pampa, a través de los vehículos institucionales establecido en la Ley N° 3285. El pliego de especificaciones técnicas se desarrollará de acuerdo al Pliego técnico general para la promoción del desarrollo del proyecto bajo la condición de contratación de la modalidad llave en mano, considerando la ingeniería de detalle, la provisión de equipamiento, la construcción y la operación – en adelante contrato EPC y O&M, por sus siglas en inglés-.

Informe Final

1.- Elaboración de la memoria descriptiva del proyecto del parque solar Victorica que contendrá la descripción del parque solar en su totalidad, indicando su ubicación en el predio, la calidad técnica de los equipos, materiales y obras presentes en el mismo, como así también un cronograma de obra y un presupuesto estimado.

2.- Informe de producción de energía eléctrica a suministrar por el parque solar debido a su implementación proyectada en el terreno indicado, detallando las pérdidas asociadas y determinando un factor de rendimiento de planta.

3. METODOLOGÍA

La metodología de trabajo para la contratación comprendida en este trabajo se detalla a continuación, teniendo como base los objetivos y alcances mencionados en el punto precedente.

Informe Parcial

Especificaciones técnicas del pliego de llamado a licitación.

Confección del pliego de especificaciones técnicas del proyecto a licitar, indicando:

- Las condiciones de contratación y llamado a licitación del Pliego de condiciones generales;
- los requisitos técnicos mínimos que deberán cumplir los oferentes;
- las condiciones de conexión a la red;
- el predio disponible para el emplazamiento del proyecto;
- las condiciones técnicas mínimas del equipamiento y materiales a suministrar,
- las características generales de la obra civil de caminos, acondicionamiento del terreno y edificaciones.
- los estudios eléctricos de factibilidad de conexión a la red aportados por la Provincia;
- los requisitos para la operación y mantenimiento de la planta solar;
- los requisitos mínimos para el traspaso de conocimientos técnicos una vez se haya finalizado el contrato de O&M.

Informe Final

La metodología para el planteo general del proyecto del parque solar Victorica estará determinada por la metodología para el desarrollo de la memoria descriptiva del proyecto. Esta se detalla a continuación detallando los aspectos particulares dentro del desarrollo de la memoria descriptiva.

Análisis de la tecnología más actual y moderna en términos de mejorar la producción de energía eléctrica, comprendiendo esto el análisis de:

- Las tecnologías actuales y sus prestaciones, la capacidad productiva de la tecnología en base a la información aportada por el fabricante (curvas de rendimiento de la/s tecnología/s).
- Capacidad y prestación de los paneles solares. Capacidades de la tipología de paneles solares, y eventuales pérdidas a lo largo de su vida útil.
- Capacidad y prestación de inversores. Cantidad, disposición y prestaciones a la producción, ya que este equipamiento define el rendimiento del parque, por sobre los paneles, pues permiten la efectiva inyección de energía en las redes de distribución.
- Curvas de producción de la planta solar. Este punto integra los puntos anteriores ya que se deberá evaluar la producción del parque en base a la información pública de disponibilidad de recurso en el parque y caída de tensión en la SET de la administración Provincial de Energía.

Confección de un plano de implantación sobre el terreno determinado por la provincia, identificando las zonas principales del proyecto, la zona de implantación de los equipos, los caminos principales y los edificios para la operación y mantenimiento de la planta solar.

Confección de los esquemas unifilares en baja y media tensión que permitan contar con un entendimiento completo del flujo de energía desde los paneles solares hasta el punto de conexión con la red eléctrica provincial.

Análisis de equipamiento complementario y otros aspectos que redundan a la consistencia técnico-económica del proyecto. Identificación de los demás componentes técnicos que impactan o puedan impactar en el proyecto.

Plazos de obra aceptables, según tecnología seleccionada. En base al layout de parque, plazos de obra aceptables para el desarrollo, incluso los hitos en el desarrollo y su consistencia.

Determinación de precios relativos de las tecnologías (budgetarios) y montajes, conforme a los equipos determinados y al plano de implantación. Búsqueda de precios y pedido de cotizaciones, Información de costos actuales de las tecnologías, y costos medios de montaje, instalación de los proyectos llave en mano que permitan definir un monto de inversión requerida. Ello incluye precios medios de Operación y Mantenimiento.

La metodología para el estudio de producción de energía del parque solar Victorica será la siguiente:

Para la realización del informe de producción de energía, se tendrá en cuenta

el diseño del parque solar, expresado a través de la Memoria Descriptiva. Con la elección de la tecnología, las especificaciones técnicas de los equipos y materiales, el emplazamiento del proyecto y las condiciones ambientales y radiación solar del predio se realizará la simulación de funcionamiento, a través de un software computacional, por la cual se calculará la energía generada mensual y anualmente por el parque solar. Además, se detallarán las pérdidas asociadas a la generación de energía que permitirán evaluar el rendimiento de la planta a través de su vida útil.

PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

4. INTRODUCCIÓN

El objeto del presente documento es la descripción de las especificaciones técnicas de obra civil, obra eléctrica y equipos del Parque Fotovoltaico.

El presente Pliego Técnico contiene las especificaciones técnicas mínimas a ser consideradas para la cotización del servicio para el Acuerdo EPC. Sin perjuicio de estas especificaciones, el Oferente deberá considerar todas las normas, reglamentos, leyes y códigos nacionales, provinciales y municipales vigentes en Argentina, en la Provincia de La Pampa, el Departamento de Loventué y el Municipio de Victorica. En caso de no existir normativa nacional aplicable, se remitirá a la norma internacional y a las mejores prácticas de la industria.

Todos los aspectos de la oferta deberán contemplar una vida útil del Parque Solar y sus instalaciones de 25 años.

El oferente deberá estar familiarizado con la ley 27.191, la resolución 281-E (MATER) y los procedimientos técnicos de CAMMESA, así como con los requerimientos de APE conforme Reglamento de Conexión de la para instalaciones de este tipo en la Provincia de La Pampa ("el Marco Regulatorio"), respetando en todo momento dicho Marco Regulatorio.

El promotor del presente proyecto es: PAMPETROL S.A.P.E.M. por cuenta y orden de RENOVABLES DE LA PAMPA S.P.E. en adelante LA COMITENTE

El alcance de la presente licitación engloba: Suministro, montaje y pruebas de los siguientes equipos y obras:

- Paneles solares
- Seguidor solar
- Inversor
- Centros de transformación
- Estación meteorológica
- Movilización y Obrador
- Obra civil
 - Acondicionamiento del terreno
 - Movimientos de tierras
 - Cerco perimetral

- Canalizaciones y cámaras de inspección
 - Fundaciones
 - Edificios para el O&M (Sala de control, Sala de Depósito, Sala de Seguridad)
 - Red de drenaje interno.
- Obra Eléctrica
 - Cableado de BT
 - Cableado de MT
 - Línea de interconexión a la estación transformadora
 - Conexión a la estación transformadora
 - Cables de comunicaciones
 - Puesta a tierra
 - Tableros Eléctricos
 - Servicios auxiliares
 - Sistemas de monitorización
 - Infraestructura de comunicaciones
- Sistema de seguridad y vigilancia
- Stock de repuestos
- Ingeniería de detalle
- Pruebas y puesta en marcha
- Operación y mantenimiento durante el periodo de garantía.

Las características técnicas de todos los materiales y equipos indicados en el presente Pliego Técnico deberán ser calculados y confirmados por el Contratista en la fase de ingeniería de detalle. Las presentes especificaciones son a título informativo.

5. NORMATIVA DE APLICACIÓN

Sin pretender ser exhaustiva, se presenta a continuación una relación de la normativa de aplicación considerada en la realización de esta especificación, respetando en todo momento la normativa local y nacional.

Obra Civil

- Reglamento CIRSOC. Reglamento Argentino de Estructuras de hormigón.
- Pliego General de Especificaciones Técnicas de la Dirección Nacional de Vialidad
- Normas IRAM relacionadas
- ACI 318-89 "Building Code Requirements for Reinforced Concrete"
- ACI 301-72 Specification for Structural Concrete for Buildings.
- ACI 311-64 Recommended Practice for Concrete Inspection.
- ACI 318-89 Building Code Requirements for Reinforced Concrete.
- ACI 347-78 Recommended Practice for Concrete FormWork.
- ACI 305R-77 Recommended Practice for hot Weather Concreting.
- ACI-117-81 Tolerances for Concrete Construction and Materials

Gestión Ambiental

MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE DE NACION

- Ley 25.675 (Ley General Ambiental).
- Ley 24.051/91 Residuos Peligrosos.
- Ley 26331/07 Presupuestos Mínimos de Protección Ambiental de los Bosques Nativos.
- Ley 25831 Presupuestos mínimos: Régimen de libre acceso a la información Pública Ambiental.
- Ley 25612 Presupuestos mínimos Residuos Industriales y Actividades de Servicios.

SUBSECRETARIA DE AMBIENTE DE LA PAMPA

- Decreto 2054 Reglamenta la Ley N° 1466 sobre Residuos Peligrosos.
- Decreto N° 2793-06 Límite para el vertido de efluentes líquidos en cuerpos de aguas superficiales Reglamentario de Ley N° 1914.
- LEY N° 3195: LEY AMBIENTAL PROVINCIAL y Anexo-Decreto 674/22

Higiene y Seguridad

MINISTERIO DE TRABAJO, EMPLEO Y SEGURIDAD SOCIAL DE LA NACIÓN (SUPERINTENDENCIA DE RIESGOS DE TRABAJO)

- Ley 19.587/72 (Ley de Higiene y Seguridad en el Trabajo) y su Decreto Reglamentario 351/79.
- Ley 24.557/95 (Ley Riesgo del Trabajo) y su Decreto Reglamentario 170/96.
- Decreto 911/96 (Reglamento de Higiene y Seguridad para la Industria de la Construcción).
- Ley 21663/74 (Prevención y control de los Riesgos Profesionales Causados por las Sustancias o Agentes Cancerígenos).
- Decreto 1338/96.Dto. HIGIENE Y SEGURIDAD EN EL TRABAJO. RIESGOS DEL TRABAJO
- Resolución de la SRT 299/11. HIGIENE Y SEGURIDAD EN EL TRABAJO- EPP's
- Resolución de la SRT 85/12. PROTOCOLO PARA MEDICIÓN DEL RUIDO EN AMBIENTE LABORAL
- Res. 900/15 Superintendencia de Riesgos del Trabajo PROTOCOLO DE PUESTA A TIERRA

AGENCIA NACIONAL DE SEGURIDAD VIAL

- Ley 24449/95 (Ley de Tránsito).

MINISTERIO DE SALUD DE LA PAMPA.

- Decretos de Necesidad y Urgencia de Nación No 260/2020, No 287/2020, y No 297/2020; y los Decretos Provinciales No 521/2020 y No 555/2020 de la Provincia de La Pampa. Interna Pampetrol Provincia de La Pampa y PEN Disposición 16/2020.PROTOCOLOS COVID 19

Módulos fotovoltaicos

- IEC 61215 - Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules
- IEC 61730 - Photovoltaic (PV) module safety qualification
- IEC 60904 - Photovoltaic devices
- IEC 61701 - Salt mist corrosion testing for photovoltaic (PV) modules
- IEC 60068 - Environmental testing
- IEC 62804 - Potential Induced Degradation
- IEC 61345 - UV test for photovoltaic (PV) modules
- IEC 61000 - Electromagnetic compatibility (CEM)
- IEC 62548 - Appropriate PV Design
- IEC 62738 - Electrical activities of a Utility Scale Power Plant
- IEC 63049 - Installation Quality –
- IEC 62446-1 - Commissioning & Operations
- IEC 61829 - Onsite IV measurement
- IEC 62446-2 - System Maintenance
- IEC 61724-1 - Performance Monitoring
- IEC 61724-2 - Capacity Evaluation
- IEC 61724-3 - Energy Evaluation

Inversores

- IEC 62109 - Safety of power converters for use in photovoltaic power systems IEC 62103 - Electronic equipment for use in power installations
- IEC 61000- Electromagnetic compatibility (CEM)
- IEC 61727 - Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface IEC 62903 - Balance of system components for photovoltaic systems
- IEEE 1547 - Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems
- IEC 61683 - Power conditioners – Procedure for measuring efficiency
- IEC 62109-1 - Safety of Power Converters for Use in Photovoltaic Power Systems – Part 1: General Requirements
- IEC 62109-2 - Safety of Power Converters for Use in Photovoltaic Power Systems – Part 2: Particular Requirements for Inverters
- EN 50524 - Data Sheet and Name Plate for Photovoltaic Inverters
- EN 50530 - Overall Efficiency of Photovoltaic Inverters

Estructura solar

- IEC 62817 - Photovoltaic Systems - Design Qualification Of Solar Trackers
- UNE-EN ISO 14713 - Directrices y recomendaciones para la protección frente a la corrosión de las estructuras de hierro y acero. Recubrimientos de cinc.
- UNE-EN ISO 10684 - Elementos de fijación. Recubrimientos por galvanización en caliente
- UNE-EN ISO 1461 - Recubrimientos de galvanización en caliente sobre piezas de hierro y acero. Especificaciones y métodos de ensayo.

Transformadores de Media Tensión (MT)

- IEC 60076 - Power transformers

Celdas de MT

- IEC 62271 – Standards for MV-Switchgear
- IEC 60282 – High-voltage fuses

Instalaciones Eléctricas

- Normas IRAM relacionadas
- AEA 95101 - Reglamentación para Líneas Eléctricas Exteriores en General Instalaciones Subterráneas de Energía y Telecomunicaciones
- AEA 90909 - Corrientes de Cortocircuito en Sistemas Trifásicos de Corriente Alterna AEA 95402 - Reglamentación para Estaciones Transformadoras
- AEA 95301 Reglamentación de Líneas Aéreas Exteriores de Media Tensión y Alta Tensión.
- AEA 95401 Reglamentación sobre Centros de Transformación y Suministro en Media Tensión.
- IEEE Std 80/2000 "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding". (se trata de una guía de aplicación).
- Normas IRAM relacionadas
- IRAM 2184 - Protección de estructuras contra descargas eléctricas atmosféricas IRAM 2211 - Coordinación de aislación
 - Parte I Definiciones, principios y reglas
 - Parte II Guía de aplicación
 - Parte III Coordinación entre fases - Principios, reglas y guías de aplicación
- IEC 62053 - Electricity metering equipment (AC)
- IEC 60439 - Low-voltage switchgear and control gear assemblies IEC 61439 - Low-voltage switchgear and control gear assemblies IEC 60497 - Low-voltage switchgear and control gear
- IEC 62055 - Electricity metering – Payment systems
- IEC 60044-1 & A1 - Instrument transformers: Part 1 - Current transformers. IEC 60044-2 - Instrument transformers: Part 2: Inductive voltage transformers.
- IEC 82/618/NP - Specifications of Solar Trackers used for Photovoltaic Systems.

6. UBICACIÓN DEL PROYECTO

El PS VICTORICA se ubica en la Provincia de La Pampa, Departamento de Loventué, Municipio de Victorica, a unos 155 km hacia el suroeste de la ciudad de Santa Rosa. Las rutas provinciales que atraviesan el municipio son las rutas 102 y 105.

El terreno donde se emplazará el proyecto está localizado hacia el sur y en

las cercanías del casco urbano del municipio. El terreno linda con el vivero municipal y se encuentra a aproximadamente 2 km de la Estación de Maniobra Victorica. El terreno tiene una altitud alrededor de 315msnm.

Al encontrarse el terreno en las cercanías del casco urbano, este posee cómodas vías de acceso. Los caminos rurales que lindan con el terreno se encuentran directamente conectados con las rutas provinciales 10, 102 y 105.

Las siguientes figuras muestran la localización geográfica de la Planta Fotovoltaica dentro de Argentina y la zona del Proyecto.

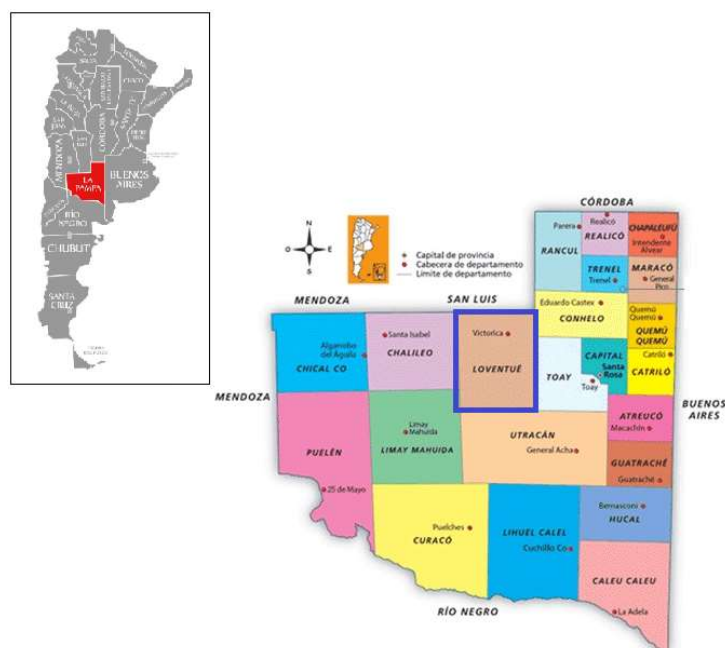


Figura 2.- Provincia de La Pampa, Departamento de Loventué y Municipio de Victorica.



Figura 3.- Imagen satelital del Municipio de Victorica, con demarcación del terreno del proyecto

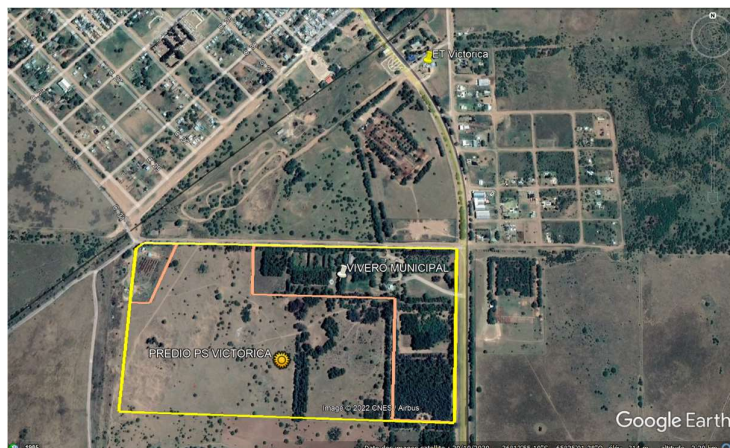


Figura 4.- Imagen satelital de la delimitación interna del terreno del proyecto

Para facilitar su ubicación, se proporcionan las siguientes coordenadas que referencian un punto interno perteneciente al polígono del proyecto y a la ubicación de la sub estación de transformación, SET VICTORICA. Para mayor precisión, se provee un KMZ con el polígono del área a afectar al Proyecto, así como la línea de media tensión a ser construida para su interconexión.

Coordenadas Geográficas del Predio del PS Victorica			
UTM Estándar (WGS84) zona: 20 S		Grados decimales	
X(m)	Y(m)	Latitud (grados)	Longitud (grados)
281512,76 E	5987450,27 S	-36.233152°	-65.431154°

Figura 5.- Coordenadas del proyecto.

Coordenadas Geográficas de la SET Victorica			
UTM Estándar (WGS84) zona: 20 S		Grados decimales	
X(m)	Y(m)	Latitud (grados)	Longitud (grados)
281922.03 E	5988389.92 S	-36.224781°	-65.426342°

Figura 6.- Coordenadas de la SET Victorica.

7. CONDICIONES AMBIENTALES

De modo que se puedan evaluar las condiciones meteorológicas del sitio, se muestran las series de datos meteorológicos correspondientes, como radiación solar, temperatura y velocidad de vientos.

Para el cálculo de producción de energía del parque solar se tomarán los valores de irradiación solar proporcionados por SSE NASA.

La base de datos Surface meteorology and Solar Energy (SSE), ha sido elaborada con el apoyo de la National Aeronautics and Space Administration (NASA). Esta base de datos ofrece estimaciones de radiación solar, así como de otros parámetros meteorológicos, los cuales se derivan de datos satelitales y registros medidos en estaciones terrestres. Cabe señalar que los registros satelitales han sido obtenidos por aproximadamente 200 satélites durante 22 años. Asimismo, los registros de radiación global diaria recogidos en estaciones meteorológicas han sido obtenidos por el World Radiation Data Centre (WRDC) en alrededor de 1.195 estaciones meteorológicas durante un periodo de 30 años. La resolución espacial del modelo es de $1^{\circ} \times 1^{\circ}$ (aproximadamente 100 km x 100 km) para los valores de irradiación. Para la ubicación de la Planta, SSE NASA ha estimado un valor de irradiación global horizontal de 1.833,5 kWh/m², a continuación se detallan los valores mensuales de irradiación, los valores de temperatura media y de velocidad de viento a 10 metros de altura.

	Global Horizontal (kWh/m2/día)	Temperatura media (°C)	Velocidad de viento (m/s)
Enero	7,91	25,30	3,73
Febrero	6,89	23,80	3,60
Marzo	5,39	21,20	3,63
Abril	3,86	16,90	3,48
Mayo	2,60	12,50	3,36
Junio	2,28	9,50	3,38
Julio	2,42	8,50	3,67
Agosto	3,32	12,00	3,97
Septiembre	4,61	16,40	4,08
Octubre	5,72	21,20	4,15
Noviembre	7,39	23,70	4,10
Diciembre	8,01	25,50	3,88
Promedio Anual	5,03	18,04	3,75
Máximo anual	8,01	25,50	4,15

Figura 7.- Valores de irradiación solar, temperatura y velocidad de viento proporcionados por SSE NASA.

Para los datos de temperatura se ha consultado la estación meteorológica de Victorica del Servicio Meteorológico Nacional (SMN). En la Figura 8 se muestran los datos de temperatura mínima y máxima mensual para un año típico en el emplazamiento analizado.

	Temperatura mínima (°C)	Temperatura máxima (°C)
Enero	4,00	45,00
Febrero	2,70	40,70
Marzo	-5,40	38,00
Abril	-4,80	34,60
Mayo	-9,30	32,00
Junio	-12,60	27,10
Julio	-12,60	28,00
Agosto	-9,70	33,30
Septiembre	-6,60	36,50
Octubre	-3,00	37,10
Noviembre	-1,80	40,00
Diciembre	0,20	42,80
Máximo anual	4,00	45,00
Mínimo anual	-12,60	27,10

Figura 8.- Valores de temperatura mínima y máxima proporcionados por SMN.

El diseño de los equipos y materiales deberá efectuarse considerando las condiciones más desfavorables. Se deberán considerar máximas y mínimas históricas a los fines de diseño.

Todos los elementos serán diseñados para trabajar en alturas de hasta 1.000 metros sobre el nivel del mar.

8. SISMICIDAD

El área donde se implantará el PSFV se encuentra en una zona de sismicidad o peligrosidad muy reducida a reducida (Zona Sísmica 0-1). Lo que debe interpretarse como que el peligro sísmico, o la probabilidad de que ocurra una determinada amplitud de movimiento del suelo en un intervalo de tiempo fijado, son bajos. Por lo cual no es necesario establecer condiciones especiales de prevención sísmica para la realización de construcciones.

9. ESTUDIOS E INGENIERÍA

Estará a cargo del Contratista la confección de la Ingeniería de Detalle correspondiente a las obras comprendidas en el Acuerdo EPC.

La misma tendrá un nivel de detalle tal que permita la realización de todas las tareas constructivas y su posterior operación en funcionamiento confiable, sin vicios y/o interferencias.

El listado de tareas previstas a continuación debe entenderse como un listado de mínima, no restrictivo, ya que el Contratista estará obligado a realizar todos los estudios y todas las memorias, cálculos y planos necesarios a los efectos de lograr la correcta ejecución de las obras.

El Contratista será el responsable por el diseño del parque solar, su performance y producción, independientemente de cualquier aprobación de ingeniería por parte del Comitente.

Se deberán considerar dentro del alcance de la Oferta todos los estudios que se requieran como requisito previo, posterior y durante la ejecución del proyecto, incluyendo, pero no limitándose a:

- Estudios geotécnicos que sirvan para evaluar la aptitud del suelo para el hincado y las fundaciones, incluyendo perforaciones exploratorias, calicatas entubadas, ensayos de resistividad y de tracción.
- Estudios topográficos.
- Estudios hidrológicos que permitan evaluar la necesidad de obras de contención y otras que permitan garantizar la vida útil del Proyecto.
- Estudios eléctricos que se requieran de parte de las autoridades correspondientes y para el buen diseño de detalle del Proyecto.
- Estudio de producción conforme Pliego General.

De los estudios mencionados se deberá tomar en cuenta los siguientes estudios por parte del Comitente:

- Estudio de Impacto Ambiental.
- Estudios topográficos de base.
- Estudios hidrológicos de base.

Los estudios antes mencionados se agregarán mediante circulares.

La ingeniería de detalle deberá incluir mínimamente:

- Estudio de suelo y topografía de detalle;
- Proyecto de área de trabajo de la planta fotovoltaica, incluyendo área acopio de materiales, área de O&M, estacionamiento;
- Proyecto de infraestructuras – civil;
- Proyecto de baja tensión;
- Proyecto de media tensión interna;
- Proyecto de línea e interconexión en media tensión;
- Proyecto del edificio de control, de seguridad, de depósito y Edificio de media tensión;
- Proyecto del sistema de seguridad;
- Proyecto del sistema de monitoreo;
- Proyecto de estación meteorológica;
- Proyecto SMEC;
- Estudios eléctricos de conexión.

Además de estos dos listados, se deberá contemplar todo otro estudio y permiso que pueda ser requerido para concretar la habilitación y operación comercial del Parque Solar.

10. OBRA CIVIL

La Oferta deberá contemplar todos los trabajos de obra civil que puedan ser necesarios incluyendo, pero no limitándose a:

- El desbroce, movimiento de suelos, terraplenes y cualquier otro trabajo que pueda ser requerido para dejar los terrenos en condiciones admisibles para las obras que se construirán en los mismos, así como las excavaciones que puedan ser necesarias;
- Un cercado provisorio que delimitará la zona a fin de evitar el ingreso del personal o maquinarias a lugares con riesgo eléctrico;
- El cerramiento del predio con cerco definitivo formado por malla de alambre tejido y portón de dos hojas de 6m de ancho;
- Toda instalación provisional de obra, incluyendo las instalaciones para la mano de obra: oficinas con aire acondicionado (incluyendo las de supervisión y fiscalización), instalaciones sanitarias, almacenamiento de materiales, equipo de seguridad y primeros auxilios, además de las zonas de aparcamiento, acopio y talleres;
- Los caminos consolidados que correspondan de acuerdo a las buenas prácticas de la industria, de modo de poder acceder a los módulos y otros equipos para construcción, limpieza y mantenimiento, tanto interiores, como de acceso al predio;
- Conducciones para cables, tanto en zanjas para cables enterrados directamente como para conductores bajo tubo y cruces de calzada;
- Desagües pluviales según se requieran como consecuencia del estudio hidrológico;
- Hormigonado, encofrados y armaduras, así como el montaje de premoldeados;
- Provisión de agua dulce para consumo humano;

En cuanto a las obras de arquitectura, se requerirán cuatro edificios de operación y mantenimiento con todas sus instalaciones, compuestos por, como mínimo:

- Una sala de control;
- Dos oficinas;
- Dos baños;
- Sala de reuniones;
- Sala de celdas;
- Sala de baterías UPS;
- Un almacén de repuestos y herramientas;
- Área de estacionamiento
- Una cocina
- Un Vestuario
- Una sala de racks para monitoreo y comunicación
- Aire acondicionado
- Mobiliario
- Transformador para Servicios Auxiliares

11. PLANTA FOTOVOLTAICA

El proyecto comprende la ejecución de un parque solar fotovoltaico que producirá energía eléctrica a partir de la energía entregada por el sol. La energía generada será evacuada al SADI (Sistema Argentino de Interconexión) y su comercialización se realizará mediante la celebración de Contratos de Abastecimiento en el Mercado Eléctrico Mayorista.

El proyecto, denominado Parque Solar Fotovoltáico Victorica, de ahora en más PS Victorica.

El PS Victorica se diseñará considerando los siguientes parámetros técnicos:

- Se instalará sobre suelo y estará constituido por paneles fotovoltaicos bifaciales, inversores de cadena, estructura de seguimiento con orientación Norte-Sur y seguimiento Este-Oeste.
- Se instalará una línea de media tensión en 33kV que conectará al PS Victorica con la SET Victorica ubicada a aproximadamente 1,5km.
- El parque solar estará conectado a la SET Victorica, ubicada a aproximadamente 1.5 km, que cuenta con un transformador en 33/13,2kV que tiene una capacidad máxima de 8MVA.
- Para la potencia máxima en MW, se deberá considerar un factor de potencia de 0,9 e indicar la temperatura considerada.
- La potencia máxima del PS se determinará según lo mencionado, considerando también la optimización en la cantidad de inversores y estaciones de transformación según la tecnología aplicada.
- Se maximizará la energía entregada por el PS considerando una relación DC/AC máxima de 1,2.

El PS Victorica se ubicará en la Provincia de La Pampa, Departamento de Loventué, Municipio de Victorica, a unos 155 km hacia el suroeste de la ciudad de Santa Rosa.

El mismo, prevé entregar su energía a través de una línea en 33 kV, simple terna, que discurre desde el PS Victorica hasta la Estación de Maniobra Victorica. La traza de la línea será de aproximadamente 2km.

En base al recurso solar estudiado se estima que el Municipio de Victorica recibe una energía solar diaria promedio de 5,0 kWh/m², lo que arroja un acumulado anual promedio de 1.825 kWh/m².

La parque solar debe contar con un Control de Planta (Power Plant Controller - "PPC"), como herramienta de control, para regular en la planta parámetros de la red, bien de forma directa o través del SCADA de Planta y/o del SCADA de la SET según proceda. El PPC funcionará de forma independiente a la monitorización y control de las instalaciones, tomando las consignas de red y aplicando los algoritmos necesarios, mediante consignas a los inversores y a otros elementos. El PPC debe permitir regular varios parámetros operativos, como, por ejemplo: control de tensión y frecuencia en la planta, limitación de potencia (de ser necesario), regulación de reactivo/factor de potencia, etc. El Parque Solar debe garantizar que el PPC permita

un modo de programación tal que logre el control de tensión aun en horarios nocturnos o en ausencia de generación.

El parque solar contará con su propio sistema de medición comercial (SMEC) y sistema de operación en tiempo real (SOTR), de acuerdo a las reglamentaciones de CAMMESA.

11.1. MODULOS FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos deberán cumplir con las siguientes características:

- Fabricante Tier 1 de acuerdo con la BNEF y de primera calidad;
- Material silicio cristalino, pudiendo ser mono o policristalinos;
- Tensión máxima de string de 1500Vdc;
- Potencia pico mínima en STC de 500 Wp;
- Tolerancia positiva en potencia nominal;
- Eficiencia del módulo mayor a 18%;
- Coeficiente de dependencia de la Potencia con temperatura mínimo: - 0.43%/°C;
- Temperatura nominal de operación en la célula: $45 \pm 3^{\circ}\text{C}$;
- Rango de temperaturas de operación: de -40°C a 85°C ;
- Número de diodos de paso: mínimo 3;
- Grosor del cristal: mínimo 3,2 mm;
- Material de la parte posterior: cristal o EVA;
- Grado de protección IP de la caja de conexiones: mínimo IP 65;
- Conectores MC4;
- Grado de protección IP de los conectores: mínimo IP 65;
- Longitud de los cables de conexión: suficiente para conectar los módulos en serie, sin cableado o conectores adicionales;
- Sección nominal de los cables de conexión: mínimo 4 mm²;
- Puesta a tierra de los módulos. Según normativa local, nacional, IEEE e IEC;
- Aislamiento eléctrico clase II;
- IEC 61215;
- IEC 61730;
- IEC 60904;
- IEC 61000;
- IEC 61701;
- IEC 60068;
- IEC 62804;
- IEC 61345;
- Ensayos de carga mecánica: 2400 Pa y 5400 Pa (si aplica nieve).

Las células deberán estar totalmente protegidas contra suciedad, humedad y golpes. También se asegurará la total estanqueidad de los módulos, los cuales deberán estar preparados para soportar las inclemencias climáticas más severas, funcionando eficazmente sin interrupción durante 30 años.

11.2. INVERSOR

Los inversores de la Planta Fotovoltaica deberán ser de proveedores reconocidos y primera calidad. La suma de sus potencias nominales deberá ser igual o superior a 8MWac, medida a una temperatura de 35°C y aplicando un factor de potencia de 0,90.

Se ponderarán positivamente aquellas ofertas que contemplen la implementación de inversores de cadena o string, permitiéndose los inversores en configuración tipo central en las ofertas alternativas (Oferta B). En cualquier caso, la suma de las potencias nominales de los inversores no podrá superar la potencia nominal del parque en una cantidad superior a la potencia AC de 1 (un) equipo inversor, ajustándose de la mejor manera posible a la potencia nominal objetivo del proyecto.

Las principales características de los inversores serán:

- La tensión máxima del sistema, considerando las condiciones del emplazamiento, será de 1500 V como mínimo.
- El grado de protección IP irá en concordancia con el tipo de inversor (interior/exterior), requiriéndose un mínimo de IP 66 para el caso de inversores para instalación exterior.
- El tipo de refrigeración se adecuará a las condiciones del emplazamiento y de funcionamiento de los equipos.
- Los inversores deben quedar protegidos de la exposición directa del sol;
- La cimentación de los inversores dependerá, principalmente, de sus dimensiones y peso, debiéndose justificar la elección por parte del contratista.
- Rango de temperatura ambiente de funcionamiento: al menos, de -25°C a +55°C.
- Temperatura de operación del MPPT: al menos, de -20°C a +45°C.
- Trifásico, 50 Hz.
- Factor de potencia ajustable máximo 0,8, tanto capacitivo como inductivo.
- Rendimiento dinámico EUR: mínimo 98%.
- Rendimiento dinámico CEC: mínimo 98%.
- Clase de protección: mínimo clase I.
- Aislamiento galvánico: según normativa local e IEC.
- Función "Low voltage ride-through (LVRT)" requerida.
- Protección anti-isla requerida.
- Distorsión armónica menor al 3%
- Cumplimiento total del Código de Red del país.
- Deberán soportar huecos de tensión.
- Deberán estar diseñados para la sincronización con la red.
- Protecciones en CC y CA: según normativa local e IEC.
- La puesta a tierra se hará según lo indicado en normativa local e IEC.
- Protección de sobretensiones en CC y CA requerida.
- Protección contra fallo de aislamiento requerida.
- Protección contra tensión y frecuencia fuera de rango requerida.
- Protección frente a polaridad inversa.

- Protección contra sobre temperatura.
- Protección frente a cortocircuitos.
- Detección de fallos de String (monitorización) requerida.
- Sistema de monitorización de aislación en corriente continua.
- La configuración eléctrica módulos-inversor deberá ajustarse a las condiciones del sitio y las características de los componentes.
- Ratio P_{pico}/P_{nom} (DC/AC): 1 – 1.25 a potencia nominal.
- Conformidad con los estándares eléctricos locales y nacionales requerida.
- Garantía disponible: mínima 5 años.
- Posibilidad de extensión de la garantía: requerida (tipo 2 como mínimo).
- IEC 62109.
- IEC 62103.
- IEC 61000.
- IEC 61727.
- IEC 62093.
- IEEE 1547.
- Sistema de comunicaciones compatible con el sistema de monitorización de la planta.

11.3. **SEGUIDOR SOLAR**

Los módulos fotovoltaicos deberán ser montados sobre estructuras con sistemas de seguimiento a un eje N-S geográfico (seguidor solar). Los mismos deberán ser de proveedores reconocidos en el mercado y primera calidad. Las principales características son las siguientes:

- Ángulo de rotación: $+55^\circ$ / -55° o $+60^\circ$ / -60°
- Backtracking requerido.
- Adaptabilidad mínima al terreno del 6% en cualquier dirección.
- Disponibilidad mínima del 99%.
- Todos los materiales y elementos auxiliares que se utilicen deberán ser resistentes a la radiación UV.
- La estructura deberá soportar temperaturas entre -20°C y 55°C .
- Distancia entre filas (de inicio a inicio/pitch): mínimo 6 m.
- Altura del canto inferior de los módulos: mínimo 0,5 m.
- Material de la estructura de soporte: aluminio, acero inoxidable o acero galvanizado.
- Protección anticorrosiva de la estructura: deberá garantizar, al menos, 30 años de vida útil.
- El espesor mínimo de galvanización deberá ajustarse a la normativa local y las características del emplazamiento.
- Material de las piezas pequeñas (tornillos, etc.): acero inoxidable o acero galvanizado en caliente.
- El tipo de cimentación escogido deberá ser acorde al tipo de suelo, estando los estudios correspondientes a cargo del contratista. Se deberá indicar tanto el tipo como la profundidad de la cimentación.
- La protección anticorrosiva de la cimentación deberá adecuarse a lo establecido en las normas locales y garantizar un mínimo de 30 años de

vida útil.

- En caso de cimentaciones de hormigón, el material de la placa de montaje deberá ser acero inoxidable o acero galvanizado en caliente.
- La protección anticorrosiva de la placa de montaje deberá adecuarse a lo establecido en las normas locales y garantizar un mínimo de 30 años de vida útil.
- El sistema de ensamblaje de módulos será tipo “click”, abrazaderas, marcos o similar.
- Puesta a tierra de cada mesa de la estructura requerida.
- Conexión equipotencial de mesas contiguas: según establezca la normativa local e IEC.
- Velocidad y carga de viento admisible: acorde a las condiciones del emplazamiento y la normativa local e internacional (p. ej. Eurocódigo).
- El seguidor deberá ir provisto de un sistema de detección de la velocidad del viento para que, para velocidades elevadas, los módulos se pongan horizontales, minimizando la carga del viento y protegiendo los componentes.
- Los cantos vivos deberán estar protegidos para evitar daños en el cableado.
- UNE-EN ISO 14713, partes 1, 2 y 3.
- UNE-EN ISO 10684.
- UNE-EN ISO 1461.

11.4. CENTRO DE TRANSFORMACION

Los Centros de Transformación (en adelante, “CTs”) tienen la misión de albergar los equipos necesarios para la transformación, protección, control y medida de la energía y evacuar la generación de cada bloque hasta la subestación. Sus características son:

- Potencia del CT mayor o igual a 2.000 kVA.
- El tipo de CT podrá ser en contenedor de acero, MV-Skid (outdoor), prefabricado de hormigón o similar, siempre y cuando los componentes instalados en él estén preparados para ese tipo de instalación.
- Deberá disponer de cuadro de maniobra/protección de entrada en BT.
- Deberá disponer de cuadro de maniobra/protección de entrada en MT.
- Contará con uno o varios transformadores y celdas de protección y de línea.
- Monitorización y control remoto.
- Protección anticorrosiva C4 o equivalente.
- Grado de protección IP: mínimo IP 55 (IP 65 para instalaciones exteriores).
- La cimentación cumplirá con la normativa local e internacional aplicable, debiéndose justificar la elección por parte del contratista.
- Adecuación a las condiciones ambientales del sitio.
- Forma de conexión de la malla de puesta a tierra: soldadura exotérmica o compresión en frío.
- Deberán contar con un sistema de alimentación ininterrumpida (baterías) que garantice una autonomía de 12 h.

- Conformidad con normativa local y nacional requerida.
- Los CTs se unirán a circuitos colectores de MT (33 kV) para llevar la energía generada hasta la sala de media tensión.

11.5. TRANSFORMADOR

Las características de los transformadores de MT serán:

- Indoor/outdoor, según el tipo de CT.
- Potencia nominal: acorde a la potencia de los inversores conectados al mismo.
- Trifásico, 50 Hz.
- Tipo de transformador: en seco o en aceite
- Tipo de material para los arrollamientos: aluminio o cobre.
- Temperatura ambiente estándar de operación: 50°C.
- Deberá soportar temperaturas de entre -20°C y 55°C.
- Tensión nominal alta: 33 kV.
- Tensión nominal baja: adecuada al inversor utilizado.
- Tensión Máxima: 36 kV.
- Rendimiento en carga al 100%: aproximadamente 99%.
- N° de posiciones de toma y niveles cambiadores de tomas: -5.0% / -2.5% / 0% / +2.5% / +5%.
- Grupo vectorial: Dy (especificar grupo completo).
- Mínimas funciones de protección del transformador: Presión del fluido, nivel, temperatura de alerta, temperatura de apertura, estado del aceite.
- Transformador de protección de sobrecalentamiento (incl. parada de emergencia) requerido.
- Parte BT: Fusibles / interruptores de circuito: requerido.
- Protección de sobre corriente en el lado MT requerida.
- Protección de sobrecarga térmica en el lado MT requerida.
- Circuito de protección de fallo de interruptor requerido.
- Interruptores de puesta a tierra de potencia: requerido.
- Disyuntor o fusible: requerido.
- Aislamiento galvánico y con salida de bornes para PAT (Puesta a Tierra) de pantalla electrostática: requerido.
- Calentamiento medio del arrollamiento MT/BT: menor de 65 K
- Cumplimiento de la normativa local y nacional requerido.
- IEC 60076.
- Capacidad de soportar cortocircuito de > 3 segundos según IEC 60076-5: requerido.
- Diseñado en función de las condiciones ambientales del emplazamiento

11.6. COMPENSACION REACTIVA

Se deberán incluir en la provisión equipos de compensación de reactiva, de forma tal que, en el punto de interconexión, la planta pueda entregar su potencia nominal a factor de potencia 0,9, tanto capacitivo como inductivo.

11.7. CELDA DE MEDIA TENSION

Las celdas de MT se encontrarán en los CTs o casetas de equipo eléctrico y serán celdas compactas del tipo metálica prefabricada, modular, de aislamiento y corte en SF6 o vacío. Sus características principales serán:

- Deberán diseñarse en función de las condiciones del sitio o un rango de temperatura de -20°C a 50°C (lo más restrictivo).
- Tensión nominal: 33 kV.
- Nivel máximo de tensión: 36 kV.
- Intensidad nominal de barra: según el diseño de la planta.
- Tensión nominal soportada de impulso tipo rayo: 170 kV.
- Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial: 70 kV.
- Corriente nominal de cierre en cortocircuito: 20 kA como mínimo.
- Grado de protección IP: según indoor/outdoor (mínimo IP 65 para outdoor).
- Conformidad con las normas de aplicaciones locales y nacionales.
- IEC 62271.
- Interruptores automáticos diseñados según la norma IEC 62271-100.
- Transformadores de medida diseñados según la norma IEC 61869 a 1, IEC 61.869-2, IEC 61869-3 y IEC 61869 – 4.
- Fusibles diseñados según la norma IEC 60282 a 1
- Se deberá contemplar una celda de medición con transformadores de tensión y corrientes aptos según la normativa de CAMMESA para el sistema SMEC.

11.8. SISTEMA DE MONITORIZACION

Este sistema monitoriza las distintas variables de la planta para optimizar su operación. Se encarga de obtener y almacenar datos, comunicando con el SCADA. Para la conexión con los distintos elementos de la Planta Fotovoltaica (inversores, seguidores, estaciones meteorológicas, etc.) se dispondrá cable de fibra óptica, cable RS-485 o el tipo de cable correspondiente, según los equipos seleccionados.

Las características de este sistema serán:

- Se dispondrá de una alarma para colocar los módulos en horizontal en caso de que la velocidad del viento sea muy elevada, para reducir la carga sobre los paneles FV.
- Acceso remoto requerido.
- Monitorización requerida:
 - Estado del seguidor requerida.
 - Potencia activa, potencia reactiva.
 - Tensión y frecuencia al nivel de las barras de media tensión.
 - Posición de interruptores y seccionadores.
 - Tensión y corriente en CC de Strings o cadenas de paneles / Intervalo.
 - Tensión en CC por entrada de inversor / Intervalo.
 - Intensidad en CC entrada de inversor / Intervalo.

- Estado de los fusibles CC, en el caso de que amerite / Intervalo.
- Tensión de salida del inversor por fase / Intervalo.
- Intensidad de salida del inversor por fase / Intervalo.
- Frecuencia de red / Intervalo.
- Factor de potencia / Intervalo.
- Tiempo de inactividad de la red / Intervalo.
- La potencia de salida del inversor / Intervalo.
- La energía producida por el inversor / Intervalo.
- Advertencias y errores de Inversores.
- Emergencia fuera a nivel inversor.
- Disponibilidad inversor / Intervalo.
- Temperatura del inversor / Intervalo.
- Parámetros eléctricos de transformadores / Intervalo.
- Regulación del factor de tensión y / o del poder dinámico de la planta solar en el punto de interconexión.
- Arranque y la parada (incluso en las situaciones de emergencia).
- Reducción de la potencia en niveles definidos por el centro de carga.
- Control de la energía reactiva.
- Cálculo de PR a nivel diario, mensual y anual sobre la base de los datos del medidor principal y datos del piranómetro referencia y estación meteorológica.
- Control automático de relación de generación de energía del inversor con el fin de detectar posibles errores.
- Cálculo de la disponibilidad de la media del inversor durante la irradiación > 50 W / m² según el piranómetro de referencia.
- Cálculo de la energía estimada se considera sobre la base de los datos del piranómetro de referencia y el promedio de PR de acuerdo con el contrato.
- Software protegido por contraseña.
- Conformidad con la normativa local y nacional.
- IEC 60870-5-104: Telecontrol de equipos y sistemas. Parte 5-104: Protocolos de transmisión.
- IEC 60870-5-101.
- IEC 61131: Controladores programables.

Los displays del sistema de monitorización y los registros detallados mostrarán:

- Nombre de la instalación.
- Número/identificación de dispositivo.
- Estadísticas de producción.

Se tomarán datos cada segundo durante 10 minutos y será el valor promedio durante los 10 minutos el que se utilizará para el cálculo del PR. La información detallada, para cada diezminutal y para cada parámetro, será:

- Fecha y hora.
- Valor del parámetro.

El sistema de monitorización estará disponible las 24 horas del día, todos los

días del año.

El Contratista deberá proporcionar un tiempo de entrenamiento/formación para el personal de Planta Fotovoltaica, tanto para el inicio de la operación de la instalación como al personal que el propietario designe cuando el contratista ceda la responsabilidad de las labores de O&M.

No se permitirá ningún cambio local o remoto del software utilizado para el control y la protección durante la fase de explotación sin previa notificación por escrito del Comitente dando permiso para ello. Dichos cambios estarán totalmente documentados.

11.9. SISTEMA DE SEGURIDAD Y VIGILANCIA

Se instalará un sistema de seguridad y vigilancia para evitar la intrusión de personas y/o vehículos ajenos al recinto, protegiendo así los materiales de la instalación. Se caracterizará por lo siguiente:

- Cámaras con visión infrarroja perimetrales y en el almacén de material.
- Sistema de detección contra intrusiones por el perímetro como: barreras de microondas o barreras de infrarrojos.
- El sistema de seguridad se monitorizará desde la Sala de Seguridad y se deberá contemplar la monitorización remota.
- Detección de movimiento, que activará una alarma.
- Puerta metálica automática, con sensor de apertura/cierre, de 2,5 m de altura y 6 m de ancho.
- Enlace de comunicaciones que enlace la información registrada por el sistema de seguridad en el edificio de control y envíe los datos a través de una conexión a internet de alta velocidad.
- Todas las cámaras tendrán la posibilidad de acceso remoto a su visualización.

La instalación estará vigilada las 24 h del día, todos los días, mediante una central de recepción de alarmas directamente comunicada con el personal de la Planta Fotovoltaica. Contará, además, con un servicio de ayuda mediante el cual se personarán encargados de seguridad en caso de detectarse intrusos.

11.10. REQUERIMIENTOS ELECTRICOS GENERALES

Las instalaciones eléctricas se diseñarán cumpliendo la normativa local, nacional y las mencionadas en este documento. Los criterios de diseño se basarán en la protección del sistema y la minimización de pérdidas.

El diseño de la instalación eléctrica tendrá en cuenta las condiciones ambientales del lugar y las características de cada componente.

En baja tensión se tendrá una tensión máxima del sistema de 1500 V, por lo que todos los elementos de BT deberán ser apropiados a este nivel de tensión, teniendo en cuenta las condiciones del emplazamiento.

Cableado y protecciones: la corriente producida por los paneles fotovoltaicos será conducida a través de cables dimensionados de forma tal que no exista una caída de tensión mayor al 1,5% entre la salida de los paneles y los inversores (corriente continua), ni mayor al 1,5% en la parte de corriente alterna. Los conductores empleados no deberán superar en ningún caso su máxima temperatura de operación permanente. La instalación contará con todas las protecciones de acuerdo a la normativa vigente y de modo que garanticen la seguridad de las personas.

Los cables instalados en el exterior, deberán ser resistentes a radiación ultravioleta.

Todo el cableado deberá estar protegido frente a cantos vivos y, donde aplique, frente a roedores. Todos los componentes eléctricos deberán estar etiquetados y enrutados conforme a los planos de la ingeniería de detalle. El cableado utilizará un sistema de colores intuitivo para facilitar las labores de O&M.

Los conductores enterrados deberán estar protegidos por tubo de PVC o similar en las entradas y salidas.

Cuadros eléctricos CC BT

Contendrán los elementos necesarios para la protección, medida (donde aplique) y agrupación de los cables entre los módulos FV hasta los inversores. Las características principales de estos elementos son las siguientes:

- Diseñados para soportar las condiciones del sitio, o un rango de -30°C a 55°C (lo más restrictivo).
- Grado de protección IP 65 como mínimo.
- Resistente a UV y las condiciones del emplazamiento.
- Apertura mediante puerta abatible con llave.
- No presentarán agujeros o prensaestopas sin sellar.
- Todos los cuadros dispondrán de una barra de conexión a tierra.
- Auto-extinguible.
- Protección a la entrada de CC.
- Seccionador de corte en carga requerido.
- Tipo de descargador de sobretensiones: tipo 2 como mínimo.
- Monitorización del descargador de sobretensiones requerida.
- Monitorización remota del string requerida.
- Conformidad con la normativa local, nacional e IEC.
- Considerar la incorporación de resistencias eléctricas anti condensación, en caso de resultar apropiado.
- Los cuadros eléctricos podrán estar integrados a los inversores.

Circuitos en CC BT. Cableado Strings o cableado de cadenas

Se refiere al circuito comprendido entre los paneles solares y los inversores. Este circuito estará comprendido por un circuito desde los paneles hasta el cuadro eléctrico de CC y otro desde este último hasta el inversor. En el caso donde el cuadro

de CC esté integrado al inversor, solamente se contará con el circuito desde los paneles hasta el cuadro de CC.

Estos conductores tendrán las siguientes características.

- Tensión máxima: 1500 V.
- Conductor de cobre de elevada conductividad. Cobre-estaño, clase 5 según IEC 60228.
- Circuito desde paneles solares hasta cuadro de CC: cable de calidad "solar" (estar a radiación solar directa, trabajar de forma continua a 120°C, contar con aval de durabilidad de, al menos, 35 años).
- Material de aislamiento: XLPE.
- Material de cubierta: PE o equivalente.
- Temperatura máxima de operación del conductor: 120°C.
- Temperatura de cortocircuito: 200°C.
- Temperatura ambiente: -40°C - +60°C.
- Resistencia UV y Ozono de todos los componentes de CC requerida.
- Conductor sin halógenos según IEC 60754-1.
- Resistencia a llama según IEC 60332-1.
- Baja toxicidad.
- Baja emisión de humos.
- Aislamiento clase II.
- Tensión máxima en CC: mínimo 1,8 kV.
- Tensión de prueba: 6,5 kV.
- Caída de tensión admisible menor o igual a 1,5%.
- Máxima caída de tensión permitida: por debajo del 0,9%. La caída de tensión total en CC debe ser inferior al 1,2%. Se debe considerar el cableado propio de cada uno de los módulos.
- Protección frente a cantos vivos requerida.
- Protección frente a rayos de sol directos requerida.
- Conectores MC4.
- Cumplimiento de normas locales y nacionales requerido.
- IEC 60228.
- IEC 60332-1.
- Probado según TÜV 2 Pfg 1169/08.2007 o similar.

Circuitos en CA BT

Se refiere al cableado comprendido entre los inversores y el centro de transformación.

Este cableado deberá cumplir la normativa vigente, tanto local y nacional como IEC. Deberán resistir esfuerzos mecánicos y aquellos que estén expuestos a radiación ultravioleta u otra inclemencia ambiental deberán estar protegidos frente a ella.

- 0,6/1 kV, a no ser que necesiten requerimientos mayores.
- Caída de tensión admisible menor o igual a 1,5%.
- Aislamiento clase II

- Aislamiento de XLPE
- Pantalla de PE o similar.
- Cumplimiento de normas locales y nacionales requerido.
- Conformidad con normativa IEC.

Circuitos en CA MT

Estos circuitos servirán para enlazar los centros de transformación con las celdas de MT en la sala de media tensión. Sus características principales serán:

- Aluminio o cobre de alta conductividad.
- Tensión nominal: 30 kV.
- Tensión máxima: 36 kV
- Capacidad de intensidad de acuerdo a IEC 60287.
- Máxima temperatura de funcionamiento del conductor: 90°C como mínimo.
- Resistentes a la temperatura ambiente del emplazamiento y/o a rangos entre -30°C y +60°C (la condición más restrictiva).
- Caída de tensión máxima permitida: 3%
- Instalación subterránea o soterrada según lo determine la norma y las condiciones del terreno.
- Conformidad con normativa local y nacional.
- IEC-60332-1.
- IEC 60502.
- Los cables irán protegidos frente a cantos vivos.
- Conformidad con lo establecido por la compañía eléctrica.

11.11. ESTACIÓN METEOROLOGICA

Tienen por objeto la toma de datos meteorológicos para facilitar las labores de O&M en la instalación. Se instalará una estación meteorológica, con las siguientes características:

- Compatible con el sistema de monitorización.
- Estándar de Comunicación: el mismo que el sistema de comunicaciones.
- Toma de datos cada segundo, para sacar promedios de 10 minutos.
- Grado de Protección IP de todos los componentes meteorológicos: IP 65.
- Datalogger de registro y transmisión de datos con gran capacidad de almacenamiento. Contará con puerto para conexión GPRS, incluyendo todos los equipos necesarios para su conexión.
- Unidad de transmisión de datos hasta un ordenador central, permitiendo comunicaciones mediante red GPRS de telefonía móvil. También incluirá comunicaciones TCP / IP.
- Cantidad y tipo de Piranómetros: al menos 1 horizontal y 1 en el plano de los módulos.
- Piranómetros de acuerdo con la norma ISO 9060.
- Resolución de Piranómetro: <1 W/m².
- Rango GHI de Piranómetro: 0 - 4000 W/m².
- Cantidad de células de referencia calibradas: al menos 1 por cada plano

de módulos.

- 1 sensor de temperatura ambiente.
- 2 sensores de temperatura de célula (PT100 o similar).
- Barómetro requerido.
- 1 medidor de suciedad de módulos.
- Veleta y anemómetro requeridos.
- Pluviómetro requerido.
- Rango del sensor de temperatura ambiente: $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ / $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Precisión de los sensores de temperatura: $\pm 0.5\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Rango de temperatura del sensor de los módulos: $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ / $+80\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Precisión del sensor de temperatura de los módulos: máx. $\pm 1\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Rango de medidas de la humedad: 0 - 100%.
- Precisión de la medición de la humedad: $\pm 2\%$.
- Rango de medición de la presión del aire: 300 - 1,200 hPa.
- Precisión de la medición de la presión del aire: $\pm 1,5\text{ hPa}$.
- Sistema de alimentación ininterrumpida (panel FV + baterías o UPS) que garantice una autonomía de 24 horas.
- También existirá conexión a la red de servicios auxiliares.
- Medición directa.
- Cumplimiento de la normativa local y nacional.
- Cumplimiento de la directiva EMC.
- La estación estará ubicada en las cercanías de alguno de los centros de transformación en la Planta Fotovoltaica, situándose lo más cerca posible del módulo en el que se mide la temperatura de célula.

12. CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA

El punto de interconexión del Proyecto será en la barra de 33 kV de la SET VICTORICA 33/13,2 kV, la cual se encuentra a 1,3km del sitio.



Figura 9.- Imagen satelital del predio, la SET VICTORICA y la traza de la línea de MT (línea azul)

El parque contará con una estación de maniobra a 33 kV en el predio del

proyecto, la cual estará conformada por campos completamente equipados: uno por cada circuito de entrada de generación del parque solar y un campo adicional para la salida de la línea de 33 kV en simple terna que conectará la nueva estación de maniobra a la SET VICTORICA. Todo el equipamiento que comprende la estación de maniobra estará ubicado en el edificio denominado, sala de despacho. Este estará equipado con Interruptor en vacío o SF6, seccionador de puesta a Tierra, transformadores de medición y protección y transformador de servicios auxiliares.

Se deberá instalar un transformador auxiliar que resulte suficiente para la alimentación de todos los servicios auxiliares del proyecto.

El diseño de la sala de despacho deberá estar en conformidad con los requerimientos del Organismo Encargado del Despacho (CMMESA), la APE, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), en su caso, y cualquier otra autoridad que pueda aplicar al caso. A su vez, se tendrán en cuenta las buenas prácticas de la industria y los estándares eléctricos internacionales.

La energía generada por el parque fotovoltaico será evacuada por una línea aérea de 33 kV que discurrirá desde la sala de despacho hasta la sala de celdas en la SET VICTORICA perteneciente a APE. La línea será de simple terna, en 33kV y tendrá una longitud aproximada de 1,5km.

La conexión a la barra de 33kV en la SET VICTORICA se hará por medio de una celda en MT ya instalada en la SET.

La potencia máxima a evacuar por la SET es la del transformador de 8MVA 33/13,2kV presente en la SET y vinculado a la barra de 33kV.

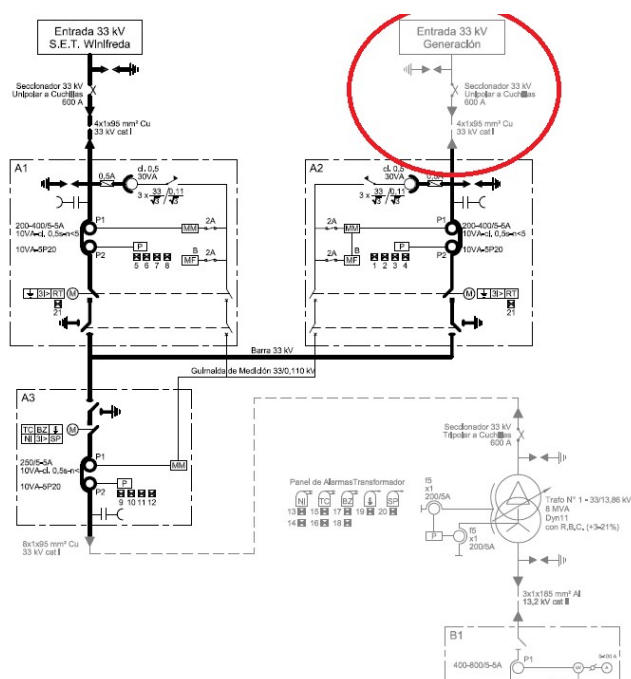


Figura 10.- Plano unifilar de la SET VICTORICA indicando el campo de conexión del parque solar.

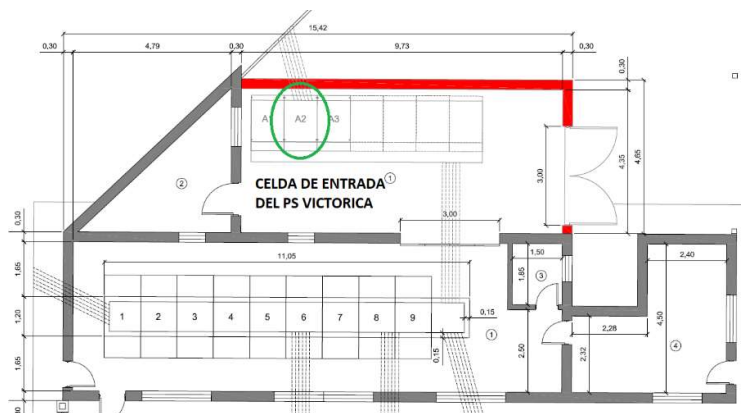


Figura 11.- Plano de planta de la sala de celdas de la SET VICTORICA.

Se adjuntan como Anexo los planos referidos a la SET VICTORICA

El parque solar contará con su propio sistema de medición comercial (SMEC) y de operación en tiempo real (SOTR) de acuerdo a las reglamentaciones de CAMMESA, los cuales deberán estar incluidos en la provisión. Los equipamientos de los sistemas mencionados se encontrarán ubicados en la sala de despacho y en la sala de control según corresponda.

La provisión, deberá incluir Ingeniería, provisión, transporte, obras civiles, montaje electromecánico, construcción comisionado y puesta en marcha de la sala de despacho, la línea de media tensión y la conexión a la celda existente en la SET VICTORICA. Estas tareas en particular deberán realizarse con la aprobación y coordinación del APE.

13. PLAN DE CALIDAD Y ENSAYOS

El Contratista debe supeditar su Plan de Calidad de Ensayos e Inspecciones en laboratorio y en planta a la aprobación del Comitente.

El Plan de Calidad debe incluir los procedimientos de control de calidad necesarios, planificados y documentados, con el fin de aprobar la adecuación de los materiales, estructuras, equipamiento y sistemas a los Códigos, Estándares, especificaciones, prácticas aplicables.

El Comitente tiene derecho a objetar el Plan de Calidad propuesto si éste no permite verificar la adecuación mencionada anteriormente. Puede además imponer la comprobación de algunas actividades.

En este caso, el Contratista notifica con al menos diez días de antelación la fecha de la inspección de los puntos del Plan a comprobar. Una notificación tardía supone un aplazamiento de la inspección.

Para estos puntos, el Contratista debe enviar un informe de la inspección durante las dos semanas siguientes a su ejecución.

Los posibles procedimientos de reparación para componentes importantes deben ser también aprobados por el Comitente.

El Contratista debe proveer de una documentación adecuada que incluya la descripción de los ensayos, procedimientos, requisitos de aceptación, cantidades a medir y comentarios al respecto. Esta documentación también debe ser aprobada por el Ingeniero (Owner's engineer/inspector) antes de la ejecución de los ensayos. Todos los resultados deben ser grabados y enviados al Ingeniero para su aprobación.

Además, el Contratista deberá de elaborar un plan de contingencias de seguridad y salud, protección contra accidentes y vertidos de residuos, así como atender a la Autoridad Ambiental correspondiente.

13.1. INSPECCIONES EN PLANTA

Por lo menos un mes antes de la recepción en fábrica, el Contratista deberá someter a la consideración del Comitente el detalle de las pruebas en fábrica que se efectuarán, con los respectivos procedimientos de prueba. El Comitente podrá solicitar pruebas adicionales para aclarar situaciones especiales.

Las pruebas de recepción en fábrica deberán estructurarse de la siguiente manera:

- Pruebas de rutina: Destinada a comprobar que los equipos han sido fabricados sin defectos aparentes, dentro de reglas estéticas aceptables y con dimensiones u otros atributos externos acordados.
- Pruebas tipo: Destinadas a verificar que los equipos han sido fabricados de acuerdo con las normas y las características técnicas garantizadas por el Contratista.
- Pruebas especiales: Destinadas a verificar que los equipos han sido fabricados de acuerdo con las características particulares exigidas en estas especificaciones.
- Pruebas, funcionales o de simulación: Destinadas a verificar, en la fábrica misma, que el sistema de control cumple con las funciones para las cuales fue diseñado.

El Comitente puede solicitar llevar una inspección en la fábrica antes del transporte del equipo. El Contratista debe incluir esta fase en su Plan de calidad.

13.2. INSPECCIONES Y ENSAYOS EN PLANTA

Estos ensayos debe llevarlos a cabo el Contratista en el sistema fotovoltaico en presencia del Comitente, quien podrá comprobar la adecuada instalación del sistema en el emplazamiento (ensayo de puesta en funcionamiento).

Consecuentemente, deben incluir inspecciones y verificaciones funcionales de todos los componentes y subsistemas, además de realizar ensayos en el sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica para asegurarse del correcto

funcionamiento de todos los procedimientos operacionales automáticos.

Deben llevarse a cabo ensayos en planta del sistema de transmisión y de la estación meteorológica y sistema de monitorización remota del sistema fotovoltaico.

Los ensayos que supongan interacción con la red eléctrica deben ser planificados, aprobados y llevados a cabo de acuerdo con el Comitente y el Contratista teniendo en cuenta los requerimientos de la compañía eléctrica.

Las comprobaciones y ensayos en planta serán determinadas por el Contratista y el Comitente.

13.3. PLAN DE ACEPTACIÓN CAP Y CAD

Con el fin de verificar la correcta ejecución de las obras, las buenas condiciones de la instalación y el funcionamiento satisfactorio de los equipos, las pruebas se llevarán a cabo en el commissioning y/o por el inspector de obra y deberán ser aceptadas por estos:

Pruebas para aceptación de Certificado de Aceptación Provisional (CAP)

Los tipos de ensayos que se realizarán durante la prueba de aceptación provisional se clasifican en dos tipos de pruebas:

- Pruebas de Funcionamiento
- Pruebas de Rendimiento de la Planta (PR)

Las Pruebas de Funcionamiento incluyen las diferentes pruebas funcionales y de seguridad que la planta deberá pasar con éxito a fin de garantizar el funcionamiento seguro y adecuado en el futuro. Estas pruebas se realizan principalmente antes de la puesta en marcha real de la planta, y en parte durante el periodo de prueba de rendimiento.

La prueba de rendimiento de la planta evalúa el desempeño operativo de la Planta Fotovoltaica. La prueba del PR inicial se realizará 15 días antes de la recepción provisional y a los 365 días de la recepción Provisoria de Planta el PR garantizado en la Oferta.

Una vez realizadas las pruebas de Recepción Provisional se establecerán un periodo de corrección de observaciones de 90 días para que el Contratista resuelva las observaciones de funcionamiento de la Planta Fotovoltaica.

En caso de que el rendimiento no cumpla con lo ofertado en la prueba de recepción provisional, el Contratista tendrá sesenta días para corregir este punto. Al cabo de este periodo, se iniciará nuevamente la prueba del PR inicial para verificar su valor al final del periodo de corrección de observaciones.

En caso de que el Contratista no cumpla con las características ofertadas de Funcionamiento de Planta y/o de Rendimiento, posterior a los noventa días, se aplicarán las multas al PR inicial, establecidas en el Pliego General de EPC.

A continuación se indican en qué consistirán las pruebas de funcionamiento

y rendimiento de la planta con el objeto de aceptar el CAP.

Pruebas estado de la planta

En primer lugar se realizará una comprobación del correcto estado de la Planta Fotovoltaica mediante una visita a todo el recinto y un análisis de todos los equipos e instalaciones. Se prestará especial atención a los siguientes puntos:

- Inspección estado obra civil
- Inspección del correcto estado y funcionamiento de equipos
- Comprobación estructura soporte seguidor

Pruebas de correcto estado del conductor

Se realizará un análisis del estado en que se encuentra el conductor, tanto de BT como de MT. Se prestará especial atención a los siguientes puntos:

- Inspección del estado de aislamiento del cableado de DC
- Megado de cables de BT.
- Megado cables MT, haciendo análisis del envejecimiento de los mismos y vida útil estimada.

Se realizarán una serie de pruebas encaminadas a comprobar el cumplimiento de las garantías aportadas por el contratista y las garantías de equipos. Para ello se realizará:

- Análisis degradación módulos fotovoltaicos
- Inspección módulos Fotovoltaicos
- Termografía módulos
- Prueba de PR garantizado durante los dos primeros años. Para su cálculo, como energía producida se tomará la medida por CAMMESA desde la firma del CAP. Para la evaluación de la energía teórica producida se tomarán los datos de la estación meteorológica instalada en la Planta Fotovoltaica y como potencia pico se tomará la potencia pico de Flash test.

Procedimientos

A continuación se listan cada uno de los Procedimientos a llevar a cabo:

Verificación de la documentación del Sistema

Revisión de toda la documentación y contenido de los trabajos, serán revisados de acuerdo al contrato entre el Comitente y el Contratista y IEC 62446 "Conexión a la red de sistemas fotovoltaicos - Requisitos mínimos para la documentación del sistema, las pruebas de puesta en servicio e inspección.

Instrumentos y procedimiento usados en la calibración de equipos.

Verificación de que los instrumentos mecánicos y eléctricos para el montaje y la prueba están adecuadamente calibrados. Será de aplicación en:

- La instalación fotovoltaica
- Todos los instrumentos de medida utilizados para las pruebas.

Verificación de la terminación de las obras

Comprobación que todos los trabajos previstos en el alcance de las obras han sido terminados para todo el proyecto y que el estado de los equipos y el sitio está listo para funcionar. Ámbito de aplicación: La instalación fotovoltaica completa.

Verificación de que las instalaciones se han entregado en condiciones de operación y sin residuos

Inspección visual de la totalidad de las instalaciones de la Planta Fotovoltaica, armarios inversores y otras áreas cerradas para verificar la ausencia de residuos de los trabajos realizados. Ámbito de aplicación: Toda la Planta Fotovoltaica.

Verificación de los equipos y materiales de instalación

La verificación de la correcta instalación de todos los equipos y materiales.

- Conexiones y empalmes: Deben ser de acuerdo con el código eléctrico vigente y no poner en peligro a los trabajadores.
- El cableado: Verificación que todo el cableado es resistente a la intemperie y que dure durante la vida útil de la Planta Fotovoltaica sin ningún mantenimiento o sustitución.
- Inversores: Verificación que el modelo y el número de serie de los inversores coinciden con los planos y especificaciones.
- Módulos fotovoltaicos: Verificación que el número de serie y el modelo y calificación coinciden con los planos y especificaciones.
- Verificación que todos los otros elementos como arrollamientos, transformadores, paneles, cajas de empalme, contadores, estación meteorológica, sistemas SCADA, sistemas de seguridad, etc. se instalan en la ubicación correcta y conectados correctamente según los planos As Built y las especificaciones técnicas.

Verificación de las obras y estructuras civiles

Verificación de los materiales y conexiones realizadas sobre las estructuras. Revisión de los drenajes, además de las obras civiles de acuerdo con el proyecto ejecutivo. Se revisarán el cableado de comunicación y de Corriente Continua con el fin de verificar el acabado adecuado. Revisión de las estructuras y anclaje serán según el contenido del proyecto ejecutivo, con énfasis en los criterios de durabilidad

Verificación de las fundaciones y del sistema de anclaje

Verificación de la ejecución correcta de las bases de fundación y el correcto montaje del sistema de seguimiento.

Verificación de zanjas y cableado

Verificación de la ubicación adecuada, la profundidad, y la instalación de todos los conductos subterráneos y el cableado.

Verificación de la instalación de soportes de cable y cableado

La verificación de la posición correcta, las dimensiones y la instalación de todos los soportes de cables y la instalación del cable.

Verificación de la infraestructura eléctrica

El propósito de esta prueba es verificar el estado de funcionamiento de la infraestructura eléctrica.

Las inspecciones visuales de los módulos

Verificación del buen estado de los módulos de acuerdo a los criterios de IEC 61215.

Verificación del montaje de los paneles y del sistema de seguimiento a un eje

Verificación de la instalación correcta de los paneles fotovoltaicos y del sistema de seguimiento de acuerdo a las especificaciones del fabricante.

Verificación de la polaridad del String

Verificación de la correcta instalación de los String.

Verificación de la tensión de circuito abierto en las cadenas

Verificación de la tensión en circuito abierto a nivel de String o cadena

Verificación de cadenas intensidad de cortocircuito

Verificación de la intensidad de cortocircuito a nivel de String.

Verificación de las conexiones eléctricas en cajas de conexiones de cadenas

Verificación de que todas las conexiones dentro de las cajas se han realizado correctamente.

Verificación del funcionamiento del equipo en sitio con imágenes termográficas

Verificación que no existen puntos calientes en los paneles fotovoltaicos o los componentes eléctricos que puedan afectar negativamente al rendimiento o la vida de los equipos.

Verificación de las tensiones y de las corrientes de cadenas

Se medirá y registrarán los valores de tensión de String y la corriente en cada caja de conexiones. En caso de que la planta esté monitorizada este procedimiento se realizará mediante el sistema SCADA.

Verificación de la conexión a tierra

Verificación de la resistencia a tierra de la instalación fotovoltaica.

Verificación de la fugas a tierra

Verificación del tiempo de disparo de los dispositivos de protección.

Verificación de la caída de tensión en DC.

Comprobación de la caída de tensión en las líneas de DC.

Verificación de la resistencia de aislamiento en baja tensión

Para evaluar la resistencia de aislamiento de los cables de baja tensión.

Verificación de la resistencia de aislamiento del cable de CA

Verificación de la resistencia de aislamiento del cableado de CA.

Medición del rendimiento del inversor.

Verificación de la eficiencia del inversor de acuerdo con las especificaciones del Pliego Técnico.

Verificación de la instalación de equipos de media tensión y su Verificación del correcto funcionamiento en operación

Verificación que el funcionamiento mecánico y eléctrico en Media Tensión funciona correctamente.

Prueba de la resistencia de aislamiento MT

El propósito de este procedimiento es para verificar el correcto aislamiento de los cables de modo que no hay derivaciones a tierra.

Verificación de las conexiones eléctricas del contador

La verificación de que todas las conexiones se han realizado correctamente.

Verificación de las conexiones eléctricas del transformador

Verificación del par de apriete de los conectores tanto en la zona de BT, como en la MT, además de la verificación del orden correcto de las fases.

Verificación de las conexiones de celdas de media tensión

Verificar la correcta conexión de los terminales en las celdas de media tensión, además de la verificación del orden correcto de las fases.

Verificación de la resistencia de tierra a través del neutro del transformador

Medición de la resistencia entre el neutro del transformador y tierra cuando sea posible.

Verificación del sistema de monitorización.

Verificación del sistema de monitorización se llevará a cabo de acuerdo con la norma IEC - 61724 " Directrices del rendimiento del sistema de monitorización de Sistemas Fotovoltaicos para el análisis de sus datos, y su análisis " estándar adaptados a la configuración de la planta y verificación de las características de disponibilidad del SCADA.

Verificación de la instalación de la estación meteorológica y su funcionamiento.

Verificación de la correcta instalación, buen funcionamiento, y cumplimiento de las características solicitadas en el Pliegos Técnico.

Verificación de la instalación del sistema de seguridad y su operación

El propósito de este procedimiento es verificar que las instalaciones y equipos de seguridad de la planta son operativos y funcionales.

Verificación que los equipos instalados en la intemperie cumplen las características acordes al pliego de condiciones y normativas vigentes.

Verificación de que las cajas de conexiones y otros recintos están bien aisladas de los efectos ambientales adversos.

Verificación de las medidas de seguridad

Verificación que todos los riesgos estén identificados y señalizados según las regulaciones aplicables. Además de verificar que la planta cumple con las normas de salud, seguridad y medio ambiente de acuerdo con las normas argentinas.

Verificación de la infraestructura del Sistema de Servicios Auxiliares.

Verificación que la instalación de los elementos de SSAA se ajusta al proyecto técnico.

Verificación de la potencia de la planta Fotovoltaica

Compruebe la potencia total instalada en la planta (Potencia Nominal conseguida) y compararla con la potencia nominal contratada. Se realiza en dos etapas diferentes:

- En origen, durante la fabricación de los módulos, la verificación de la exactitud de la potencia de salida de los módulos establecidos por el fabricante en su Informe de Flash Test.
- En el destino, la sumatoria de la potencia nominal de todos los módulos

instalados en la instalación fotovoltaica.

Verificación de garantía del PR

Verificación del Performance Ratio garantizado (PR)

Pruebas para aceptación de Certificado de Aceptación Definitiva (CAD)

La Prueba de Aceptación Definitiva se llevará a cabo después de la finalización del Período de Garantía de un (1) año.

Se considerará superada la prueba de aceptación final una vez que se cumplan las siguientes condiciones:

- No se identifican problemas importantes (mecánicos y/o electrotécnicos) durante la visita de inspección final.
- La lista de inspección sólo contiene problemas menores que deben ser resueltos con un plazo de tiempo definido.
- La planta ha superado con éxito la evaluación del rendimiento PR indicado en apartado “INDICE DE RENDIMIENTO (PR)”.
- Todas las cuestiones comerciales y reclamaciones relacionadas con el período de construcción o de garantía se han resuelto o aclarado.

Las siguientes pruebas mínimas se realizarán durante la Prueba de Aceptación Final.

- Cualquier prueba de las indicadas durante la aceptación del CAP.
- Verificación del rendimiento anual de la planta para garantizar los PR garantizados.
- Cualquier prueba para demostrar las garantías otorgadas por el Contratista.

14. PUESTA EN MARCHA

El Contratista será el responsable de facilitar todos los equipos necesarios, así como personal debidamente formado, necesario para poner en servicio la Planta Fotovoltaica, realizar los ensayos que sean necesarios y/o requeridos por el Comitente y pasar/aprobar todas las garantías de rendimiento.

15. GARANTIAS

15.1. INDICE DE RENDIMIENTO (PR)

GARANTÍA DE PR PARA CERTIFICADO DE ACEPTACIÓN PROVISIONAL (CAP)

El índice de rendimiento, PR por sus siglas en inglés (Performance Ratio) es esencial a la hora de conocer la eficiencia de la planta fotovoltaica.

Para ello, se tendrán en cuenta los parámetros característicos de los módulos FV, la temperatura, la irradiación y la orientación de los paneles. Sin embargo, se debe considerar también la disponibilidad de la planta.

Disponibilidad de la planta

$$Disp = \frac{Eproducida + ENPexcluida}{Eproducida + ENPexcluida + ENPplantaFV}$$

Donde,

Eproducida: es la energía producida (kWh) y entregada. En este caso, la energía producida se medirá en las celdas de MT en 33 kV de entrada en la subestación, SET Victorica.

ENPexcluida: es la energía (en kWh) no producida por los siguientes motivos:

- Causa de fuerza mayor, como se definirá en el contrato.
- Desconexión de red debida al operador de red, siempre y cuando la planta sea capaz de operar cumpliendo con el código de red.
- Parada de la planta solicitada por el dueño de la misma, siempre que la parada no esté causada por ineficacia del contratista al cumplir con sus obligaciones contractuales.

ENPPlantaFV: es la energía (kWh) no producida por la planta debida a indisponibilidades causadas por paradas parciales o totales de esta, excluyendo únicamente aquellas causadas por causas excluidas (ENPexcluida). ENPPlanta FV se mide a la entrada de CC de los inversores.

Para el cálculo de la Energía No Producida por causas excluidas, para cada período de tiempo (y), donde exista un evento excluido que implique energía no producida y Eteorica > Eproducida, la ENPexcluida se calcula del siguiente modo:

$$ENPexcluida = \sum_y (Eteorica(y) - Eproducida(y))$$

Donde,

Eteorica: es la energía (en kWh) que debería haberse producido durante el período y sin causas excluyentes, como se calcula más adelante.

Eproducida: es la energía (en kWh) que ha generado la planta y se ha entregado a la red durante el período (y)

Para el cálculo de la energía no producida debida al funcionamiento de la planta FV (ENPPlantaFV), el sistema debe detectar automáticamente cuándo hay

una indisponibilidad total o parcial durante cada uno de los intervalos de 10 minutos. Este parámetro es la suma (en kWh) de toda la energía no producida en cada entrada de CC y se calcula del siguiente modo:

$$ENP_{plantaFV} = \sum_j \left(\sum_n ENP_n(j) \right)$$

$$ENP_n(j) = E_{teorica,n}(j) - E_{producida,n}(j)$$

Donde,

n: es una entrada de CC afectada del inversor:

- Conectada a un inversor inoperativo o con indisponibilidad total.
- Conectada a un inversor con una potencia activa un 5% inferior a la potencia activa promedio del resto de inversores totalmente operativos.
- Trabajando un 10% por debajo de la media de las otras entradas de CC totalmente operativas del inversor.

$E_{teorica,n}(j)$: es la energía (en kWh) que podría haber sido producida por la entrada de CC afectada, n.

$E_{prod,n}(j)$: es la energía (en kWh) producida por la entrada de CC afectada, n.

En referencia al cálculo de la energía teórica ($E_{teorica,n}(j)$) (en kWh) que podría haberse producido, se utiliza la siguiente fórmula:

$$E_{teorica,n}(j) = PR_{ref}(j) \times \frac{G(j)}{G_{ref}} \times P_n$$

$$E_{teorica}(j) = PR_{ref}(j) \times \frac{G(j)}{G_{ref}} \times P_{plantaFV}$$

Donde,

PR_{ref} : es el PR de referencia del mes correspondiente.

$G(j)$: es la irradiación (en kWh/m²) registrada por los piranómetros en el plano de los módulos, durante el período j.

G_{ref} : irradiación de referencia (1000 W/m²)

P_n : potencia pico (en kWp) de una entrada de CC dada, n, calculada como la suma de la potencia pico nominal de cada módulo conectado a dicha entrada de CC.

PPlantaFV: potencia pico (en kWp) de la planta, calculada como la suma de la potencia de todos los módulos.

El factor de rendimiento de referencia será especificado por el Contratista para cada mes en la Oferta, según la tabla correspondiente a la presentación de Oferta.

Definiciones para cálculo de PR

En primer lugar, se habrá de obtener la temperatura de los módulos medida.

$$T_{med} = \frac{\sum_j (G_j \times T_{med,j})}{\sum_j G_j}$$

Donde,

j: intervalo de medida (10 min)

$$T_{med,j} = \frac{1}{n} \times \sum_n T_{med,n}$$

donde Tmed, n es la temperatura media del módulo (temperatura de célula) medida durante cada intervalo de medida n (1 segundo), calculada como la media de todos los sensores de temperatura colocados en la parte trasera del panel FV (en °C). En caso de que se registren valores anormales, estos no se considerarán para el cálculo del valor promedio. El valor de n es 600 (10 min, 60 seg/min).

Gj: es la irradiación promedio en el plano de los módulos, recibida por estos en cada intervalo j.

Otro parámetro necesario es la temperatura de módulo a partir del archivo de datos meteorológicos:

$$T_{mod} = \frac{\sum_i (G_i \times T_{mod,i})}{\sum_i G_i}$$

Donde,

i: es el intervalo mínimo de PVSyst (1 hora)

Tmod, i: es la temperatura horaria de módulo para cada hora del mes correspondiente

Gi: es la irradiación horaria en el plano de los módulos para cada hora del mes correspondiente

Descripción

El PR es definido como el factor de rendimiento (Performance Ratio) y considera, pero no se limita a, las siguientes pérdidas de energía asociadas a la instalación.

- Degradación de los módulos;
- Pérdidas angulares y espectrales;
- Pérdidas de irradiancia;
- Pérdidas debidas a sombreados;
- Pérdidas debidas a suciedad en los paneles FV;
- Pérdidas de acoplamiento;
- Pérdidas por temperatura;
- Pérdidas por la eficiencia de los inversores;
- Pérdidas por el seguimiento del punto de máxima potencia;
- Pérdidas en el cableado de CC hasta el inversor;
- Pérdidas en el cableado de CA;
- Pérdidas en transformadores de MT;
- Pérdidas en circuitos colectores de MT;
- Indisponibilidad;
- Autoconsumos auxiliares;
- Limitación de la potencia nominal.

El PR se medirá en las celdas de MT de entrada de la subestación de la SET Victorica de APE, situada en el interior de la misma.

Se considerarán todas las pérdidas asociadas hasta el punto de medida.

Requerimientos

Con la finalidad de obtener el PR de la Planta Fotovoltaica, se requiere lo siguiente:

- Un piranómetro en el plano de los módulos, instalados de modo que sigan la orientación de los paneles en todo momento.
- Para calcular la radiación incidente en el plano de los módulos, se utilizará el valor promedio de los piranómetros. Si alguno de ellos registra valores anormales, estos no serán considerados en el cálculo. Los piranómetros serán debidamente limpiados diariamente.
- Los piranómetros serán monitorizados por el sistema de monitorización de la planta cada 10 minutos. El período de muestreo será 1 segundo y la adquisición de datos para almacenamiento, cada 10 min.
- Los piranómetros deberán ser calibrados por el fabricante u otra entidad certificadora reconocida.
- 2 sensores de temperatura (PT100 o similar) serán instalados en la parte trasera de los módulos, para registrar la temperatura de las células. Los datos serán sincronizados y registrados con los datos de los piranómetros. Cada uno de los módulos seleccionados para la colocación de sensores de temperatura deberá estar cerca del correspondiente piranómetro. En caso de instalación con 2 o más filas en la estructura, el módulo elegido

para la monitorización será el que esté en la fila superior y más cercano al piranómetro.

- Para calcular la temperatura del módulo, se utilizará el promedio de los valores registrados por los 2 sensores. En caso de tener valores anormales, dichos valores no se tendrán en cuenta para el cálculo.
- Los sensores de temperatura serán monitorizados cada 10 min. El tiempo de muestreo será 1 seg y la adquisición de datos para almacenamiento, cada 10 min.
- Los sensores de temperatura serán calibrados por el fabricante u otra entidad certificadora reconocida.
- El registro de la producción de energía de la instalación debe ser llevado a cabo cada 10 minutos.
- La persona independiente encargada deberá ser informada y validar los valores de PR y tener acceso a toda la información relativa durante el proyecto.

El Contratista deberá notificar al Comitente y a los ingenieros de la Inspección cuándo la instalación está lista para los ensayos de comprobación de PR. En un plazo de 5 días deberán comenzar las pruebas.

La prueba de PR deberá durar al menos 10 días, teniendo en cuenta lo siguiente:

- Al menos 5 días con irradiancia medida en el plano de los módulos mayor de 600 W/m² durante 3 horas seguidas.
- Durante al menos 5 días, la irradiación total en el plano de los módulos deberá ser superior a 4,5 kWh/m². Como aclaración, estos días pueden ser los mismos que en la condición anterior, referente a los 600 W/m² durante 3 horas seguidas).
- En caso de que las condiciones mencionadas no se consigan antes de 10 días, las pruebas se extenderán hasta que cualquiera de los dos criterios se cumpla.
- La disponibilidad, tal como se ha definido previamente, deberá ser igual al 100%. En caso de ser inferior, el período de pruebas será prolongado.

El período de pruebas se llevará a cabo durante 240 horas consecutivas. En caso de que la instalación no tenga una disponibilidad completa, se prolongará el tiempo de prueba hasta que se disponga de 10 días de con el 100% de disponibilidad de Planta Fotovoltaica.

El test de PR deberá ser repetido si se han saltado más de 5 días (excepto aquellos días en los que la causa sean interrupciones del operador de red, limitaciones de la red o paradas solicitadas por el propietario de la planta).

Cálculo del PR

El índice de rendimiento será calculado mediante la siguiente ecuación:

$$PR_{med} = \frac{\sum_j (E_{med}, j)}{P_n \times (1 - \beta \times (T_{mod} - T_{med})) \times \sum_j \left(\frac{G_j}{G_{STC}} \right) \times t}$$

Siendo,

P_n : es la potencia pico nominal de la instalación.

β : es el coeficiente de dependencia de la potencia de los paneles FV con la temperatura

G_{STC} : es la irradiancia de referencia (1000 W/m²)

t : es la duración del intervalo de medida (10 min)

En caso de que la prueba de PR se realice en dos meses distintos, con n intervalos diezminutales en el primer mes (a) y m intervalos diezminutales en el segundo (b), con valores válidos, la fórmula del PR contendrá sumatorios independientes de G_j para los diezminutales de cada mes, multiplicados por su correspondiente término de corrección por temperatura:

$$PR_{med} = \frac{\sum_j (E_{med}, j) \times G_{STC}}{t \times P_n \times (1 - \beta \times (T_{mod, a} - T_{med, a})) \times \sum_{j,a} G_j + t \times P_n \times (1 - \beta \times (T_{mod, b} - T_{med, b})) \times \sum_{j,b} G_j}$$

Las pruebas de comprobación del PR de la planta se completarán cuando se cumpla:

- La transmisión de todas las señales requeridas.
- La instalación opera en concordancia con los parámetros del punto de trabajo en el punto de evacuación:
 - Potencia activa.
 - Potencia reactiva: límites de potencia reactiva inductivo y capacitivo, según las NT de aplicación.
- El test de PR ha durado los 10 días establecidos como mínimo.
- Durante el período de pruebas de PR, se podrá realizar una operación y mantenimiento normal de la instalación.

El Contratista compilará y entregará los correspondientes tests diarios protocolarios, incluyendo toda la información necesaria para evaluar los resultados, al Comitente y a los ingenieros de la Inspección sin demora.

El Comitente y los ingenieros de la Inspección certificarán que las pruebas de PR se han completado satisfactoriamente en un plazo de 10 días tras haber recibido, por parte del Contratista, el último test diario protocolario sobre el funcionamiento de la Planta Fotovoltaica.

El Contratista deberá repetir la prueba de PR, bajo su propio coste, si no se consigue el valor de PR garantizado.

En caso de dudas en el cálculo del PR, se hace referencia al siguiente documento:

<http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57991.pdf>

Comparación con la garantía

Para verificar el valor mensual de PR, se deberá cumplir:

$$PR_{med} \geq PR_{ref}$$

Donde,

PR_{ref}: es el valor mensual de PR (nombrado anteriormente) que el contratista establece como garantía, sin perjuicio de que el PR anual mínimo deberá ser igual o superior al 83% el primer año.

El Comitente debe tener acceso a todos los medidores de energía hasta el punto de evacuación durante toda la operación de la Planta Fotovoltaica.

En caso de que el ensayo de PR tenga lugar en dos meses consecutivos, con n diezminutales con valores válidos en el mes “a” y m diezminutales con valores válidos en el mes “b”, el PR_{ref} se calculará según lo siguiente:

$$PR_{ref} = \frac{n \times PR^a_{ref} + m \times PR^b_{ref}}{n + m}$$

GARANTÍA DE PR DURANTE EL PERÍODO DE GARANTÍA

Esta sección se refiere al método de cálculo durante todo el período de garantía. En este caso, los PR mensuales se calcularán del mismo modo que se calculaban para las pruebas de PR comentadas en el apartado anterior. Sin embargo, el PR anual se calculará con la siguiente fórmula:

$$PR_{med} = \frac{\sum_j (E_{med}, j)}{P_n \times \sum_j \left(\frac{G_j}{G_{STC}} \times t \right)}$$

Teniendo en cuenta que la E_{med, j} será ajustada para incluir la ENPexcluida comentada previamente.

Comparación con la garantía

Con la finalidad de verificar el cumplimiento del valor de PR garantizado, se deberá cumplir:

$$PR_{med} \geq PR_{garantizado}$$

Debiendo ser el PR garantizado durante el primer año tras la aceptación provisional (CAP) igual o superior al 83%. En cuanto al valor durante el segundo año, deberá ser propuesto e indicado por el Contratista.

15.2. GARANTIA GENERAL DEL PROYECTO

El Contratista garantizará que las instalaciones o cualquier parte de ellas no presentarán defectos en términos de diseño, ingeniería, materiales y ejecución de la Planta Fotovoltaica suministrada y los trabajos realizados.

El periodo de responsabilidad por defectos será de 2 años a partir de la fecha en la que se firme el Certificado de Aceptación Provisional de las instalaciones.

Al finalizar el periodo de garantía, el Comitente podrá contratar una inspección detallada de la instalación fotovoltaica por un reconocido experto independiente. El Contratista proporcionará todo el apoyo para estas inspecciones. En el caso de observaciones, el Contratista deberá subsanarlas en el plazo indicado por el Comitente.

15.3. GARANTIA SOBRE COMPONENTES

El Contratista ofrecerá las siguientes garantías de componentes principales:

- Módulos fotovoltaicos.
 - Mínimo de 10 años como garantía de producto.
 - Garantía de potencia pico superior al 90% los 10 primeros años y mínimo 80% en 25 años, calculándose los valores intermedios mediante interpolación lineal.
- Inversores.
 - Mínimo de 5 años como garantía de producto.
 - Posibilidad de extensión de garantía a partir de los 5 años.
- Componentes CC.
 - 5 años como garantía de producto
- Componentes CA.
 - 5 años como garantía de producto
- Transformadores y celdas MT.
 - 5 años como garantía de producto
- Estructuras de montaje
 - 15 años como garantía de producto
- Estación meteorológica
 - 2 años como garantía de producto
- Sistema de monitorización
 - 5 años como garantía de producto
- Edificios y cimentaciones
 - 10 años como garantía de producto

16. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El Contratista será responsable de la operación y el mantenimiento del proyecto durante el primer año de funcionamiento, que es el periodo de notificación de defectos. Después de ese período la O&M se llevará a cabo por un operador de la Planta Fotovoltaica, que será designado oportunamente por el Comitente.

Los dos años de servicio durante el Periodo de Notificación de Defectos deberá incluir la operación de la Planta Fotovoltaica de forma que se asegure la disponibilidad y el rendimiento de la instalación fotovoltaica garantizados por el Contratista. El Contratista proporcionará informes estandarizados que representen el rendimiento de cada inversor y de toda la instalación fotovoltaica, incluyendo estadísticas de alarmas, avisos, temperaturas, datos de producción y paradas relevantes.

16.1. MANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El Contratista deberá entregar al Comitente un exhaustivo Manual de Operación y Mantenimiento de la Planta (O&M), en conformidad con lo siguiente:

El Manual de O&M deberá incluir como mínimo:

- Instrucciones detalladas de operación que incluyan, el arranque normal de la planta, procedimientos de desconexión, procedimientos operativos de emergencia y precauciones recomendadas con el objeto de prevenir el deterioro de la Planta durante los periodos no operativos.
- Manual de instrucciones de los fabricantes, folletos y planos de instalación, mantenimiento, operación, montaje, desmantelamiento, reensamblaje y pruebas de todos los equipos, incluyendo información completa de los pedidos de repuestos y las reparaciones efectuadas.
- Nombre de todos los equipos, número de pedido de compra, nombre del fabricante y dirección, número del modelo, número del catálogo y listado de componentes, incluyendo asimismo las instrucciones de pedido de las piezas de repuesto.
- Planos "As-Built" de implantación y de disposición de equipos, datos de diseño y resultado de los ensayos de todos los equipos, incluyendo varias copias de los ajustes realizados, lecturas obtenidas y/o calibraciones de todos los equipos durante la puesta en marcha y en los ensayos de pruebas de rendimientos.
- Planos "As-Built" de esquemas eléctricos, incluyendo unifilares y esquemas de control y cableado de todos los equipos.
- Instrucciones y procedimientos para la resolución completa de problemas, y para la reparación de equipos/sistemas.
- Calendario de mantenimiento rutinario/preventivo.
- Listado de equipos, con las diferentes piezas identificadas por el fabricante original y el número de fabricación. Asimismo se incluirán los números de identificación de los equipos dados por el Contratista y el Comitente.

- Instrucciones de ensamblaje y desensamblaje de los equipos, incluyendo listado de herramientas necesarias, procedimientos, consumibles utilizados, ajustes y tolerancias requeridas.
- Instrucciones de carga y descarga y listado de herramientas especiales necesarias.
- Tolerancias de alineación, huecos, espacios libres y dimensiones.
- Hojas de datos de material de seguridad aplicables a los equipos y consumibles
- Documentación relativa a la protección contra incendios.
- Certificados de calibración, y ajustes finales de todos los instrumentos de la Planta Fotovoltaica.
- Esquemas “As-Built” de disposición general y arquitectura del sistema de control instalado.
- Tablas y gráficos de resolución de problemas.

El Manual de O&M incluirá descripciones escritas de todos los Sistemas y Procesos de la Planta Fotovoltaica, de forma que provean al Comitente de la información necesaria para que la Planta Fotovoltaica se pueda operar de forma eficiente y segura. La descripción de cada uno de los Sistemas deberá incluir las siguientes secciones:

- Resumen general del Sistema, propósito y desempeño del mismo en relación con el global de la Planta.
- Descripción detallada del Sistema, de todos sus equipos y subsistemas auxiliares utilizados en el Sistema, su propósito y función. Esta sección deberá incluir el número, características físicas, información identificativa, información de diseño y rango tolerable de funcionamiento de cada componente del sistema.
- Requerimientos de diseño, que provean de información suficiente para que pueda ser utilizada para determinar si el sistema y subsistemas, están comportándose en términos de desempeño, conforme al diseño original.
- Sección que describa el Sistema Eléctrico de la Planta Fotovoltaica, que incluya descripciones de los sistemas de CC y CA, cableado, equipos, interruptores, ajuste de relés, disparos y cualquier otra información que se pudiera considerar crítica y necesaria para que la Planta Fotovoltaica se pueda operar y mantener de forma segura. Esta sección deberá incluir una descripción de la ubicación física de los interruptores de la Planta.
- Sección de Operaciones que describa los diferentes eventos a los que el personal de O&M se pueda enfrentar al operar la Planta Fotovoltaica, toda la información necesaria para el funcionamiento seguro, fiable y eficiente durante el arranque y desconexión así como la descripción de cualquier subsistema adyacente. La presente sección deberá incluir una descripción detallada de operación y acciones recomendadas ante sucesos infrecuentes, anormales o de emergencia. La sección incluirá asimismo, disparos, alarma, datos relativos a los rangos normales de operación, y los puntos del proceso que son necesarios para el monitoreo de forma que aseguren un funcionamiento seguro y fiable de la Planta Fotovoltaica.
- Sección de Monitorización y Control que describa la filosofía, propósito y función de cada subsistema y elemento del equipo contenido en el Sistema. Esta sección también deberá describir la instrumentación empleada en el Sistema, sus características operativas y su finalidad.

Describirá las diferentes alarmas, disparos y las medidas de precaución que se deben tomar en cuenta por el personal de O & M.

El Manual de O&M, junto con todos los documentos justificativos, planos, ilustraciones y hojas de datos, deberán referirse específicamente a la Planta Fotovoltaica. Instrucciones generales referidas a una gama de equipos serán del todo inaceptables. El manual de O&M deberá estar separado de forma lógica con fichas de identificación, incorporados en las cubiertas y siempre con un índice para facilitar su consulta. El Manual de O&M deberá incluir un listado de manuales de fabricantes, folletos y esquemas, respetando el orden de aparición en el Manual.

16.2. MANTENIMIENTO PREVENTIVO-MP-

El mantenimiento preventivo de la Planta Fotovoltaica será llevado a cabo por el Contratista (y armar el plan de MP). Incluirá todas las medidas necesarias que deberán ser llevadas a cabo por el operador, como se indique en los manuales de mantenimiento proporcionados por el Contratista conforme al contrato. El mantenimiento preventivo incluirá lo siguiente:

- Operación y mantenimiento de la planta fotovoltaica (incluyendo la planta de energía solar fotovoltaica completa, el cerco perimetral y el sistema de seguridad).
- Correcto cumplimiento de los servicios de operación acordados, conforme con las mejores prácticas de la industria.
- Limpieza de módulos solares.
- Limpieza de los piranómetros de referencia por lo menos una vez por semana, en periodos de no-producción (principio o fin del día).
- Inspecciones y pruebas periódicas de la instalación fotovoltaica y cada componente, e Informes sobre el estado de los módulos, cables, estructuras, inversores, transformadores, cercos, sistema de seguridad, sistema de monitorización, etc.
- Mantenimiento de la construcción civil de la planta fotovoltaica (como el control de la erosión, de la vegetación o de movimientos de tierra, si hubiera).
- Garantía del rendimiento de la planta y operación de la Planta Fotovoltaica en consecuencia, para cumplir con el nivel garantizado.
- Mantenimiento y operación de la planta en el respeto a las leyes y reglamentos de seguridad, también con respecto a la seguridad de los trabajadores y el desempeño los servicios.
- Informes periódicos sobre el estado de la planta, los trabajos de mantenimiento y la evaluación del rendimiento de la planta, de acuerdo con el calendario de presentación de informes se define en el Plan de O&M.
- Suministro de todos los instrumentos, equipos y otros que sean necesarias para la ejecución de la operación y mantenimiento del proyecto.

16.3. MANTENIMIENTO CORRECTIVO-MC-

El mantenimiento correctivo será llevado a cabo por el Contratista (y presentar el Plan de MC). Incluye la vigilancia y reparación de averías y fallos de los

componentes de la Planta Fotovoltaica causado por desgaste y/o rotura en condiciones normales de operación para asegurar que la Planta Fotovoltaica funcione con normalidad durante todo el período de operación:

- El Contratista O&M deberá responder en el menor tiempo posible a cualquier alarma generada en la planta fotovoltaica y tomar las acciones necesarias (reparación o sustitución) y presentará un informe al Comitente.
- El Contratista O&M deberá reparar cualquier defecto o reemplazar cualquier artículo, equipo o componentes.
- El Contratista O&M deberá garantizar la disponibilidad en todo momento de repuestos mínimos en el lugar (véase “Repuestos”).

Limpieza de los Módulos

Dadas las condiciones climáticas del sitio, se debe prestar especial atención al método de limpieza de los módulos. La limpieza será llevada a cabo por el Contratista (periodo de garantía).

La metodología de limpieza debe ser optimizada para el sitio específico, incluyendo cantidad esperada de polvo y la disponibilidad de agua para la limpieza. El Contratista deberá demostrar mediante cálculos detallados que su metodología de limpieza está optimizada para LCOE del O&M más bajo teniendo en cuenta las condiciones marco, como la disponibilidad de agua.

Con el fin de evaluar la necesidad de limpieza de los módulos, se instalará un dispositivo que permita medir el nivel de suciedad de los módulos.

Las metodologías de limpieza deben ser específicamente autorizadas por el fabricante de los módulos y aprobadas por el Comitente.

16.4. REPUESTOS

Se suministrará junto con cada oferta un listado de repuestos recomendados para la Planta Fotovoltaica, conforme el Pliego General, para período de garantía y establecidos por los fabricantes.

El Comitente se reservará el derecho de comprar los repuestos directamente o autorizar al Contratista a que los compre él. Todos los repuestos pertenecerán al Comitente.

Todos los repuestos deberán estar numerados utilizando el criterio que previamente haya definido el Comitente. El Contratista debe asegurarse que todos los repuestos dispongan de código de barras, se escaneen y se incorporen debidamente al inventario cuando se reciban. Cualquier repuesto utilizado por el Contratista durante el desarrollo de la obra, deberá escasearse al extraerse del inventario y reemplazarse a expensas del Contratista durante los 30 días siguientes, o un periodo mayor si previamente se acordara con el Comitente. Los repuestos deberán almacenarse por el Comitente o el Contratista, según determine el Comitente.

16.5. FORMACION DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El Contratista deberá transferir conocimientos en materia de operación y mantenimiento al Operador de la Planta Fotovoltaica (y al Contratista O&M) a través de la capacitación y formación en el trabajo, con el objetivo de permitirle el mantenimiento independiente después de la finalización del Período de garantía.

El Contratista deberá encargarse de formar debidamente al personal encargado de la operación y el mantenimiento de la Planta Fotovoltaica. Dicha formación deberá contemplar lo siguiente:

- Las aulas de formación se realizarán en fechas próximas a la puesta en marcha, y a los tests de operación de la Planta y deberán contemplar/tratar todos los sistemas de la Planta Fotovoltaica, sus equipos y operativa.
- Trabajo práctico de formación, incluyendo pruebas de campo y participación en actividades de puesta en marcha que deberán ser diseñadas como complemento de la formación en la propia aula.

La formación deberá incluir como mínimo, y sin menoscabo de ser ampliado, lo siguiente:

- Teoría
 - Planta, sistema y equipos. Función y propósito.
- Operaciones
 - Sistemas de protección, incluyendo todos los sistemas necesarios para la seguridad del personal y de los equipos.
 - Procedimientos de operación.
 - Arranque de la Planta/Desconexión de la Planta.
 - Operaciones parciales y completas.
 - Sistemas de control y monitorización.
 - Sistemas de seguridad.
- Mantenimiento
 - Mantenimiento Preventivo y Predictivo.
 - Mantenimiento Correctivo.
 - Solución de problemas.
- Cualquier otra formación relativa a la Operación y Mantenimiento de la Planta, considerada necesaria por el Comitente.

El Contratista será el único responsable del desarrollo y de la impartición de la formación requerida y de facilitar materiales para la misma.

Durante la formación estará presente en todo momento personal del Contratista especialmente cualificado y asignado para dicha tarea. Asimismo, los fabricantes de los equipos principales deberán impartir una formación específica de sus equipos. El manual de O&M, con toda la información “As-Built” inmediatamente disponible, se utilizará como guion base para la formación.

El Contratista deberá asegurarse de que la formación se cumpla en plazos, de forma que minimice las molestias causadas al personal del Comitente y a las actividades propias de la puesta en marcha. El Contratista llevará a cabo el

seguimiento del programa de formación del sistema de monitorización y control, durante la programación del mismo. La duración de la formación impartida por el Contratista se deberá basar en el tiempo requerido para que se aborden exhaustivamente todos los temas necesarios para una correcta operación y mantenimiento de la Planta Fotovoltaica.

17. ANEXO I

- 17.1. Ubicación del predio y la SET Victorica (archivo KMZ).**
- 17.2. Esquema unifilar SET Victorica**
- 17.3. Plano de planta de edificio en SET Victorica.**
- 17.4. Plano de ubicación general de la SET Victorica.**

MEMORIA DESCRIPTIVA

18. OBJETO

El objetivo de esta memoria es la de conceptualizar el proyecto del parque solar fotovoltaico para evaluarlo técnica y económicamente.

Se realizará la descripción técnica del proyecto, indicando: ubicación, implantación de los equipos, tipo de proyecto, configuración y especificación de los equipos principales, obras y sistemas principales que hacen a la comprensión completa del proyecto.

La información y documentación resultante de esta memoria servirá como base para el análisis técnico de las obras y la búsqueda de proveedores. También servirá como base para el pedido de cotizaciones, el armado del presupuesto y su evaluación financiera.

Por último, después del análisis mencionado se evaluará la factibilidad del proyecto para el lanzamiento de la licitación para su posterior construcción y puesta marcha.

19. DESCRIPCION GENERAL DEL PROYECTO

El proyecto comprende la ejecución de un parque solar fotovoltaico que producirá energía eléctrica a partir de la energía entregada por el sol. La energía generada será evacuada al SADI (Sistema Argentino de Interconexión) y su comercialización se realizará mediante la celebración de Contratos de Abastecimiento en el Mercado Eléctrico Mayorista.

El proyecto, denominado Parque Solar Fotovoltaico Victorica, de ahora en más PS Victorica, tendrá una potencia máxima de 6,5MW a factor de potencia 0,9.

El PS Victorica ha sido diseñado para una potencia de 7,3MVA a 30°C y una potencia pico de 7,854MWp. Este se instalará sobre suelo y estará constituido por paneles fotovoltaicos bifaciales, inversores de cadena, estructura de seguimiento con orientación Norte-Sur y seguimiento Este-Oeste, y su línea de interconexión y

transmisión a la estación de maniobra Victorica.

El PS VICTORICA se ubicará en la Provincia de La Pampa, Departamento de Loventué, Municipio de Victorica, a unos 155 km hacia el suroeste de la ciudad de Santa Rosa.

El mismo, prevé entregar su energía a través de una línea en 33 kV, simple terna, que discurre desde el PS Victorica hasta la Estación de Maniobra Victorica. La traza de la línea será de aproximadamente 2km.

En base al recurso solar estudiado se estima que el Municipio de Victorica recibe una energía solar diaria promedio de 4,8 kWh/m², lo que arroja un acumulado anual promedio de 1.740 kWh/m².

20. UBICACIÓN DEL PROYECTO

El PS VICTORICA se ubica en la Provincia de La Pampa, Departamento de Loventué, Municipio de Victorica, a unos 155 km hacia el suroeste de la ciudad de Santa Rosa. Las rutas provinciales que atraviesan el municipio son las rutas 102 y 105.

El terreno donde se emplazará el proyecto está localizado hacia el sur y en las cercanías del casco urbano del municipio. El terreno linda con el Viviero Provincial y se encuentra a aproximadamente 2 km de la Estación de Maniobra Victorica. El terreno tiene una altitud alrededor de 315 msnm.

Al encontrarse el terreno en las cercanías del casco urbano, este posee cómodas vías de acceso. Los caminos rurales que lindan con el terreno se encuentran directamente conectados con las rutas provinciales 10, 102 y 105.

La vía de acceso considerada para el ingreso al predio se encuentra en el lado norte sobre el camino rural.

Las siguientes figuras muestran la localización geográfica de la Planta Fotovoltaica dentro de Argentina y la zona del Proyecto.

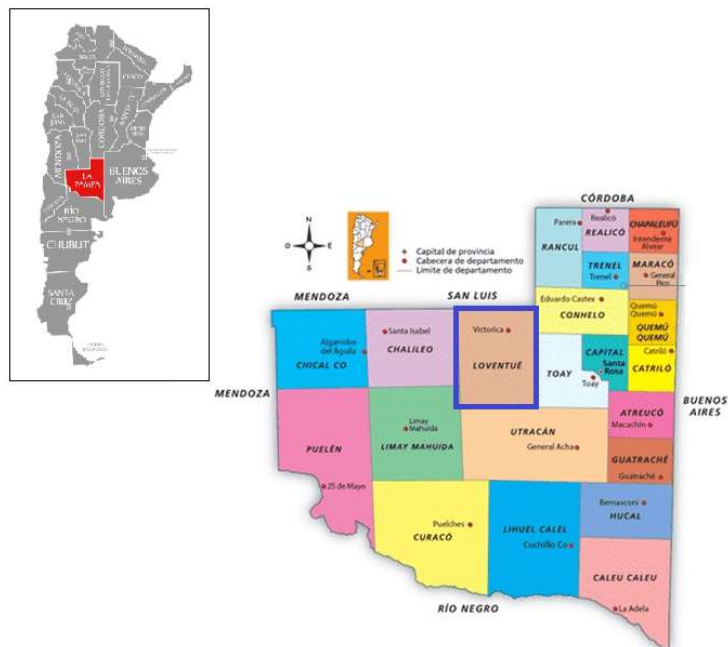


Figura 12.- Provincia de La Pampa, Departamento de Loventué y Municipio de Victorica.



Figura 13.- Imagen satelital del Municipio de Victorica, con demarcación del terreno del proyecto

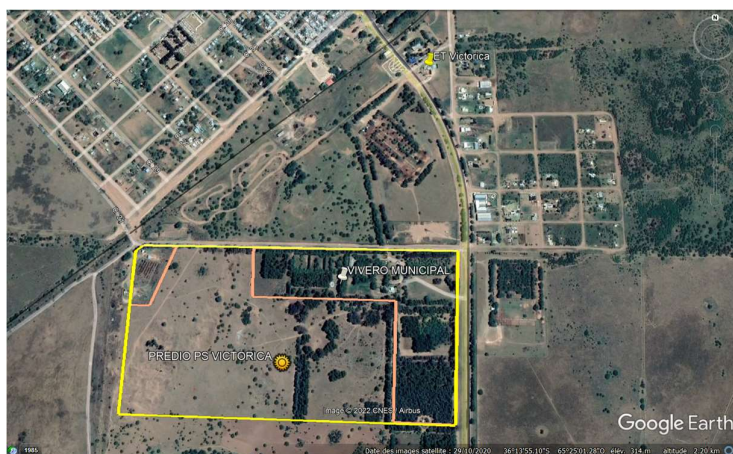


Figura 14.- Imagen satelital de la delimitación interna del terreno del proyecto

Para facilitar su ubicación, se proporcionan las siguientes coordenadas que referencian un punto interno perteneciente al polígono del proyecto y a la ubicación de la sub estación de transformación, SET VICTORICA. Se adjunta en el anexo el archivo KMZ del software Google Earth para una mayor precisión dónde se ubica el polígono del área a afectar al Proyecto, la ubicación de la SET y la línea de media tensión a ser construida para su interconexión.

Coordenadas Geográficas del Predio			
UTM Estándar (WGS84) zona: 20 S		Grados decimales	
X(m)	Y(m)	Latitud (grados)	Longitud (grados)
281512,76 E	5987450,27 S	-36.233152°	-65.431154°

Figura 15.- Coordenadas del proyecto.

Coordenadas Geográficas de la SET Victorica			
UTM Estándar (WGS84) zona: 20 S		Grados decimales	
X(m)	Y(m)	Latitud (grados)	Longitud (grados)
281922.03 E	5988389.92 S	-36.224781°	-65.426342°

Figura 16.- Coordenadas de la SET Victorica.

21. PUNTO DE INTERCONEXION

El punto de interconexión del Proyecto será en la barra de 33 kV de la SET VICTORICA 33/13,2 kV, la cual se encuentra a 1,3km del sitio.

La energía generada por el parque fotovoltaico será evacuada por una línea aérea de 33 kV que discurrirá desde la Sala de Despacho hasta la Sala de Celdas en la SET VICTORICA perteneciente a APE. La línea será de simple terna, en 33kV y tendrá una longitud aproximada de 1,5km.

La conexión a la barra de 33kV en la SET VICTORICA se hará por medio de una celda en MT ya instalada en la SET.

La potencia máxima a evacuar por la SET es la del transformador de 8MVA 33/13,2kV presente en la SET y vinculado a la barra de 33kV.

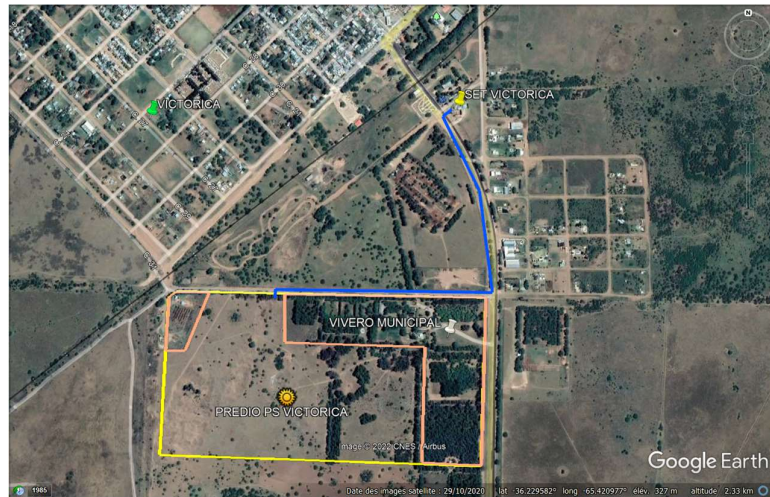


Figura 17.- Imagen satelital del predio, la SET VICTORICA y la traza de la línea de MT (línea azul)

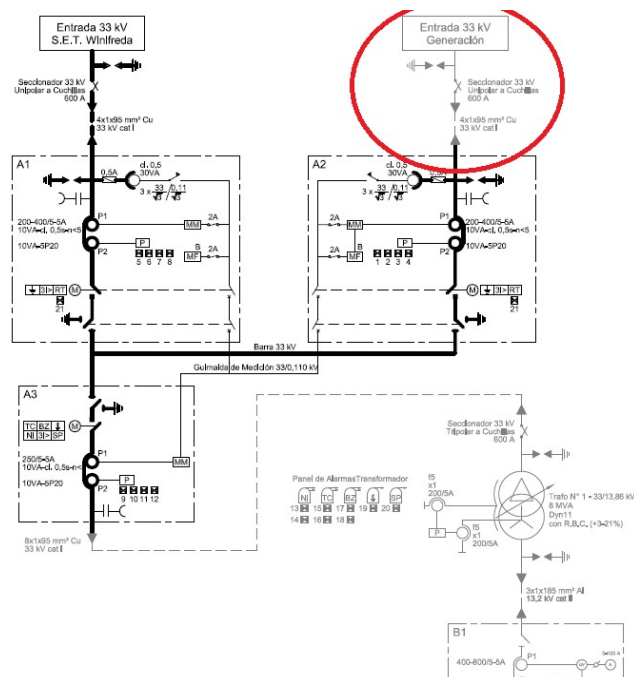


Figura 18.- Plano unifilar de la SET VICTORICA indicando el campo de conexión del parque solar.

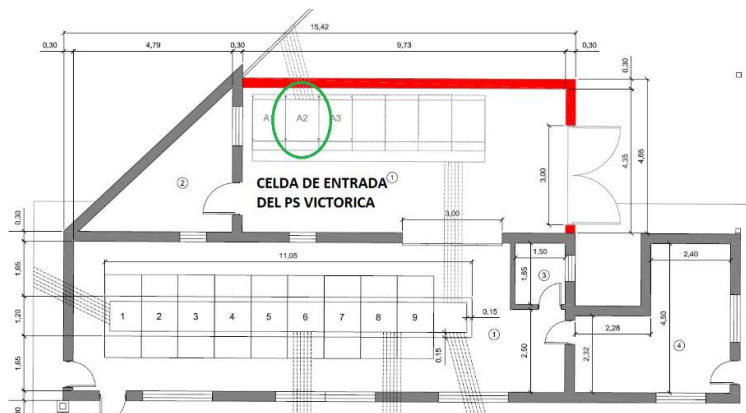


Figura 19.- Plano de planta de la sala de celdas de la SET VICTORICA.

Se adjuntan como Anexo los planos referidos a la SET VICTORICA.

El parque solar contará con su propio sistema de medición comercial (SMEC) y de operación en tiempo real (SOTR) de acuerdo a las reglamentaciones de CAMMESA, los cuales deberán estar incluidos en la provisión. Los equipamientos de los sistemas mencionados se encontrarán ubicados en la sala de despacho y en la sala de control según corresponda.

22. CONDICIONES AMBIENTALES

De modo que se puedan evaluar las condiciones meteorológicas del sitio, se muestran las series de datos meteorológicos correspondientes, como radiación solar, temperatura y velocidad de vientos.

IRRADIACION

Para el cálculo de producción de energía del parque solar se tomaron los valores de irradiación solar proporcionados por SSE NASA.

La base de datos Surface meteorology and Solar Energy (SSE), ha sido elaborada con el apoyo de la National Aeronautics and Space Administration (NASA). Esta base de datos ofrece estimaciones de radiación solar, así como de otros parámetros meteorológicos, los cuales se derivan de datos satelitales y registros medidos en estaciones terrestres. Cabe señalar que los registros satelitales han sido obtenidos por aproximadamente 200 satélites durante 22 años. Asimismo, los registros de radiación global diaria recogidos en estaciones meteorológicas han sido obtenidos por el World Radiation Data Centre (WRDC) en alrededor de 1.195 estaciones meteorológicas durante un periodo de 30 años. La resolución espacial del modelo es de $1^\circ \times 1^\circ$ (aproximadamente 100 km x 100 km) para los valores de irradiación. Para la ubicación de la Planta, SSE NASA ha estimado un valor de irradiación global horizontal de 1.833,5 kWh/m², a continuación se detallan los valores mensuales de irradiación, los valores de temperatura media y de velocidad de viento a 10 metros de altura.

	Global Horizontal (kWh/m2/día)	Temperatura media (°C)	Velocidad de viento (m/s)
Enero	7,91	25,30	3,73
Febrero	6,89	23,80	3,60
Marzo	5,39	21,20	3,63
Abril	3,86	16,90	3,48
Mayo	2,60	12,50	3,36
Junio	2,28	9,50	3,38
Julio	2,42	8,50	3,67
Agosto	3,32	12,00	3,97
Septiembre	4,61	16,40	4,08
Octubre	5,72	21,20	4,15
Noviembre	7,39	23,70	4,10
Diciembre	8,01	25,50	3,88
Promedio Anual	5,03	18,04	3,75
Máximo anual	8,01	25,50	4,15

Figura 20.- Valores de irradiación solar, temperatura y velocidad de viento proporcionados por SSE NASA.

TEMPERATURA

Para los datos de temperatura se ha consultado la estación meteorológica de Victorica del Servicio Meteorológico Nacional (SMN). En la figura 21 se muestran los datos de temperatura mínima y máxima mensual para un año típico en el emplazamiento analizado.

	Temperatura mínima (°C)	Temperatura máxima (°C)
Enero	4,00	45,00
Febrero	2,70	40,70
Marzo	-5,40	38,00
Abril	-4,80	34,60
Mayo	-9,30	32,00
Junio	-12,60	27,10
Julio	-12,60	28,00
Agosto	-9,70	33,30
Septiembre	-6,60	36,50
Octubre	-3,00	37,10
Noviembre	-1,80	40,00
Diciembre	0,20	42,80
Máximo anual	4,00	45,00
Mínimo anual	-12,60	27,10

Figura 21.- Valores de temperatura mínima y máxima proporcionados por SMN.

El diseño de los equipos y materiales se efectuó considerando las condiciones más desfavorables. Se consideraron las condiciones máximas y mínimas históricas a los fines de diseño.

Para todos los materiales y equipos se ha considerado que trabajarán en alturas de hasta 1.000 metros sobre el nivel del mar.

SISMICIDAD

El área donde se implantará el PS se encuentra en una zona de sismicidad o peligrosidad muy reducida a reducida (Zona Sísmica 0-1). Lo que debe interpretarse como que el peligro sísmico, o la probabilidad de que ocurra una determinada amplitud de movimiento del suelo en un intervalo de tiempo fijado, son bajos. Por lo cual no es necesario establecer condiciones especiales de prevención sísmica para la realización de construcciones.

23. PROYECTO

23.1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA

Las instalaciones contenidas en esta memoria 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, incluyendo Los Procedimientos de CAMMESA.

Tanto el diseño final del parque solar como la elección final de los equipos y la disposición final dentro del terreno, se determinará durante la etapa de ingeniería de detalle luego de finalizados los estudios de suelo, teniendo como parámetro base la potencia total a instalar.

El PS Victorica ha sido diseñado para una potencia estimada máxima de 6,5 MW a un factor de potencia de 0,9, utilizando tecnología de paneles fotovoltaicos de silicio cristalino bifaciales montados sobre una estructura de seguimiento a un eje con orientación Norte-Sur y seguimiento Este-Oeste, inversores de cadena para realizar la conversión de corriente continua a corriente alterna y un centro de transformación para elevar la tensión de los inversores de 0,8 kV a la tensión de transmisión de 33 kV.

El parque solar estará formado por 14.280 paneles solares con una potencia unitaria de 550Wp, de la marca UP-SOLAR modelo M10-UP-B550MH-T, los mismos captarán energía del sol y producirán energía eléctrica. Con la cantidad total de paneles el parque solar tendrá una potencia, en corriente continua, de 7.854 kWp.

Los paneles se agrupan conectándose en serie de 28 formando una cadena. Estos se montarán sobre una estructura de seguimiento denominada seguidor solar, cuya capacidad es de 84 paneles, llegando a abarcar 3 cadenas por fila de seguidor. De esta forma el parque solar contará con 170 filas de seguidores solares dispuestos en 2 filas de 50 seguidores cada una y una tercera fila de 60 seguidores solares. Los seguidores serán de la marca ANTAI, modelo TAI Simple.

El parque solar estará formado por 3 campos solares denominados campos solares A, B y C. La distribución de los campos y de los equipos en el parque solar se puede ver en el plano de implantación adjunto como anexo.

Cada seguidor solar será accionado por un mecanismo independiente. Este tipo de instalación modular permite que cada estructura sea colocada de forma independiente para provocar el menor impacto posible. Los seguidores solares son estructuras que permiten enfrentar al panel solar con la dirección en la que los rayos del sol penetran en la atmósfera terrestre. De esta manera la energía captada por los paneles es mayor, y se incrementa la producción energética para la misma

cantidad de paneles y superficie ocupada.

Las cadenas se conectarán en paralelo en los inversores de cadenas llegando a ocupar 15 de las 18 entradas. Los inversores elegidos son de la marca HUAWEI, modelo SUN2000-215KTL-H0. Cada entrada del inversor monitoriza la tensión y corriente de cada cadena, haciendo más fácil su identificación al momento de un malfuncionamiento durante la operación y por lo tanto haciendo más dinámico el servicio de mantenimiento. La tensión asignada de salida, en corriente alterna, en los inversores es de 800V trifásica.

Los 14.280 paneles se transforman en 510 cadenas que se conectan de a 15 en los 34 inversores de cadena. Estos luego acometen a los tableros de baja tensión en el Centro de Transformación (CT) y desde allí se conectan al transformador de tres arrollamientos que se encarga de elevar la tensión de 0,8 a 33kV.

El PS Victorica contará con tres (3) campos solares, Campo Solar A, B y C, que conectarán a un centro de transformación, denominado CT. El CT contará con un transformador de 6.800kVA (a 40°C), capaz de canalizar toda la energía proveniente de los inversores y que contará con el equipamiento de maniobra y protección para la operación en baja y media tensión.

El Centro de Transformación, ubicado en forma de minimizar las pérdidas en el cableado de baja y media tensión, se conectará a la Sala de Despacho. Dentro de esta, se ubicará una celda de línea de entrada y otra de salida, una de protección y una de medición, necesarias para la correcta evacuación de la energía a la línea de transmisión.

El parque solar contará con su propio sistema de medición comercial (SMEC) y sistema de operación en tiempo real (SOTR), de acuerdo a las reglamentaciones de CAMMESA.

El PS Victorica contará con tres edificios para la operación y mantenimiento del parque. Estos son: la Sala de Control, la Sala de Vigilancia y la Sala de Almacén. La ubicación de estos se puede ver en el plano de implantación adjunto.

Todo el equipamiento relacionado con el SMEC, el SOTR, el control de la planta y su comunicación se encontrará alojado en la Sala de Control.

El PS Victorica entregará energía al Sistema Argentino de Interconexión mediante una línea aérea simple terna en 33 kV de 2 km de longitud, la que vinculará el Parque con la ET Victorica.

La disposición del parque solar tiene en cuenta criterios de optimización de producción energética, higiene, seguridad y medio ambiente. Los paneles se montarán en filas con dirección norte - sur sobre estructuras de seguimiento solar de un eje. Para permitir las actividades necesarias durante las etapas de construcción, operación y mantenimiento, estas filas estarán separadas por pasillos de circulación.

La superficie del emplazamiento será de 18 hectáreas, repartidos en los siguientes elementos:

- Paneles fotovoltaicos y estructuras de seguimiento solar.
- Inversores y Centro de transformación.
- Sala de Control, Sala de Seguridad, Sala de Despacho, Sala de Depósito y estacionamiento.

A continuación se resumen las características principales del proyecto.

CONFIGURACIÓN DEL PARQUE SOLAR VICTORICA		
TOTAL		
Potencia nominal (FP=0,9 - 33°C)	6,58	MW
Potencia pico (STC)	7,85	MWp
Superficie estimada del proyecto	18	Has
PANEL SOLAR		
Marca	UP-SOLAR	
Modelo	M10-UP-B550MH-T	
Tipo	Bifacial	
Potencia	550	Wp
Paneles por cadena	28	
Potencia por cadena	15,4	kWp
Cantidad de paneles	14 280	
SEGUIDOR SOLAR		
Marca	ANTAI	
Modelo	TAISMPLE	
Tipo	Orientación N-S, Seguimiento E-O	
Paneles por seguidor	84	
Cantidad de seguidores	170	
INVERSOR		
Marca	HUAWEI	
Modelo	SUN2000-215KTL-H0	
Cantidad	34	
Potencia Aparente nom @33°C	215	kVA
Potencia Activa nom @33°C - FP 0,9	193,5	kW
DC/AC ratio @33°C	1,07	
CENTRO DE TRANSFORMACION		
Marca	HUAWEI	
Modelo	STS-6000K-H	
Cantidad	1	
Potencia Aparente nom @40°C	6 800	kVA

Figura 22.- Configuración resumida de equipos del proyecto.

23.2. TECNOLOGÍA SELECCIONADA

23.2.1. PANEL SOLAR

Para esta instalación están previstos tres campos solares formados por paneles solares fotovoltaicos cristalinos bifaciales de 550 Wp marca UP SOLAR, modelo M10-UP-B550MH-T.

Todos los módulos a emplear serán de tecnología de silicio cristalino. 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. En el caso particular del panel bifacial la lámina trasera es de vidrio, lo que permite el ingreso de la radiación solar que se refleja tanto en el suelo como en las estructuras cercanas.

La caja de conexión tendrá un grado de protección IP68 contra el ingreso de partículas sólidas, y/o agua. Los módulos cuentan con cables asimétricos en longitud, y 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), de flexibilidad, aislamiento, y 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.

En la figura 23, se detallan las cantidades y la distribución en el parque solar y las principales características técnicas de los módulos fotovoltaicos seleccionados para esta instalación se encuentran enumeradas a continuación.

● Fabricante	UP SOLAR
● Modelo	M10-UP-B550MH-T
● Tipo	Bifacial
● Potencia	550Wp
● Tolerancia de potencia	-0 / +3%
● N° de celdas en serie	144
● Eficiencia del panel	21,3%
● Máxima tensión	1.500V
● Corriente de punto máximo de potencia (Imp)	13,13 A
● Tensión de punto de máxima potencia (Vmp)	41,90 V
● Corriente de cortocircuito (Isc)	14,21 A
● Tensión de circuito abierto (Voc)	49,75 V

Garantía:

- 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 12 años.

PANEL SOLAR				
CAMPO SOLAR	A	B	C	TOTAL
Marca	UP SOLAR			
Modelo	M10-UP-B550MH-T			
Potencia pico (Wp)	550			
Cantidad	4620	4620	5040	14 280
Potencia pico x campo (kWp)	2 541	2 541	2 772	7 854

Figura 23.- Distribución de cantidades de paneles solares.

Se adjunta en el Anexo la especificación técnica del panel solar adoptado.

23.2.2. INVERSOR DE CADENA

El inversor de cadena a utilizar es el modelo SUN2000- 215KTL-H1 de la marca HUAWEI. En la figura 24, se detallan las cantidades y su distribución en el parque solar. Adicionalmente se describen las características más relevantes del equipo.

- Fabricante HUAWEI
- Modelo SUN2000-215KTL-H1
- Cantidad de entradas 18
- Cantidad de entradas MPPT 9
- Tensión de entrada DC máxima 1500V
- Corriente de entrada MPPT 30A
- Potencia Nominal 200kW
- Potencia AC máxima 215kW
- Tensión de salida AC 3x600V
- Frecuencia 50Hz
- Corriente AC máxima 155.2A
- Factor de potencia +0.8/-0.8
- Distorsión armónica <3%
- Temperatura de operación -25°C a 60°C
- Rendimiento máximo 99%
- Rendimiento europeo 98,6%

INVERSOR DE CADENA				
CAMPO SOLAR	A	B	C	TOTAL
Marca	HUAWEI			
Modelo	SUN2000- 215KTL-H0			
Entradas totales	18			
Potencia Aparente nom @33°C (kVA)	215			
Potencia Activa nom @33°C - FP=0,9 (kW)	193,5			
Potencia Aparente nom @45°C (kVA)	195			
Potencia Activa nom @45°C - FP=0,9 (kW)	175,5			
Cantidad	11	11	12	34

Figura 24.- Distribución de cantidades de inversores.

Se adjunta en el Anexo la especificación técnica del inversor de cadena adoptado.

23.2.3. SEGUIDOR SOLAR

El seguidor solar utilizado es de la marca ANTAI, modelo TAI Simple. A continuación se detallan las características más relevantes y, en la figura 25, las cantidades adoptadas y su distribución para el parque solar.

Las principales características son las siguientes:

- Sistema de seguimiento orientado en dirección Norte-Sur y seguimiento Este-Oeste.
- Ángulo de rotación: +60° / -60°
- Adaptabilidad mínima al terreno del 20% en dirección Norte-Sur.
- Temperaturas de operación entre -30°C y 60°C.
- Distancia entre filas (de inicio a inicio/pitch): 6 m.
- Altura del canto inferior de los módulos: 0,5 m.
- Material de la estructura de soporte: acero galvanizado.
- Garantía 10 años para la estructura y 5 años para el sistema de seguimiento.

SEGUIDOR SOLAR				
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	A	B	C	TOTAL
Marca	ANTAI			
Modelo	TAI			
Paneles x seguidor	84			
Cadenas x seguidor	3			
Cantidad	55	55	60	170

Figura 25.- Distribución de cantidades de seguidor solar.

Se adjunta en el Anexo la especificación técnica del seguidor solar adoptado.

23.2.4. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

El centro de transformación a utilizar es el modelo STS-6000K-H1 de la marca HUAWEI. El bloque de celdas en media tensión es de la marca Daqo, modelo DQS-36. Son celdas compactas de aislación integral en gas SF6.

El centro es de una potencia de transformación máxima de 6.800kVA a 40°C que se encargará de elevar la tensión de 0,8 a 33kV. El centro cuenta con una capacidad máxima de 34 inversores de cadena. Este se conecta por medio de las celdas de MT a la Sala de despacho por medio de una línea subterránea en media tensión.

El diagrama de conexión de los inversores con los centros de transformación y de estos con la sala de despacho se encuentra en el diagrama unifilar adjunto.

Se adjunta en el Anexo la especificación técnica del centro de transformación adoptado.

23.2.5. ESTACIÓN METEOROLÓGICA

Se prevé la instalación de 1 estación meteorológica en un todo de acuerdo con lo requerido en Los Procedimientos de CAMMESA.

Los datos de la estación meteorológica se transmitirán al SCADA donde se analizarán y visualizarán para que sirvan como datos de entrada para la monitorización y control de la planta. Todos los valores se almacenarán para tener un registro histórico de las variables meteorológicas y para el análisis del rendimiento de la planta solar.

La estación meteorológica se encargará de suministrar las siguientes variables meteorológicas:

- Temperatura ambiente
- Temperatura de panel
- Irradiación solar en el plano horizontal
- Irradiación solar en el plano de los paneles
- Velocidad de viento
- Dirección de viento
- Suciedad de paneles (soiling)
- Humedad ambiental
- Presión atmosférica
- Pluviómetro

23.3. SISTEMA DE MONITORIZACION Y CONTROL

El parque solar contará con un sistema SCADA para poder visualizar, monitorear y controlar, 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 de 1 minuto (condicionada a la velocidad de transmisión de la red que se pueda instalar en la localización elegida) y cumplirá con los siguientes estándares:

- IEC 60904: Medición de características tensión corriente fotovoltaica.
- IEC 61724: Monitoreo de performance de sistemas fotovoltaicos
- IEC 61829: Array fotovoltaicos de silicio
- ASTM E1036, E2527, WK22009

Parámetros a medir y parámetros a ser calculados

En la norma IEC 61724 denominada “Photovoltaic System Performance” se describen ciertos parámetros que deben poder medirse en un parque solar fotovoltaico y otros que deben ser calculados en función de los medidos.

A continuación, se detallan los parámetros a ser medidos en tiempo real por el sistema de monitorización:

<i>Meteorology</i>
In-plane irradiance (POA)
PV module temperature
Ambient air temperature
Wind speed
Wind direction
Soiling ratio
Rainfall
Humidity
<i>Electrical output</i>
Array voltaje (DC)
Array current (DC)
Array power (DC)
Output voltaje (AC)
Output current (AC)
Output power (AC)
Output energy
Output power factor

Figura 26.- lista de parámetros de medición en tiempo real.

A continuación, listamos los parámetros derivados a ser calculados y mostrados por el sistema de control de planta:

<i>Irradiation</i>
In-plane irradiation
<i>Electrical energy</i>
PV array output energy (DC)
Energy output from PV system (AC)
<i>Array power rating</i>
Array power rating (DC)
Array power rating (AC)
<i>Yields and yield losses</i>
PV array Energy yield
Final system yield
Reference yield
Array capture loss
Balance of system (BOS) loss
<i>Efficiencies</i>
Array efficiency
System efficiency
BOS efficiency
<i>Performance metrics</i>
Performance ratio

Figura 27.- lista de parámetros derivados de mediciones en tiempo real.

El sistema será capaz de generar informes con el estado de las cadenas de paneles, los inversores, las celdas, los transformadores y variaciones en los parámetros principales de potencia, intensidad y tensión. Además, 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, además deberá ser modular y que resulte de fácil integración para cualquier otro elemento (subestaciones, video vigilancia, etc.)

El sistema contará con energía de respaldo a través de una UPS de potencia capaz de garantizar la operatividad del sistema para un mínimo de 8 horas.

El sistema SCADA contará con un subsistema capaz de realizar el control de la planta. Este sistema de control contará con las siguientes funciones:

Control de potencia activa:

Consiste en un bucle cerrado de control retroalimentado con la medida del punto de interconexión. Si la rampa de control está desactivada, esta función calcula la máxima potencia activa que debe proporcionar la planta fotovoltaica y distribuye la máxima potencia activa a cada uno de los inversores activos. Si la función de rampa de control está activa, ver punto siguiente.

Control de rampa:

El propósito es que la planta fotovoltaica pueda aumentar o disminuir un valor

de potencia activa a otro valor de manera controlada y continua en el punto de interconexión. Esta función calcula el valor máximo de potencia activa que debe proporcionar la planta fotovoltaica de acuerdo a la rampa indicada y lo envía a los inversores. Esta función trabaja en las siguientes situaciones:

- Rampa debido a un cambio restringido
- Rampa debido a perturbaciones de irradiancia

Respuesta en frecuencia:

Este algoritmo proporciona un control de frecuencia en el punto de interconexión de acuerdo con el perfil elegido. En caso de desviación de la frecuencia respecto al punto de operación, el límite de potencia activa que debe proporcionar la planta fotovoltaica es calculado para la sobre-frecuencia. El sistema de control calculará la potencia activa que debe proporcionar la planta en caso de sub-frecuencia.

Control de voltaje:

Referencia de voltaje: Consiste en un bucle cerrado de control VRS (sistema de regulación de voltaje), equivalente a un regulador automático de tensión en generadores convencionales. El punto de operación del VRS debe ser también ajustable por el operador de la planta.

Curva característica: Consiste en una curva predefinida Q-V para que el sistema de control inyecte o absorba potencia reactiva debido a perturbaciones de la tensión de la red, de acuerdo a las ecuaciones que definen la curva predefinida.

Control de Potencia Reactiva:

Consiste en un bucle cerrado de control basado en controlador de acción proporcional e integral (PI). El sistema alcanzará la referencia de potencia reactiva dentro de los límites de capacidad de la planta

Factor de Potencia:

Consiste en un bucle cerrado de control basado en controlador de acción proporcional e integral (PI). El sistema alcanzará la referencia de factor de potencia dentro de los límites de capacidad de la planta

Encendido – Apagado:

Este control permite encender o apagar todos los equipos de manera segura y controlada.

23.4. SISTEMA DE SEGURIDAD Y VIGILANCIA

El parque contará con un sistema de seguridad electrónica para las instalaciones del centro de control y del predio.

Estará compuesto por los siguientes sistemas:

- Sistema de detección de intrusos
- Sistema de video vigilancia por CCTV

Los distintos sistemas reportarán al sistema de supervisión y control (SCADA) de la planta cualquier falla, estado y evento relevante.

Sistema de detección de intrusos: El sistema se usará para detectar intrusos en el edificio.

Consistirá en una central de alarma, detectores de intrusos PIR (Passive Infrared) más microondas doble tecnología para uso interior, sirenas de interior y exterior. El sistema cubrirá todas las ventanas, puertas y potenciales accesos al edificio.

Sistema de videovigilancia por CCTV: El sistema de CCTV (circuito cerrado de televisión) se usará para vigilancia del perímetro del predio y el edificio. El equipo NVR (Network Video Recorder) será configurado para almacenar las imágenes en función de la detección de movimiento. La distribución de las cámaras deberá ser aprobada previamente antes de la ejecución. Estará compuesto por:

- Equipo NVR.
- Cámaras IP con infrarrojo.
- Cámaras IP termográficas.

Sistema de protección contra incendio: El edificio de control contará con un sistema de detección de incendio que se usará para dar aviso local mediante sirenas con flash estroboscópico, distribuidas de manera que se pueda advertir desde cualquier lugar del edificio.

La obra se entregará con el certificado expedido por la Dirección Nacional de Bomberos de acuerdo a lo establecido en las reglamentaciones locales y nacionales. Además, se instalarán todas las medidas de prevención y protección contra incendio como ser extintores, iluminación y señalización de emergencia, detección, etc., en un todo de acuerdo con la normativa vigente.

23.5. SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES

Los SSAA comprenden, entre otros, la alimentación para los servicios generales, el sistema de iluminación, los sistemas de seguridad, los alimentadores de todas las cargas de fuerza motriz, y el sistema eléctrico de las edificaciones (luces, aire acondicionado, computadoras, equipos para la monitorización y control, protecciones, fuerza motriz, bombeos de agua, etc.).

Para los consumos que comprenden la sala de control, la sala de seguridad, la sala de despacho, la sala de depósito, la iluminación, el sistema de cámaras y otros, se contempla un sistema de servicios auxiliares de corriente alterna en 400/230 VAC, mediante un transformador cuya potencia mínima será de 40 kVA, alimentado desde la celda de transformador en 33 kV ubicada en la Sala de Despacho.

Para los consumos internos del centro de transformación se utiliza el transformador de servicios auxiliares propio de 5kVA. Este alimentará todos los servicios internos de edificio como: sistema de control, protecciones, iluminación, etc.

23.6. CABLEADO DE BAJA TENSIÓN

Para el tendido de cables de baja tensión de corriente continua que discurren desde los paneles solares al inversor, se utilizarán los soportes de la estructura como medio de anclaje para los cables; y ocasionalmente estos irán soterrados en cañeros para cruzar de una estructura a la otra. Se considerará para cada tipo de conductor, las indicaciones dadas por el fabricante con respecto al tipo de montaje.

El tendido de cables de baja tensión de corriente alterna que discurre desde los inversores hasta el centro de transformación, se realizará en forma soterrada utilizando cañeros donde sea necesario. Se considerará para cada tipo de conductor, las indicaciones dadas por el fabricante.

En caso de considerar necesario, se instalarán bandejas 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 20 % de reserva, los cables irán peinados y atados con bridas, para las curvas subidas y bajadas se utilizarán accesorios adecuados para cada forma. En los casos donde los cables queden expuestos a nivel del suelo se les proveerá una protección mecánica para evitar daños a la aislación.

El trazado de las canalizaciones será lo más rectilíneo posible para facilitar el tendido de los cables, en los tramos rectos se instalarán cámaras de tiro, como máximo cada 50 m.

23.7. CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN

Este cableado comprende el tendido de cables de MT desde el centro de transformación hasta la sala de despacho.

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 (uno para la red de MT, otro para comunicaciones y otro de reserva), que comunicaran los distintos TS con los inversores y con la sala de celdas.

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 de los tubos. 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.

23.8. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra será común para todo el parque y estará

conformado una red de conductores de tierra que conectarán todas las partes metálicas de las instalaciones y todas los equipos presentes en el parque. Esta red contará con cables de secciones adecuadas y estarán directamente enterrados. La red también contará con jabalinas repartidas por todo el predio y en caso de contar con perfiles hincados, estos se utilizarán también como jabalinas del sistema de puesta a tierra con el objetivo de garantizar un valor de resistencia a tierra bajo. Los valores de resistencia a tierra serán tales que, ante una falla a tierra del sistema eléctrico, no se generen valores de potencial eléctrico peligroso.

El sistema de puesta a tierra se puede identificar en dos partes.

Puesta a tierra de protección

La PAT de Protección estará formada por una red de electrodos de tierra que conectarán a todas las partes metálicas del PS generando la equipotencialización del mismo. Esta red de electrodos comprende la conexión todas las partes metálicas en la zona del generador solar como: la estructura metálica, los inversores y tableros eléctricos; de todas las partes metálicas de los edificios (sala de control, centro de transformación y estación de maniobra) y los tableros eléctricos asociados; y de todas las parte metálicas en la zona de transformadores, como cuba de transformador y cerco perimetral.

Puesta a tierra de servicio

La PAT de servicio estará formada por el electrodo de tierra conectado al centro de estrella del transformador de potencia ubicado en el PS. Este electrodo se conectará a la PAT de protección constituyendo un solo sistema de tierra.

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.

Una vez que se haya diseñado el sistema de puesta tierra de todo el parque solar, este será verificado por medio del software CYMGRD o similar, con el objetivo de verificar que ante una falla a tierra no se produzca la aparición de potenciales de paso o de contacto que puedan poner en peligro a los operadores del parque solar.

23.9. OBRA CIVIL

La Obra civil completa del PS, está constituida, principalmente, la cimentación de los seguidores solares, los edificios para la operación y mantenimiento, el centro de transformación, la Sala de Despacho y los caminos internos. Además, se ejecutarán obras secundarias como cerco perimetral, portón de acceso, iluminación y cámaras de seguridad. Para mayor referencia se adjunta el plano de implantación en el anexo.

Cimiento del seguidor solar

El tipo de cimentación escogido deberá ser acorde al tipo de suelo, de acuerdo a los ensayos de Pull-Out. De este estudio se determinará tanto si el tipo

de cimentación es directamente hincado o hincado con hormigón, como la profundidad de la cimentación.

En caso de cimentaciones de hormigón, el material de la placa de montaje deberá ser acero inoxidable o acero galvanizado en caliente.

El diseño de las cimentaciones deberá estar verificado por el fabricante del seguidor solar.

Edificios

Los edificios se ubicarán de forma tal de facilitar la operación y mantenimiento diaria del parque solar. Además se ubicará la sala de control para que pueda visualizarse en forma directa el sector del generador solar, donde se localicen los paneles y el centro de transformación.

Se realiza a continuación un detalle de los ambientes de cada edificio, considerándose mejoras y ampliaciones al momento de realizar la ingeniería de detalle. También se adjunta una imagen típica de la distribución de los edificios.

La obra de los edificios pueden ser en hormigón, tanto obra húmeda o prefabricados o en la forma de contenedores adaptados.

Sala de Control:

- Sala de reuniones
- Cocina
- Oficina para el personal de operación y mantenimiento
- Sala de monitoreo donde se alojarán todos los equipos para el sistema de control y monitorización del parque solar y para la transmisión de datos a CAMMESA.
- La superficie cubierta estimada para el mismo será de aproximadamente 30 m2.

Sala de Vigilancia

- Oficina para el personal de vigilancia
- Baños para personal y visitas
- La superficie cubierta estimada para el mismo será de aproximadamente 15 m2.

Sala de Almacén

- Vestuario para el personal de operación.
- Almacén para repuestos y herramientas.
- La superficie cubierta estimada para el mismo será de aproximadamente 30 m2.

Sala de despacho

La sala de despacho albergará el equipamiento necesario para la interconexión y comunicación entre los centros de transformación y la línea de

evacuación de energía además del transformador se servicios auxiliares para energizar los servicios del parque solar.

La superficie cubierta estimada para el mismo será de 25 m², distribuida en una sola planta.

Las celdas de media tensión dedicadas se instalarán en el interior de esta sala destinada a dicho fin, y deberá ser apta para trabajar dentro de los límites de temperatura, humedad y contaminación ambiental del lugar. En este sentido se desarrollará el cálculo de carga térmica factible dentro de dicha Sala y determinar el equipamiento de climatización necesario.

La celda de medición contará con los equipos de medición del sistema SMEC. La construcción de este recinto de medición deberá estar de acuerdo a la normativa específica.

Cerco Perimetral

Se contempla un cerramiento perimetral al parque solar, con alambrado tipo olímpico reforzado, con columnas de hormigón de 2,40 metros de alto y una longitud aproximada de 2.000 m.

A nivel del suelo y con una altura de 40 centímetros se realizará una viga de hormigón ubicada en el eje del cerco, y que vincule las columnas de H° A°. En la parte superior se colocará, sólidamente a cada una de ellas, el alambrado olímpico compuesto por 3 (tres) hilos de alambre de púas doble filo.

Portón de Acceso

Se contempla un portón de acceso al predio en el sector norte del mismo. Los portones serán construidos con una estructura de caños de acero inoxidable rectangulares y metal desplegado. Las dimensiones serán de 6 metros de ancho y 2,40 metros de alto. La entrada al predio deberá estar iluminada de forma tal de garantizar la correcta visualización del sistema de cámaras.

Caminos internos

Para la calle principal, los accesos: estos tramos de vías serán empleados por vehículos pesados y de mayor porte durante la construcción del parque y eventualmente durante su operación, pero con bajas repeticiones durante la vida útil del proyecto. Por tal motivo, se han planteado caminos consolidados, de 4,00 m de ancho.

Para la extensión de los accesos: estos tramos de vías serán utilizados únicamente por vehículos livianos tipo camionetas pick-up durante la operación del parque solar, en bajas repeticiones. Por tal motivo, se han planteado caminos ejecutados con terraplén compactado, de 4,00 m de ancho.

24. COMPUTO ESTIMADO DE EQUIPOS, MATERIALES Y OBRA CIVIL

A continuación se detalla el cómputo de equipos y un estimado de cables y obra civil a los fines de orientar la cotización.

Equipos

- 14.280 paneles solares
- 34 inversores de cadena
- 1 centro de transformación
- 170 seguidores solares
- 1 estación meteorológica
- 1 Sala de control
- 1 Sala de despacho
- 1 Sala de depósito
- 1 Sala de seguridad

Materiales

- Cable solar de 4 mm² : 60.000 metros
- Cable de baja tensión - Aislación XLPE - Formación 3x240mm²: 2.370 metros
- Cable de baja tensión - Aislación XLPE - Formación 3x185mm²: 960 metros
- Cable de baja tensión - Aislación XLPE - Formación 3x150mm²: 970 metros
- Cable de baja tensión - Aislación XLPE - Formación 3x120mm²: 1.360 metros
- Cable de media tensión – Tensión 33kV - Aislación XLPE - Formación 3x1x70/25mm²: 2.030 metros
- Cable desnudo Acero/cobre - Formación 1x70mm²: 1.800 metros

Obra Civil

- Área generador solar: 11 hectáreas
- Área del predio del parque solar: 17,5 hectáreas
- Cerco perimetral: 2.000 metros
- Camino consolidado: 1.950 metros
- Camino compactado: 700 metros
- Canalización BT : 1.200 metros
- Canalización MT : 350 metros

25. ENERGÍA GENERADA

Los valores de producción de energía mensual para el primer año y un generador solar de 7,584MWp de potencia son los que se muestran en la figura 28.

PS VICTORICA	
Energía Producida	
MES	MWh
Enero	2 096
Febrero	1 746
Marzo	1 487
Abril	1 078
Mayo	776
Junio	603
Julio	684
Agosto	946
Septiembre	1 316
Octubre	1 702
Noviembre	1 940
Diciembre	2 056
Anual	16 430

Figura 28.- Valores mensuales y anual de energía generada.

Para un mayor detalle sobre el origen de los valores referirse al informe de producción de energía.

26. MONTO TOTAL DE LA INVERSIÓN

El monto total de la inversión, en pesos asciende a USD 6.934.793.

27. DETALLES DE LA INVERSIÓN

Se detallan en la figura 29, los rubros que componen la inversión del presente proyecto:

DETALLE DE INVERSIONES - PS VICTORICA					
CONCEPTO	Cantidad	Unidad	Total USD	USD/Wp	Incidencia
ESTUDIOS PREVIOS			\$ 143 130,00	\$ 0,02	2%
SUMINISTRO IMPORTADO			\$ 3 404 435,00	\$ 0,43	49%
Paneles Fotovoltaicos	7 854 000	Wp			
Centros de Transformación - 6800kVA	1	unidad			
Inversores de cadena	34	unidad			
Estructura de seguimiento	170	fila			
Estación meteorológica	1	unidad			
Sistema de Monitorización	1	unidad			
SUMINISTRO NACIONAL			\$ 513 012,35	\$ 0,07	7%
OBRA ELÉCTRICA			\$ 956 029,27	\$ 0,12	14%
OBRA CIVIL			\$ 386 389,05	\$ 0,05	6%
TRANSPORTE, SEGUROS Y VIGILANCIA			\$ 735 517,74	\$ 0,09	11%
ADMINISTRACION DE OBRA			\$ 254 307,00	\$ 0,03	4%
VARIOS / IMPREVISTOS			\$ 350 000,00	\$ 0,04	5%
TASAS			\$ 191 972,61	\$ 0,02	3%
TOTAL		USD	6 934 793		100%
		USD/Wp	0,883		

Figura 29.- Detalle de inversión por rubros principales.

28. CRONOGRAMA DE OBRA

La duración total de la obra será de 10 meses a partir de la firma del contrato. En el anexo se adjunta un cronograma estimado de obra para contemplar las tareas a realizar y su interrelación.

ESTUDIO DE PRODUCCION

29. INTRODUCCIÓN

Le objeto del presente es el de realizar un análisis de producción energética de la instalación fotovoltaica denominada PS VISTORICA (en adelante, la “Planta” o el “Proyecto”), ubicada en la provincia de La Pampa, Argentina con una Potencia Nominal de 7,7MVA y una potencia máxima de 6,6 MW a factor de potencia 0,9.

30. UBICACIÓN DEL PROYECTO

El PS VICTORICA se ubica en la Provincia de La Pampa, Departamento de Loventué, Municipio de Victorica, a unos 155 km hacia el suroeste de la ciudad de Santa Rosa. Las rutas provinciales que atraviesan el municipio son las rutas 102 y 105.

El terreno donde se emplazará el proyecto está localizado hacia el sur y en las cercanías del casco urbano del municipio. El terreno linda con el vivero municipal y se encuentra a aproximadamente 2 km de la Estación de Maniobra Victorica. El terreno tiene una altitud alrededor de 315msnm.

Al encontrarse el terreno en las cercanías del casco urbano, este posee cómodas vías de acceso. Los caminos rurales que lindan con el terreno se encuentran directamente conectados con las rutas provinciales 10, 102 y 105.

Las siguientes figuras muestran la localización geográfica de la Planta Fovoltaica dentro de Argentina y la zona del Proyecto.

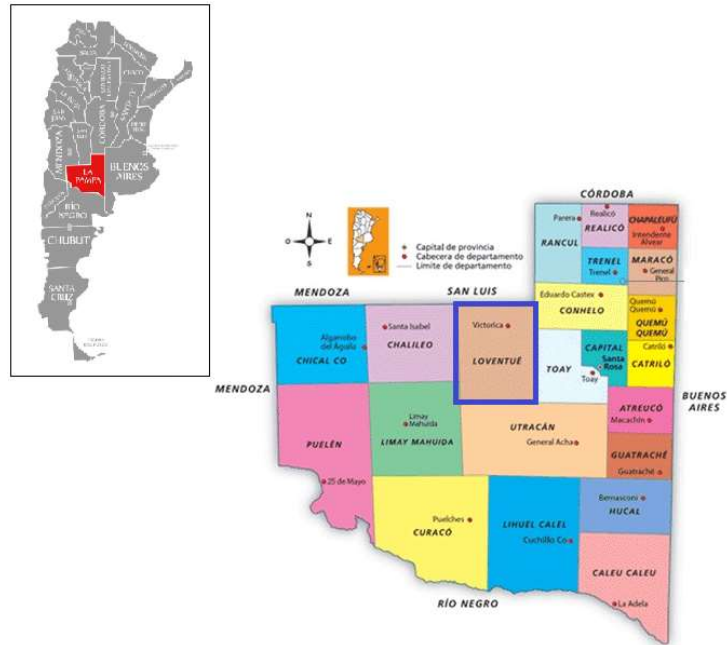


Figura 30.- Provincia de La Pampa, Departamento de Loventué y Municipio de Victorica.

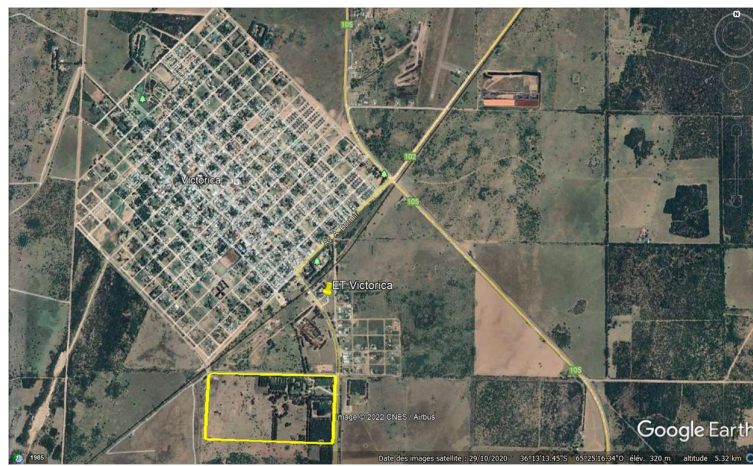


Figura 31.- Imagen satelital del Municipio de Victorica, con demarcación del terreno del proyecto

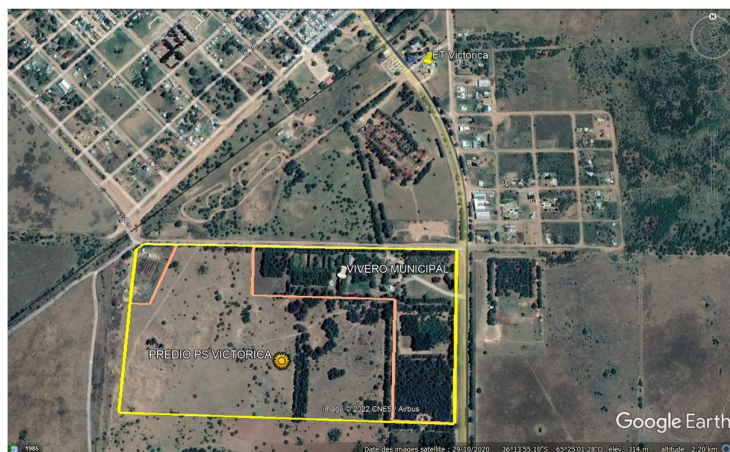


Figura 32.- Imagen satelital de la delimitación interna del terreno del proyecto

Se presentan, en las figuras 33 y 34, las siguientes coordenadas que referencian un punto interno perteneciente al polígono del proyecto y a la ubicación de la sub estación de transformación, SET VICTORICA.

Coordenadas Geográficas del Predio			
UTM Estándar (WGS84) zona: 20 S		Grados decimales	
X(m)	Y(m)	Latitud (grados)	Longitud (grados)
281512,76 E	5987450,27 S	-36.233152°	-65.431154°

Figura 33.- Coordenadas del proyecto.

Coordenadas Geográficas de la SER Victorica			
UTM Estándar (WGS84) zona: 20 S		Grados decimales	
X(m)	Y(m)	Latitud (grados)	Longitud (grados)
281922.03 E	5988389.92 S	-36.224781°	-65.426342°

Figura 34.- Coordenadas de la SET Victorica.

31. CONDICIONES AMBIENTALES

De modo que se puedan evaluar las condiciones meteorológicas del sitio, se muestran las series de datos meteorológicos correspondientes, como radiación solar, temperatura y velocidad de vientos.

Para el estudio de producción y las condiciones de diseño de los equipos se tomaron las condiciones más desfavorables; considerando máximas y mínimas históricas a los fines de diseño.

Todos los elementos serán diseñados para trabajar en alturas de hasta 1.000 metros sobre el nivel del mar.

Irradiación

Para el cálculo de producción de energía del parque solar se tomarán los valores de irradiación solar proporcionados por NASA SSE.

La base de datos Surface meteorology and Solar Energy (SSE), ha sido elaborada con el apoyo de la National Aeronautics and Space Administration (NASA). Esta base de datos ofrece estimaciones de radiación solar, así como de otros parámetros meteorológicos, los cuales se derivan de datos satelitales y registros medidos en estaciones terrestres. Cabe señalar que los registros satelitales han sido obtenidos por aproximadamente 200 satélites durante 22 años. Asimismo, los registros de radiación global diaria recogidos en estaciones meteorológicas han sido obtenidos por el World Radiation Data Centre (WRDC) en alrededor de 1195 estaciones meteorológicas durante un periodo de 30 años. La resolución espacial del modelo es de 1° x 1° (aproximadamente 100 km x 100 km) para los valores de irradiación.

Según la base de datos mencionada y la ubicación de la Planta, el valor de irradiación global horizontal promedio anual es de 1.812,7 kWh/m², a continuación se detallan los valores diarios y mensuales de irradiación, los valores de temperatura media y de velocidad de viento a 10 metros de altura en la figura 35.

VALORES PROVISTOS POR LA BASE DE DATOS DE NASA-SSE				
	Global Horizontal (kWh/m2/día)	Global Horizontal (kWh/m2/mes)	Temperatura media (°C)	Velocidad de viento (m/s)
Enero	7,76	240,60	24,80	3,73
Febrero	6,93	194,00	23,60	3,60
Marzo	5,21	161,50	20,90	3,63
Abril	3,76	112,80	15,70	3,48
Mayo	2,61	80,90	11,40	3,36
Junio	2,10	63,00	8,50	3,38
Julio	2,41	74,70	7,50	3,67
Agosto	3,32	102,90	10,10	3,97
Septiembre	4,59	137,70	13,30	4,08
Octubre	5,91	183,20	17,30	4,15
Noviembre	7,31	219,30	20,60	4,10
Diciembre	7,81	242,10	23,50	3,88
Promedio Anual	4,98	151,06	16,43	3,75
Máximo anual	7,81	242,10	24,80	4,15
Mínimo anual	2,10	63,00	7,50	3,36

Figura 35.- Valores de irradiación solar, temperatura y velocidad de viento proporcionados por SSE NASA.

Temperatura

Para los datos de temperatura se ha consultado la estación meteorológica de Victorica del Servicio Meteorológico Nacional (SMN). En la figura 36, se muestran los datos de temperatura mínima y máxima mensual para un año típico en el emplazamiento analizado.

VALORES PROVISTOS POR SMN		
	Temperatura mínima (°C)	Temperatura máxima (°C)
Enero	4,00	45,00
Febrero	2,70	40,70
Marzo	-5,40	38,00
Abril	-4,80	34,60
Mayo	-9,30	32,00
Junio	-12,60	27,10
Julio	-12,60	28,00
Agosto	-9,70	33,30
Septiembre	-6,60	36,50
Octubre	-3,00	37,10
Noviembre	-1,80	40,00
Diciembre	0,20	42,80
Máximo anual	4,00	45,00
Mínimo anual	-12,60	27,10

Figura 36.- Valores de temperatura mínima y máxima proporcionados por SMN.

Régimen climático

El sitio se encuentra en la provincia de La Pampa, en una zona donde el clima es semiárido con régimen hídrico.

Las precipitaciones promedio anuales son de 480 mm hacia el oeste y de casi 600 mm en el noreste. Siendo el verano la estación del año donde se registran las mayores precipitaciones.

En la zona de influencia no existen ríos. Sin embargo, existen varios humedales cuyo régimen de permanencia oscila entre permanentes a intermitentes. El aporte hídrico proviene de precipitaciones pluviales o directamente de afloramientos del nivel freático.

La temperatura media anual se sitúa alrededor de los 15,7 °C.

Topografía

El sitio seleccionado se encuentra en la Región Central de la Provincia de La Pampa ocupando la Subregión de acumulaciones arenosas combinadas con mesetas residuales. El paisaje está compuesto de médanos, planicies y cordones arenosos intercalados con mesetas residuales. Los suelos se formaron a partir de sedimentos arenosos y presentan diferenciación de horizontes.

El área de Proyecto posee una topografía relativamente regular, con pendientes bajas y adecuadas para la implantación de parques fotovoltaicos. Asimismo, la planificación de la implantación evade los cursos de agua, minimizando/eliminando los problemas hidrológicos durante la construcción y operación del mismo.

Vegetación

El sitio se ubica en la región fitogeográfica del Espinal y la vegetación está compuesta de pastizales sammófilos, matorrales halófilos, arbustales perennifolios

y bosques abiertos caducifolios. Las especies dominantes son el Caldén (*Prosopis caldenia*) y el Alpataco (*P. flexuosa*) con gramíneas. Acompañadas de un estrato arbustivo bajo de Piquillín (*Condalia microphylla*) y Llaollín (*Lycium gilliesianum*). Y un estrato gramíneo intermedio compuesto mayormente por las gramíneas *Stipa gynerioides* y *Stipa tenuissima*.

32. DISEÑO DEL PARQUE SOLAR– MODELIZACIÓN

La estimación de la producción energética del proyecto se ha realizado con el software de modelización PVsyst. Uno de los inputs principales, es la base de datos climatológica y de radiación que caracterizan el comportamiento del recurso a largo plazo en el sitio.

La misma se obtiene de fuentes confiables, aceptadas por la industria y con probado track record. Otras entradas incluyen elementos del diseño del proyecto, tales como especificaciones de rendimiento de los módulos fotovoltaicos e inversores.

Las especificaciones técnicas de los equipos se presentan en el ANEXO.

33. PERFORMANCE RATIO

Uno de los parámetros más importantes para la evaluación de la eficiencia de una planta fotovoltaica es el Performance Ratio (PR). El PR se define en forma porcentual, representando la relación entre la energía teórica (en condiciones ideales) y la energía que será producida en condiciones reales, teniendo en cuenta las pérdidas energéticas, las características de los equipos y materiales, la indisponibilidad de la planta y las incertidumbres provenientes de las mediciones, en especial de la base de datos meteorológicos.

Pérdidas

A continuación, se detallan las pérdidas consideradas en el cálculo del PR:

- **Pérdidas por sombreado:** se debe a distintas fuentes que puedan ocasionar sombreado sobre los módulos. En primer lugar, existen las pérdidas por sombras lejanas, ocasionada por la influencia de la orografía, elementos de la naturaleza o construcciones civiles que se encuentren a mediana o larga distancia del emplazamiento. Por otro lado, existen las sombras causadas por los propios módulos fotovoltaicos y/o otros componentes de la planta tales como estructuras, inversores, centros de transformación, cercos, etc. Los efectos del sombreado son variables entre las horas operativas del día. Además, es importante destacar que el sombreado se traduce en un sombreado “eléctrico” en los módulos de comportamiento no lineal.
- **Pérdidas angulares y espectrales:** se deben a la incidencia no perpendicular de la irradiación en la superficie del módulo, produciendo fenómenos de refracción y reflexión que disminuyen el rendimiento. Además, los dispositivos fotovoltaicos son espectralmente selectivos, lo

que significa que la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente, la cual varía según hora y estación (respuesta espectral).

- Pérdidas por polvo y suciedad: se debe a la suciedad sobre los módulos fotovoltaicos, la cual reduce la irradiación incidente. Estas pérdidas, dependen la granulometría del suelo, densidad y tipo de vegetación, condiciones meteorológicas, tipo de estructura e inclinación. Pueden mitigarse según la frecuencia de limpieza de los módulos.
- Pérdidas debidas al nivel de irradiación: se debe a la operación fuera de las condiciones estándar de medida (STC) 1000 W/m². El comportamiento de los módulos fotovoltaicos no es constante en todo el rango posible de irradiación. Específicamente los módulos de silicio obtienen peores resultados a niveles de baja irradiación, por debajo de 400 W/m², que a niveles superiores.
- Pérdidas por temperatura: se debe a la operación a temperaturas distintas a las STC (25°C). La corriente eléctrica es relativamente estable a altas temperaturas, pero el voltaje se reduce, resultando en una salida de potencia pico menor.
- Pérdidas por calidad/potencia de los módulos: se debe a la variabilidad propia del proceso industrial de fabricación de los módulos fotovoltaicos. La potencia nominal real de cada uno de ellos, difiere (generalmente según una distribución gaussiana) de la potencia de diseño especificada por el fabricante. Dependiendo las tolerancias impuestas por el fabricante la media de esta dispersión puede tomar valores nulos, positivos o negativos.
- Pérdidas por LID (Light Induced Degradation): se debe a la degradación inicial de los módulos en el momento que se exponen a la luz solar por primera vez. Se trata de un fenómeno producido por la recombinación del oxígeno difundido durante la producción de los módulos y el boro (elemento de dopaje), la cual produce una degradación de potencia.
- Pérdidas por mismatch: se deben a la conexión en serie de módulos con potencias levemente diferentes, en donde el módulo con menor corriente limita a toda la serie. Estas pérdidas se dan en la parte frontal y en menor medida en la parte trasera.
- Pérdidas eléctricas en el cableado de baja tensión de CC: se debe a las pérdidas óhmicas en dicho cableado, desde los módulos hasta los inversores.
- Pérdidas por eficiencia del inversor: se deben a la eficiencia de conversión CC/CA del inversor. Generalmente, a mayor carga, aumenta la eficiencia del mismo.
- Pérdidas por clipping del inversor: se deben a la limitación de potencia evacuada cuando la carga DC es mayor que la potencia nominal de los

inversores.

- Pérdidas auxiliares: se deben a los consumos eléctricos por parte de los sistemas auxiliares de la planta. Ejemplos de esto son el sistema de monitorización, sistema de seguridad, sistema de refrigeración de inversores, etc.
- Pérdidas eléctricas en el cableado de corriente alterna: se debe a las pérdidas óhmicas en los cables entre la salida de los inversores y el centro de maniobras.
- Pérdidas eléctricas por transformación BT/MT: se debe a las pérdidas de vacío y a las pérdidas en el cobre, que se producen al elevar la tensión desde baja a media tensión.
- Pérdidas eléctricas por línea de MT: se debe a las pérdidas en el conductor de la línea de interconexión entre el parque y el punto de interconexión en la estación transformadora.

Teniendo en cuenta las pérdidas anteriormente detalladas, en la figura 37, se detallan todos estos factores de pérdidas adoptados.

RESUMEN DE PÉRDIDAS PARA PS VICTORICA		
TIPO DE PÉRDIDA	VALOR	TIPO DE VALOR
Sombras cercanas	1,74%	CALCULADO
Angulares y espectrales	0,88%	CALCULADO
Polvo y Suciedad	1,50%	ESTIMADO
Reflejo del suelo en la parte frontal	-0,39%	CALCULADO
En panel por nivel de irradiancia	0,30%	CALCULADO
En panel por temperatura	5,67%	CALCULADO
Calidad de los módulos	-0,75%	ESTIMADO
LID	2,00%	ESTIMADO
Mismatch frontal	1,10%	ESTIMADO
Mismatch trasero	0,79%	ESTIMADO
ohmica en cableado CC	1,25%	CALCULADO
En inversor por eficiencia	1,54%	CALCULADO
En inversor por clipping	0,34%	CALCULADO
Auxiliares	2,00%	CALCULADO
Cableado CA	1,04%	ESTIMADO
Transformador de BT a MT	1,08%	ESTIMADO
Línea MT	0,33%	ESTIMADO
Indisponibilidad del sistema	1,00%	ESTIMADO

Figura 37.- Resumen de pérdidas de diseño de la planta.

Disponibilidad

Además, existen pérdidas asociadas a la indisponibilidad tanto interna como externa de la planta, las mismas se resumen la figura 38.

- Indisponibilidad de BoP: se debe a la imposibilidad de entregar energía a la red por problemas en la red interna del parque, abarcando transformadores, cableado interno y otros componentes eléctricos.
- Indisponibilidad de evacuación - subestación: se debe a la imposibilidad

de entregar energía a la red por mantenimiento o problemas técnicos en la subestación.

- Indisponibilidad de evacuación - red nacional: se debe a la imposibilidad de entregar energía a la red por mantenimiento o problemas técnicos en la red a la que se conecta el parque.

INDISPONIBILIDADES - PS VICTORICA			
TIPO DE INDISPONIBILIDAD	VALOR	DÍAS	TIPO DE VALOR
Indisponibilidad de BoP	0,50%	1,83	ESTIMADO
Indisponibilidad de evacuación - subestación	0,10%	0,37	ESTIMADO
Indisponibilidad de evacuación - red nacional	0,40%	1,46	ESTIMADO
TOTAL	1,00%	3,64	

Figura 38.- Valores de indisponibilidad de planta.

Se estima una indisponibilidad de planta de 4 días al año, considerando todas las indisponibilidades mencionadas anteriormente.

En el software de simulación el valor de las pérdidas por indisponibilidad dependen del período que se tome como supuesto para las indisponibilidades de la planta. Por esta razón el valor porcentual de la indisponibilidad no se corresponde con el valor porcentual de pérdidas.

Incertidumbres

La incertidumbre se define como el error estándar de una distribución de probabilidad normal. El desconocimiento de situaciones futuras que puedan ocurrir con el parque hace que se tome resguardo considerando los siguientes elementos de incertidumbre:

- Incertidumbre del recurso solar: es la incertidumbre asociada a la base de datos de irradiación utilizada para los estudios, teniendo en cuenta también la variación de recurso solar existente entre los distintos años.

Se muestra en la figura 39, el resumen de las incertidumbres consideradas para la planta fotovoltaica.

INCERTIDUMBRES - PS VICTORICA		
INCERTIDUMBRE	VALOR	TIPO DE VALOR
Recurso Solar	13,00%	ESTIMADO

Figura 39.- Incertidumbres.

Degradación anual de largo plazo

Los módulos están sujetos a una degradación en sus materiales externos, conexiones entre células, entrada de humedad, pérdida de adherencia entre los componentes, esto conlleva una disminución de rendimiento año a año. Para poder hacer estimaciones de energía durante toda la vida útil de la planta, se define un coeficiente de degradación anual de 0,6%.

Tipo de equipamiento

Los módulos fotovoltaicos de la Planta son bifaciales y serán instalados sobre una estructura de seguidor horizontal N-S. Este tipo de estructura produce un aumento de la irradiación incidente sobre el módulo respecto a la irradiación global horizontal presente en el sitio. La irradiación resultante del seguimiento solar se detalla en la figura 40.

Irradiación anual por seguimiento solar		
	VALOR	UNIDAD
Irradiación global horizontal anual	1813	kWh/m2
Ganancia por seguidor solar	34,90%	
Irradiación global anual en el plano del panel	2446	kWh/m2

Figura 40.- Irradiación anual.

Los módulos son bifaciales por lo que habrá una ganancia adicional por la radiación incidente en la cara trasera de los módulos. La radiación incidente estará afectada por el albedo del sitio, la estructura del seguidor solar, la distancia entre filas, la altura sobre el nivel del suelo. Las características consideradas para el cálculo de la ganancia bifacial son:

- Albedo: 0,3
- Altura de la estructura: 2,1 metros
- Distancia entre filas o pitch: 6 metros

Tomando en cuenta todos los factores que afectan la producción del parque solar y considerando la simulación efectuada, el performance ratio de la planta solar para el primer año se presenta en la figura 41.

PS VICTORICA- PR AÑO 1
85,5%

Figura 41.- Performance Ratio Año1

34. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

Para la estimación de la producción se han considerado los parámetros de diseño resumidos en la figura 42.

CONFIGURACION PS VICTORICA		
Potencia Pico (STC)	7 854	MWp
Potencia Nominal (FP=1 - 35°C)	7 740	MVA
Potencia Nominal (FP=0,9 - 35°C)	6 579	MW
Panel solar		
Marca/Modelo	UPSOLAR / M10-UP-B550MH-T	
Potencia pico	550	Wp
Cantidad	14 280	
Seguidor solar		
Marca/Modelo	ANTAI SOLAR / TAI	
Ángulo de seguimiento	+55°/-55°	
Pitch (distancia entre filas)	6,0	metros
Ancho seguidor solar	2,4	metros
Inversor de cadena		
Marca/Modelo	HUAWEI / SUN2000- 215KTL-H0	
Potencia Nominal (FP=1 - 35°C)	215	
Cantidad	34	
Centro de transformación		
Marca/Modelo	HUAWEI / STS-6000-H1	
Potencia Nominal (FP=1 - 35°C)	7 038	MVA
Cantidad	1	

Figura 42.- Configuración de planta

La estimación de la energía neta para el primer año de operación, así como las horas equivalentes y los valores correspondientes P50 al P95, se puede ver en la figura 43.

Producción de energía Año 1 (MWh)	
P50	16 431
P90	13 692
P99	12 921

Figura 43.- Resultados de la simulación.

Se presenta en la figura 44, una apertura anual (desde el año 1 hasta el año 20 de operación del parque) de la generación estimada considerando la degradación anual de los paneles solares, con probabilidades de excedencia P50, P90 y P99.

PS VICTORICA - Datos de Generación a 20 años										
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Performance Ratio	85,5%	85,0%	84,5%	84,0%	83,5%	83,0%	82,5%	82,0%	81,5%	81,0%
Generación neta P50 (MWh/año)	16431	16332	16234	16137	16040	15944	15848	15753	15659	15565
Generación Neta P90 (MWh/año)	13692	13610	13528	13447	13366	13286	13206	13127	13048	12970
Generación Neta P99 (MWh/año)	12921	12843	12766	12690	12614	12538	12463	12388	12314	12240

Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Performance Ratio software	80,5%	80,0%	79,5%	79,1%	78,6%	78,1%	77,7%	77,2%	76,7%	76,3%
Generación neta P50 (MWh/año)	15471	15379	15286	15195	15103	15013	14923	14833	14744	14656
Generación Neta P90 (MWh/año)	12892	12815	12738	12662	12586	12510	12435	12360	12286	12213
Generación Neta P99 (MWh/año)	12166	12093	12021	11949	11877	11806	11735	11664	11594	11525

Figura 44.- Datos de generación para 20 años de operación.

35. ANEXO II

- 35.1. Plano de implantación general.
- 35.2. Esquema unifilar.
- 35.3. Cronograma de obra.
- 35.4. Especificación técnica del panel solar.
- 35.5. Especificación técnica del seguidor solar.
- 35.6. Especificación técnica del inversor de cadena.
- 35.7. Especificación técnica del centro de transformación.
- 35.8. Ubicación del predio y la SET Victorica (archivo KMZ).
- 35.9. Esquema unifilar SET Victorica.
- 35.10. Plano de planta de edificio en SET Victorica.
- 35.11. Plano de ubicación general de la SET Victorica.



Consejo Federal de Inversiones
2022

Informe Gráfico
Hoja Adicional de Firmas

Número:

Referencia: Informe Final - PF Victorica - Di Pasquo

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 96 pagina/s.