



Informe Final

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD: Reemplazo de Generación Eléctrica Local de Origen Fósil por Renovable en Realicó, La Pampa

Documento No. PRLP-E-R-003

Revisión: 2.0

Revisión	Autor	Verificador	Aprobado	Fecha
1.0	MG	MH	JG	19/04/2022
2.0	MG	MH	JG	30/05/2022

Tabla de Contenido

RESUMEN EJECUTIVO.....	9
1. Introducción	16
1. Descripción del Proyecto.....	16
1.1. Objetivos del Proyecto	16
1.2. Ubicación de Sitio	16
1.3. Situación Actual.....	17
1.4. Esquema Unifilar Actual	19
1.5. Estimación de la Demanda Eléctrica	20
1.5.1. Histórico de Generación y Consumo de Combustible.....	20
1.6. Disponibilidad de Servicios y Logística	21
2. Condiciones de Borde	22
2.1. Datos Climatológicos y de Recurso	22
2.1.1. Tipo de Clima.....	22
2.1.2. Nivel Ceráuneo	22
2.1.3. Recurso Solar.....	23
2.1.4. Recurso Eólico	25
2.2. Datos Ambientales y Sociales.....	26
2.2.1. Relieve	26
2.2.2. Hidrología	28
2.2.3. Flora y Fauna	29
2.2.4. Actividad Económica	30
2.2.5. Áreas Protegidas.....	31
2.3. Normas de Diseño Eléctrico	31
2.3.1. Locales.....	31
2.3.2. Internacionales.....	32
2.4. Acrónimos y Abreviaturas, Sistema de Unidades	33
2.4.1. Acrónimos y/o Abreviaturas	33
2.4.2. Sistema De Unidades.....	34
3. Evaluación con Generación Solar FV	35

3.1.	Evaluación de Producción Eléctrica.....	35
3.2.	Diseño del Parque Solar FV	36
3.2.1.	Componentes Tecnológicos del Proyecto	36
3.2.2.	Premisas de Diseño	36
3.2.3.	Ángulo de Inclinación Óptimo de los Paneles	37
3.2.4.	Sombras y Distancia entre Filas.....	38
3.2.5.	Conexión entre Inversores	39
3.2.6.	Conexión Serie de Paneles	40
3.2.7.	Diseño de Vista en Planta.....	41
3.2.8.	Conexión Paralela de Paneles	42
3.2.9.	Sistema Colector.....	44
3.2.10.	Red de Tierras.....	46
3.2.11.	Sistema de Protección contra Descargas Atmosféricas	48
3.2.12.	Sala de Control	48
3.2.13.	Caminos Internos	48
3.2.14.	Cerco Perimetral y Portón de Acceso.....	49
3.3.	Tecnología Propuesta.....	50
3.3.1.	Módulo Fotovoltaico	50
3.3.2.	Inversor	52
3.3.3.	Estructura	53
3.3.4.	Caja de Combinación	54
3.3.5.	Lista Preliminar de Equipos Principales y Cables	55
4.	Evaluación con Generación Eólica.....	56
4.1.	Evaluación de Producción Eléctrica.....	56
4.2.	Diseño del Parque Eólico.....	59
4.2.1.	Componentes Tecnológicos del Proyecto	59
4.2.2.	Premisas de Diseño	60
4.2.3.	Elección de una Turbina	60
4.2.4.	Disposición de las Turbinas	63
4.2.5.	Cálculos	65
4.2.6.	Conexión entre Aerogeneradores.....	69
4.2.7.	Diseño de Vista en Planta.....	69

4.3.	Sistema Colector	70
4.3.1.	Cableado AC MT	70
4.3.2.	Sistema de Celdas.....	71
4.4.	Red de Tierras.....	71
4.5.	Sistema de Protección contra Descargas Atmosféricas	71
4.6.	Sala de Control	71
4.7.	Caminos Internos	72
4.8.	Cerco Perimetral y Portón de Acceso.....	72
4.9.	Tecnología Propuesta.....	72
4.9.1.	Aerogenerador	72
4.9.2.	Lista Preliminar de Equipos Principales y Cables	73
5.	Operación y Mantenimiento del Parque.....	74
5.1.	Operación del Parque.....	74
5.1.1.	Tareas de Mantenimiento Preventivo	74
5.1.2.	Módulos Fotovoltaicos	74
5.1.3.	Instalación Eléctrica DC	75
5.1.4.	Inversores	75
5.1.5.	Sistema de Regulación y Control.....	76
5.1.6.	Instalación Eléctrica General y Servicios Auxiliares.....	76
5.1.7.	Tablero General de Baja Tensión	76
5.1.8.	Obra Civil	77
5.1.9.	Entorno.....	77
5.1.10.	Sistema de Seguridad	77
5.2.	Principales Herramientas de Mantenimiento	77
5.2.1.	Termografía	77
5.2.2.	Trazador de Curvas I/V	77
5.2.3.	Vehículo.....	77
6.	Obra Complementarias	78
6.1.	Sistemas Auxiliares y Comunicaciones.....	78
6.1.1.	Sistemas de Adquisición de Datos, Control y Regulación	78
6.1.2.	Sistema de Medición Comercial.....	79
6.1.3.	Seguridad y Vigilancia.....	81

6.2.	Instalación de Nueva Celda 33 kV	81
6.3.	Construcción de Línea Eléctrica 33 kV.....	81
7.	Evaluación con Generación Híbrida Solar FV – Eólica	82
8.	Evaluación Económica.....	85
8.1.	Costo Nivelado de la Energía.....	85
8.2.	Comparación de LCOE	86
8.3.	Costos: CAPEX, OPEX y Costos Nivelados de Energía (LCOE)	87
8.3.1.	Proyecto Solar con Trackers	87
8.3.2.	Proyecto Solar sin Tracker	87
8.3.3.	Proyecto Eólico.....	88
8.3.4.	Proyecto Híbrido (Solar + Eólico)	88
9.	Impacto Ambiental.....	92
9.1.	Impacto Ambiental Asociado al Parque Solar Fotovoltaico	92
9.1.1.	Etapas de Construcción.....	92
9.1.2.	Etapas de Operación	92
9.2.	Impacto Ambiental Asociado al Parque Eólico	93
9.2.1.	Etapas de Construcción.....	93
9.2.2.	Etapas de Operación	94
10.	Análisis de Riesgos y Oportunidades.....	97
10.1.	Riesgos.....	97
10.2.	Oportunidades	97
11.	Análisis de Marco Legal.....	98
11.1.	Regulación Nacional	98
11.1.1.	Régimen Eléctrico.....	98
11.1.2.	Energía Renovable.....	103
11.1.3.	Reglamentaciones de Cammesa: Procedimientos y Aplicación.....	104
11.1.4.	Ambiental	105
11.2.	Regulación Provincial	107
11.2.1.	Energía.....	107
11.2.2.	Contrataciones en General.....	109
11.2.3.	Obras Públicas	112
11.2.4.	Ambiental	114

11.2.5. Promoción Económica.....	118
12. Conclusiones y Recomendaciones	120
13. Anexos.....	122
Anexo 1: Reporte de Producción Energética Solar FV	123
Anexo 2: Reporte de Producción Energética Eólica	147
Anexo 3: Fichas Técnicas.....	159
Anexo 4: Planos	179

Lista de Tablas

Tabla 1 – Histórico de operación de la CT Realicó Dic-2021	18
Tabla 2 – Pronósticos de demandas, ET Realicó 132 kV	20
Tabla 3 – Generación neta [MWh].....	20
Tabla 4 – Consumo gas oil [m ³].....	21
Tabla 5 – Potencial energético solar	24
Tabla 6 – Acrónimos abreviaturas y entes matemáticos	34
Tabla 7 – Unidades básicas y derivadas SI	34
Tabla 8 – Reporte de producción solar FV 24 MW _p @18,4 MW.....	35
Tabla 9 – Características principales del módulo fotovoltaico propuesto en condiciones STC..	50
Tabla 10 – Datos técnicos principales del inversor propuesto	52
Tabla 11 – Resumen de equipos principales y conductores	55
Tabla 12 – Parámetros de Weibull y velocidad vs. altura	57
Tabla 13 – Parámetros de turbinas eólicas con producción energética anual GWh/yr por aerogenerador	63
Tabla 14 – Diferentes valores del factor de forma.....	66
Tabla 15 – Coordenadas georreferenciales de ubicación de los molinos eólicos.....	70
Tabla 16 – Características principales del aerogenerador propuesto	73
Tabla 17 – Resumen de equipos principales y conductores	73
Tabla 18 – Clase SMEC solicitado por CAMMESA (Anexo 24 de Los Procedimientos)	79
Tabla 19 – Escalabilidad modular del parque por tecnología	82
Tabla 20 – Sensibilidad de capacidad instalada solar FV vs. eólica [MW]	82
Tabla 21 – Sensibilidad de producción energética solar FV sin tracker vs. eólica	82
Tabla 22 – Sensibilidad de producción energética solar FV con tracker vs. eólica	83
Tabla 23 – Barra 132 kV con tensiones fuera de banda.....	84
Tabla 24 – Tendencia de valores máximos, mínimos y promedio de las tecnologías solar y eólica renovar	86
Tabla 25 – Resumen CAPEX, proyecto solar con trackers.....	87
Tabla 26 – Sensibilidad LCOE vs CAPEX y descuento, proyecto solar con trackers.....	87

Tabla 27 – Resumen CAPEX, proyecto solar sin trackers	87
Tabla 28 – Sensibilidad LCOE vs CAPEX y descuento, proyecto solar sin trackers	88
Tabla 29 – Resumen CAPEX , proyecto eólico	88
Tabla 30 – Sensibilidad LCOE vs. CAPEX y descuento, proyecto eólico	88
Tabla 31 – Sensibilidad LCOE vs. CAPEX y descuento, proyecto hibrido, opción 1.....	89
Tabla 32 – Sensibilidad LCOE vs. CAPEX y descuento, proyecto hibrido, opción 2.....	89
Tabla 33 – Sensibilidad LCOE vs. CAPEX y descuento, proyecto híbrido opción 3.....	90
Tabla 34 – Resumen CAPEX, proyectos híbridos.....	90
Tabla 35 – Resumen de indicadores de evaluación económica.....	90
Tabla 36 – Producción de energía anual de proyectos vs demanda.....	120

Lista de Ilustraciones

Ilustración 1 – Entrada a la ciudad de Realicó.....	16
Ilustración 2 – Ubicación de Realicó en la provincia de La Pampa	17
Ilustración 3 – Estación transformadora de Realicó 132/33/13,2 kV 60 MVA	17
Ilustración 4 – Acceso a la ET Realicó.....	18
Ilustración 5 – Panel de control tipo mímico, ET Realicó.....	18
Ilustración 6 – Sala de celdas de 33 kV	19
Ilustración 7 – Bahía en 132 kV	19
Ilustración 8 – Cartela de identificación de CT Realicó 24 MW	19
Ilustración 9 – Patio de generación CT Realicó 24 MW	19
Ilustración 10 – Esquema unifilar de la zona en estudio.....	19
Ilustración 11 – Gráfico de demanda futura pico y valle	20
Ilustración 12 – Generación neta [MWh].....	21
Ilustración 13 – Generación acumulada neta [MWh/año]	21
Ilustración 14 – Precipitación media anual [mm]	22
Ilustración 15 – Temperatura media anual [°C].	22
Ilustración 16 – Mapa Isocerámico actualizado (IRAM 2184-1/AEA 9305-1)	23
Ilustración 17 – Media anual de días con tormentas eléctricas.....	23
Ilustración 18 – Carta solar.....	24
Ilustración 19 – Potencial solar fotovoltaico [kWh/kW _p].....	24
Ilustración 20 – Rosa de frecuencia de viento	25
Ilustración 21 – Potencia de viento.....	25
Ilustración 22 – Índice de velocidad del viento horaria	25
Ilustración 23 – Índice de velocidad del viento mensual	25
Ilustración 24 – Mapa de Calor, Índice de velocidad del viento, horaria vs. mensual.....	26
Ilustración 25 – Topografía de La Pampa	27
Ilustración 26 – Topografía en las cercanías de Realicó. Formación de anegaciones de escasa profundidad.....	27
Ilustración 27 – Cuencas principales de La Pampa.....	28
Ilustración 28 – Cuenca del Río Quinto. Área de estudio.....	29
Ilustración 29 – Número total de cabezas.....	30

Ilustración 30 – Superficie con uso agrícola. [% del departamento)	30
Ilustración 31 – Áreas protegidas.....	31
Ilustración 32 – Generación solar 24 MW _p @18,4 MW en 24 hs, día verano.....	35
Ilustración 33 – Generación solar 24 MW _p @18,4 MW en 24 hs, día invierno.....	36
Ilustración 34 – Sombra entre filas	38
Ilustración 35 – Distancia entre filas	39
Ilustración 36 – Detalle de sombras entre filas.....	39
Ilustración 37 – Esquema unifilar del proyecto.....	40
Ilustración 38 – Layout parque solar fotovoltaico Realicó 24 MW _p	41
Ilustración 39 – Esquema unifilar de cada subparque	43
Ilustración 40 – Conector MC4 tipo T.....	43
Ilustración 41 – Detalle disposición de cajas de agrupación.....	44
Ilustración 42 – Módulos montados en estructuras que no cumplen con UL 2703	47
Ilustración 43 – Distancia entre filas y subparques.....	49
Ilustración 44 – Representación física del panel solar fotovoltaico propuesto	51
Ilustración 45 – Representación de conjunto inversor – transformador elevador y celdas MT. 53	
Ilustración 46 – Medium Voltage Power Station MVPS 4600-S2.....	53
Ilustración 47 – Instalación de estructura fotovoltaica en suelo: Hincada con postes y cimentación con hormigón	54
Ilustración 48 – Estructura solar elegida.....	54
Ilustración 49 – Caja de combinación	55
Ilustración 50 – Torre de medición de vientos.....	56
Ilustración 51 – Rosa de vientos Realicó (elevación 100 m)	57
Ilustración 52 – Función de densidad de Weibull - Realicó @120 m.....	57
Ilustración 53 – Perfil vertical de velocidad del viento - Realicó @120 m.....	58
Ilustración 54 – Generación eólica 25,2 MW en 24 hs, día verano.....	59
Ilustración 55 – Generación eólica 25,2 MW en 24 hs, día invierno.....	59
Ilustración 56 – Evolución del tamaño de las turbinas	61
Ilustración 57 – Función de densidad de Weibull en Realicó y curva de potencia de aerogeneradores evaluados.....	62
Ilustración 58 – Formación de estelas en turbinas eólicas	64
Ilustración 59 – Esquema de las etapas de la estela	64
Ilustración 60 – Método estático, representación gráfica	67
Ilustración 61 – Esquema unifilar del proyecto.....	69
Ilustración 62 – Layout parque eólico Realicó 25,2 MW _p	70
Ilustración 63 – Góndola V150-4.2 MW	72
Ilustración 64 – Esquema turbina eólica con tecnología jaula de ardilla	73
Ilustración 65 – Arquitectura del sistema de monitorización propuesto parque FV	78
Ilustración 66 – Arquitectura del sistema de monitorización propuesto parque eólico.	79
Ilustración 67 – Espacio físico disponible para ampliación en ET Realicó.....	81
Ilustración 68 – Generación híbrida, 50% eólica y 50% solar FV en 24 hs, día verano	83
Ilustración 69 – Generación híbrida, 50% eólica y 50% solar FV en 24 hs, día invierno	83
Ilustración 70 – Precios adjudicados USD/MWh de los programas Renovar.....	86

RESUMEN EJECUTIVO

Introducción / Descripción del Proyecto

El Gobierno de la Provincia de La Pampa inicia a través de Consejo Federal de Inversión (CFI) por medio de Alcaal Renovables SRL el **Proyecto “Estudio de Factibilidad de Reemplazo de Generación Eléctrica Local de Origen Fósil a Generación Renovable para la localidad de Realicó”** (Contrato EXP-2021-00036060-CFI-GES#DCS, Provincia La Pampa EXP. 19695 02 01). Entre los principales objetivos del mejorar la calidad de la red en la zona, reducir costos de generación, mitigar la contaminación ambiental producto de la generación térmica. Para alcanzar este objetivo se analizará las opciones de generación Solar Fotovoltaica (FV), generación Eólica y una tercera propuesta de generación híbrida Solar-Eólica.

La demanda en estudio fue suministrada por la guía de referencia 2022-2026 de la APELP, con una demanda eléctrica máxima de 22,9 MW pico para el año 2026. Por otro lado, la CT Realicó, con operación a base combustible diésel cuenta con una capacidad instalada de 24 MW para una operación en épocas de intenso calor-frio, fallas del sistema interconectado o por corrección en la calidad de perfiles de tensión, es decir, su funcionamiento es de operación en stand-by y con horarios de funcionamiento entre las 10:00 a 23:00hs. (Resto-Pico).

Condiciones de Borde

La localidad de Realicó cuenta con muy buenas condiciones meteorológicas y en particular muy buen recurso de sol y viento, con escasas áreas de anegaciones temporales y una topografía relativamente plana. Las edificaciones son del tipo rural y prospera la actividad económica dependiente del agro con la siembra de cultivos de trigo, maíz, girasol y cría y engorde de ganado vacuno.

En cuanto al recurso solar y eólico: la velocidad media del viento a 100 metros de altura es de 8,13 m/s, dirección NE y se cuenta con una Irradiación Horizontal Global de 1.812,8 kWh/m²

No se detectaron zonas protegidas en las adyacencias del área de estudio, sin embargo, siendo requerido un estudio más detallado de quirópteros y las rutas migratorias de aves y el impacto que la generación eólica pudiera tener sobre ellos.

Proyecto Solar Fotovoltaico

Para el diseño del parque se escogió un esquema modular de 4 subparques de 6 MW_p con filosofía de inversores centralizados de 4,6 MVA, paneles FV de última generación de 545 W_p, cableado colector DC/AC, sistemas de protecciones, maniobras, medición, control, así como una futura línea de interconexión y equipamiento en la ET Realicó en 33 kV.

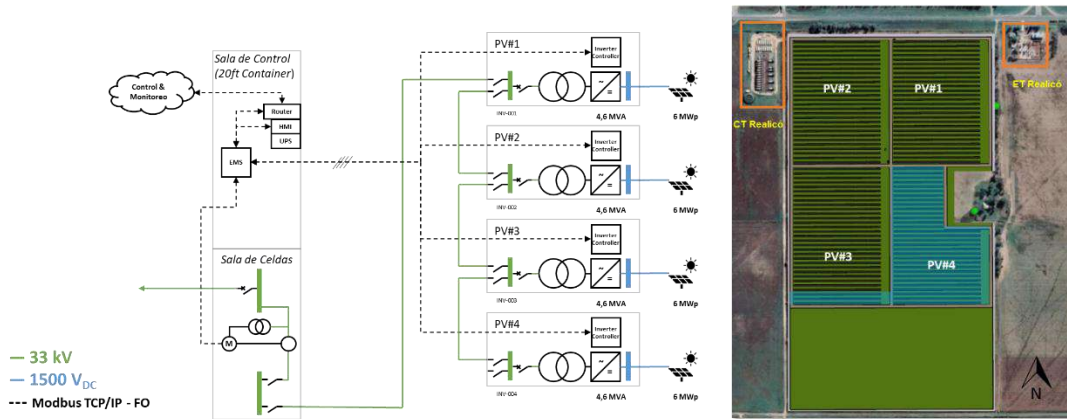


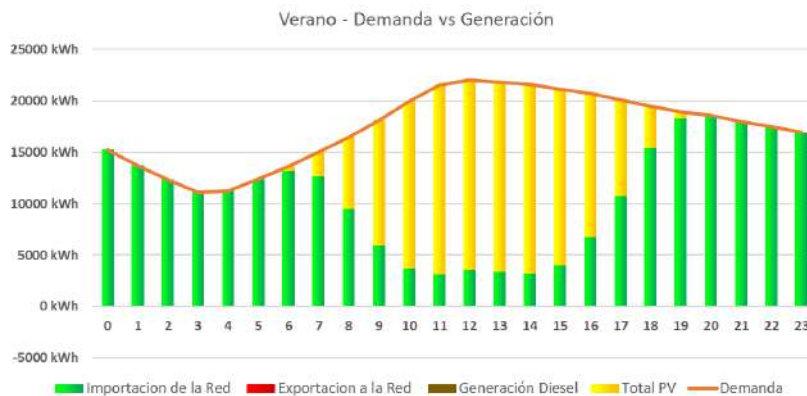
Diagrama unifilar de conexión y vista de planta proyecto solar FV 24 MW_p @18,4 MW

Para la evaluación de producción energética solar FV se empleó el software PVsyst 7.2, permitiendo optimizar el diseño simulando una generación detallada en valores horarios, estudio de sombras, pérdidas, y para sistemas de estructura fija y otra con tracker de un solo eje N-S observando un aumento en la generación del 22%.

Sistema de Estructura	Energía	Variación
Sin Tracker	39,47 GWh/año	0%
Con Tracker	47,99 GWh/año	+22%

Reporte de producción solar FV 24 MW_p @18,4 MW

Teniendo en cuenta la demanda existente en la ET Realicó, se analiza la cantidad de energía que desplazaría la nueva generación solar, asumiendo que el resto se deberá importar de la red. Para el caso de un día de alta demanda en verano, el resultado se presenta en la ilustración debajo.



Generación solar 24 MW_p @18,4 MW en 24 hs, día verano

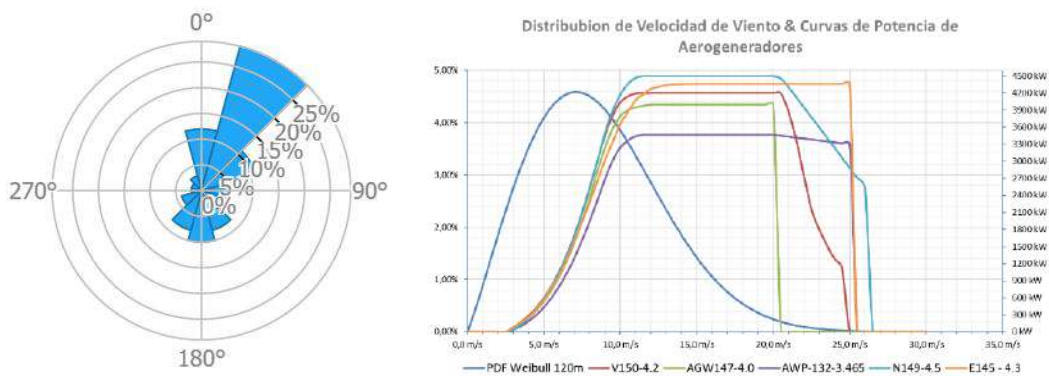
Proyecto Eólico

Para el diseño del parque eólico, se definió instalar 6 aerogeneradores a una altura de buje de 120m. Se estudiaron diversos modelos de aerogeneradores, todos a importar dado que al

momento de la elaboración de este informe no existe fabricación en Argentina, aunque si es posible la fabricación local de algunos de sus componentes, principalmente las torres.

Para evaluar la producción energética del parque eólico a emplazarse se utilizó el software Windographer. El análisis de los datos de viento se realizó en base a series de tiempo para la velocidad y dirección del viento en el sitio en donde se identificó el emplazamiento en Realicó. Dichas series de tiempo fueron construidas a partir de: (i) una torre de medición certificada IEC con instrumentos de clase I, a una elevación de 100 m, ubicación a 80 km de Realicó; en conjunto con simulaciones mesoescalares (WRF) fueron proyectadas desde el sitio de la torre de medición a la ubicación del proyecto. En base a esta medición, asumiendo un perfil vertical de viento en ambas ubicaciones, se obtiene la función de densidad de probabilidad de Weibull que permite el análisis de la producción energética para diferentes aerogeneradores.

En resumen, se obtuvieron los siguientes parámetros para el sitio de Realicó:



Rosa de viento y distribución de Weibull para velocidad del viento junto con las curvas de producción de los aerogeneradores evaluados

Se estima la producción energética a la altura de buje de 120 m, multiplicando la curva de potencia de cada uno de los aerogeneradores evaluados, la curva de función de densidad de probabilidad y la cantidad de horas en el año para obtener la energía que generaría cada uno de los aerogeneradores evaluados in Situ.

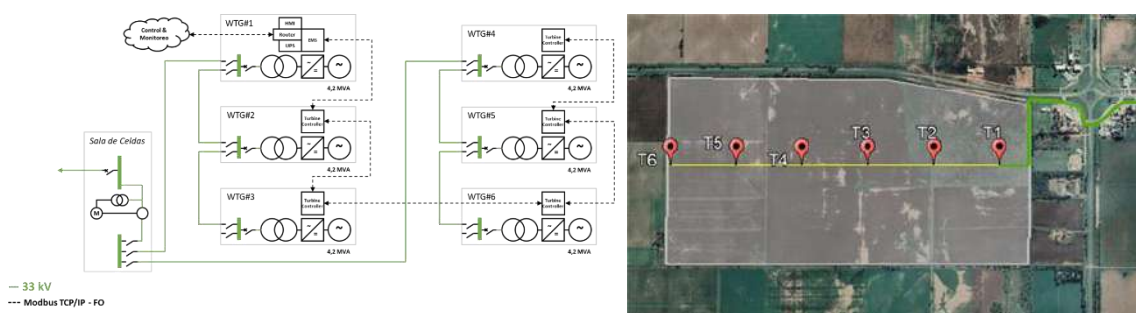


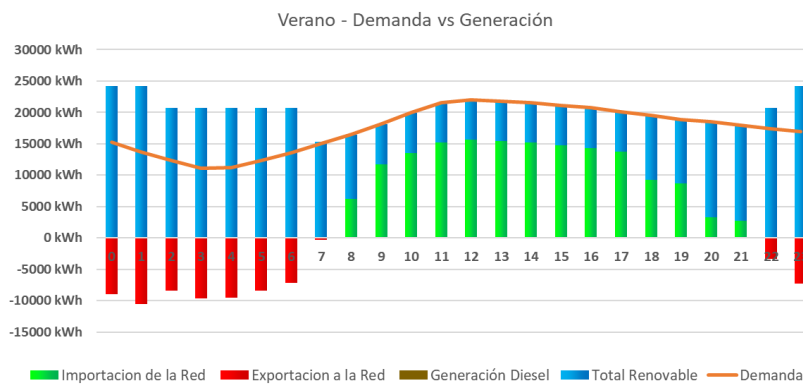
Diagrama unifilar de conexión y vista de planta del proyecto eólico 25,2 MW

A la hora de definir el layout, se tomó en cuenta la simplicidad del terreno y la rosa de vientos, priorizando optimizar producción energética y facilidad de acceso. Se posicionan todos los aerogeneradores en línea, cada aerogenerador se ubica a una distancia de 3D del siguiente (3 diámetros de rotor). Vale aclarar que, en esta etapa inicial de evaluación, solo se toma en

consideración el valor esperado de la producción energética, es decir el valor P50. Para el cálculo de la producción neta se asumieron pérdidas totales en el sistema del 15%, incluyendo pérdidas de disponibilidad, eléctricas, de aerogenerador y estela, así como por factores ambientales extremos.

Se resuelve avanzar en el presente estudio con el aerogenerador Vestas V150-4.2MW. Se establece la instalación de 6 aerogeneradores, cada uno con una potencia de placa de 4,2MW y un diámetro de rotor de 150m, logrando un total de 25,2 MW de potencia instalada y se calcula una **Producción Energética Anual (AEP) P50 de 104.1 GWh/año.**

Teniendo en cuenta la demanda existente en la ET Realicó, se analiza la cantidad de energía que desplazaría la nueva generación solar, asumiendo que el resto se deberá importar de la red. Para el caso de un día de alta demanda en verano, el resultado se presenta en la ilustración debajo.

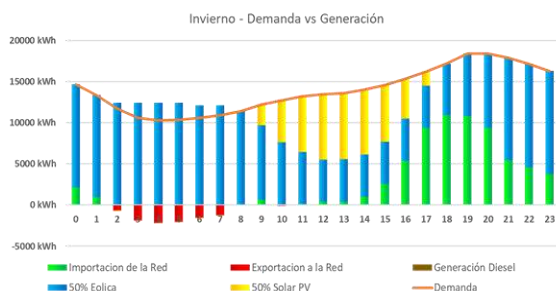


Generación eólica 25,2 MW en 24 hs, día verano

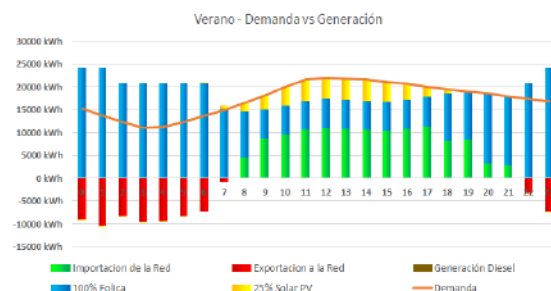
Proyecto Híbrido

Se realizó un análisis de la producción energética con la combinación de las tecnologías de generación de energía Solar FV y Eólica, tomando como base los parques solares y eólicos diseñados previamente. En total se consideraron 3 opciones.

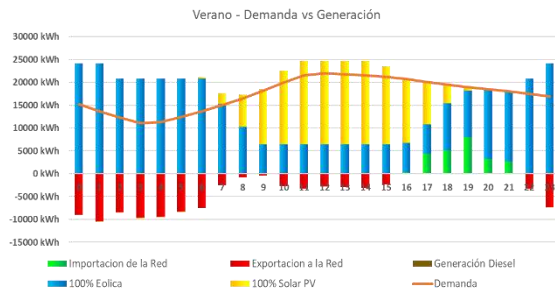
- Opción 1. 12 MW_p de generación solar, y 12,6 MW de generación eólica (3 x aerogeneradores).
- Opción 2. 6 MW_p de generación solar, y 25,2 MW de generación eólica (6 x aerogeneradores).
- Opción 3. 24 MW_p de generación solar, y 25,2 MW de generación eólica.



Opción 1



Opción 2



Opción 3

Generación híbrida en 24 hs, día verano

Evaluación Económica

Habiendo analizado las soluciones descriptas anteriormente (proyecto solar, eólico e híbrido), se evaluaron los principales factores económicos asociados con cada una de dichas soluciones: Inversión necesaria (CAPEX); Costos Operativos Anuales (OPEX); Costo Nivelado de Energía (LCOE); los cuales se resumen en la tabla debajo:

Indicadores Económicos	Unidades	Solar Tracker	Solar Fija	Eólica	Híbrida OPCION 1	Híbrida OPCION 2	Híbrida OPCION 3
					50% SPV 50% Eólica	25% SPV 100% Eólica	100% SPV 100% Eólica
Capacidad Instalada	MW	24 MWp	24 MWp	25,2 MW	12 MWp + 12,6 MW	6 MWp + 25,2 MW	24 MWp + 25,2 MW
APE	GWh	47,99	39,47	104,13	76,06	116,13	152,12
CAPEX	USD MM	18,17	16,44	35,29	26,64	39,76	53,46
CAPEX x MW instalado	USDk/MWp	759,12	687,12	1.400,43	1.084,41	1.275,23	1.088,06
OPEX	USDk	358,95	299,13	756,00	557,48	845,74	1.114,95
LCOE	USD	49,15	53,51	44,50	45,83	44,92	45,97

Indicadores económicos

Desde el punto de vista económico la solución solar representa un menor costo de instalación (CAPEX), pero por el contrario resulta en un mayor costo nivelado de energía (LCOE). Por otro lado, la solución eólica es la que resulta en un menor costo nivelado de energía (LCOE), pero requiere el mayor costo de instalación (CAPEX).

Conclusiones

El objetivo principal de este estudio es realizar los estudios de factibilidad de reemplazo de la generación diésel existente CT Realicó 24MW, puesta en marcha desde el año 2011. En la actualiza la misma continúa funcionando en horas pico de demanda, corrección de perfiles de tensión, fallas de las LAT en 132 kV o por salidas programas por mantenimiento (LAT Realicó-H. Renancó o Realicó-General Pico). Siendo unos de los principales problemas de la zona de Realicó la calidad de energía por los bajos niveles de tensión admisibles en las barras de 132 kV de la ET Realicó, indicado en las directrices de la APELP Guía de Referencia 2022-2026.

En la actualidad y según proyecciones futuras para los escenarios de verano 2022-2025 los perfiles de tensión oscilan entre 92,3% y 90,9%, siendo los valores aceptables entre ±5% de la

nominal de 132 kV. No es a partir del año 2026 que se prevé la incorporación de una nueva LAT 132 kV Gral. Pico - Realicó que mejorará los niveles de tensión en las barras de 132 kV del Sistema APELP.

En el desarrollo de este proyecto se ha diseñado una planta solar fotovoltaica de 18,4 MW nominales con potencia pico de 24 MW_p situada en la localidad de Realicó, a 500 m de la Estación Transformadora ET Realicó 132/33 kV a la que se conectará la instalación proyectada en el lado de media tensión (33 kV). Para segunda propuesta de proyecto eólico se diseñó de 25,2 MW nominales, a 3 km de la ET Realicó igualmente proyectada de conectar en 33 kV. Luego se analizó una solución híbrida que resulta de la combinación del 50% del proyecto solar con el 50% del proyecto eólico, 25% del proyecto solar con el 100% del proyecto eólico y por ultima del 100% del proyecto solar con el 100% del proyecto eólico.

Para los escenarios / proyectos propuestos en este estudio se indicará el siguiente balance de energía.

Proyectos	Demanda Anual Estimada	Producción Anual	Importación Anual	% Import Anual	Exportación Anual
SFV sin tracker	108 GWh	39 GWh	71 GWh	65%	1 GWh
Eólico		104 GWh	32 GWh	30%	28 GWh
Hibrido 50% Eólico 50% SFV sin tracker		72 GWh	38 GWh	35%	1 GWh
Hibrido 100% Eólico 25% SFV sin tracker		116 GWh	23 GWh	22%	29 GWh
Hibrido 100% Eólico 100% SFV sin tracker		152 GWh	5 GWh	5%	40 GWh

Producción de energía anual de proyectos vs demanda

Si bien en ninguno de los escenarios se logra la independencia de la red externa en un 100% en los diferentes horarios, si se logra un desplazamiento de la generación diésel existente. Los mejores escenarios de producción – demanda se consiguen en los casos de generación eólica o híbrida solar-eólica con una menor importación de la red ente el 30% y 35% respectivamente desde la ET Realicó.

En ambos casos (eólico e híbrido), la generación local es permanente, ya que estadísticamente no existirán horarios en los que no haya generación local, lo cual mitigará significativamente los riesgos de problemas por los perfiles de tensión en la calidad de la red, ya que habrá una menor demanda de la red, lo cual permite mejorar los perfiles de tensión. Esto no ocurre en el caso de la generación solar, ya que durante gran parte del día (principalmente en horarios nocturnos) se demandará una potencia significativa de la red sin contar con generación local. En todos los casos, se recomienda realizar estudios de flujos de carga para un mejor análisis del riesgo.

En términos económicos, la solución solar representa el menor costo de inversión (CAPEX) de USD 16,5M, pero tendrá el mayor costo nivelado de energía (LCOE) de USD 53,51 (para una solución sin tracker). Por otro lado, la solución eólica representa el mayor CAPEX, USD 35,2M seguido por la solución híbrida con un CAPEX de USD 26,8M (OPCION 1), pero con los menores costos nivelados de energía (LCOE), USD 44,5 para la solución eólica y USD 45,83 para la solución híbrida (OPCION 1).

En términos de producción energética, la solución híbrida (OPCION 3), representa la mejor solución, por disminuir la dependencia de la red en un 95% y una exportación anual en el orden de 40 GWh, cubriendo no solo la demanda interna sino sufriendo energía a la red.

Desde el punto de vista legal, se declara de interés provincial la investigación, el desarrollo, la generación y el uso sustentable de energías alternativas, blandas o no convencionales. El propósito principal de estas leyes es promover el fortalecimiento y expansión de la economía provincial y a su vez lograr la reducción de la dependencia energética extra provincial, considerando que podría resultar aplicable a la construcción y operación de un parque eólico, solar o híbrido, así como de un plan de operaciones y negocios.

1. Introducción

El Gobierno de la Provincia de La Pampa inicia a través de Consejo Federal de Inversión (CFI) por medio de Alcaal Renovables el **Proyecto “Estudio de Factibilidad de Reemplazo de Generación Eléctrica Local de Origen Fósil a Generación Renovable para la localidad de Realicó, Provincia de La Pampa, Argentina”** (Contrato EXP-2021-00036060-CFI-GES#DCS, Provincia La Pampa EXP. 19695 02 01)

La localidad de Realicó, emplazada en el extremo norte de la provincia cuenta con 8.413 habitantes¹. Posee una generación de energía eléctrica de origen fósil desde la Central Térmica (CT) Realicó de 24 MW, la cual se vincula al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a través de la barra de 33 kV de la Estación Transformadora (ET) Realicó, jurisdicción de la **Administración Provincial de Energía de La Pampa (APELP)**.

1. Descripción del Proyecto

1.1. Objetivos del Proyecto

El objetivo principal del estudio es analizar la factibilidad de reemplazo de generación eléctrica local de origen fósil existente en la localidad de Realicó a generación renovable. A modo de mejorar la calidad de la red en la zona, reducir costos de generación y mitigar la contaminación ambiental producto de la generación actual en Realicó.

Para alcanzar este objetivo se analizará las opciones de generación Solar Fotovoltaica (FV), generación Eólica y una tercera propuesta de generación híbrida Solar-Eólica.

1.2. Ubicación de Sitio

La ciudad de Realicó se encuentra en el extremo norte de la provincia de La Pampa, Argentina. Es la cabecera del departamento Realicó, en las coordenadas 35°01'59.9"S 64°15'00.0"W, con una superficie total de 475,00 km² y una altitud media de 169 msnm, ubicada entre la Ruta Nacional 188 y la 35, Municipio de Realicó, La Pampa, Argentina.



Ilustración 1 – Entrada a la ciudad de Realicó

¹ Dirección general de estadística y censos de La Pampa. Año 2019



Ilustración 2 – Ubicación de Realicó en la provincia de La Pampa

1.3. Situación Actual

La ciudad de Realicó, se surte de energía eléctrica a través de la ET Realicó 132/33/13,2 kV con una transformación instalada de 2x30MVA, ubicada en el corredor de 132 kV entre Realicó y General Pico y vinculado al SADI a través de las EETT de 500 kV ET Puelches y ET Macachín que opera y mantiene TRANSENER SA, mientras tanto la red de 132 kV, es operada y mantenida por la **Administración Provincial de Energía de La Pampa** (APELP).



Ilustración 3 – Estación transformadora de Realicó 132/33/13,2 kV 60 MVA

La APELP tiene como función principal optimizar la calidad del sistema eléctrico provincial, tanto a través de su operación, monitoreo y mantenimiento, como mediante el ejercicio de fiscalización sobre las Cooperativas concesionarias del servicio eléctrico. Es agente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), y a su vez presta el servicio público de electricidad en las zonas no concesionadas de la provincia.

En las adyacencias de la Localidad de Realicó se encuentra también la CT Realicó con una capacidad instalada de 24 MW, que consta de 19 unidades de 1,4 MW de generación con combustible Diesel y puesta en marcha desde el año 2010, propiedad de INDUSTRIAS JUAN F.

SECCO S.A. El diseño y operación de esta central térmica tiene como propósito de asegurar el abastecimiento energético en el norte de la provincia en épocas estivales cuando se incrementa la demanda con consecuencias en la depresión de los perfiles de tensión y también ante cortes del sistema interconectado. Los requerimientos de despacho de generación son formulados y solicitados por la administradora CAMMESA en función de las necesidades de la red en horarios pico de forma. Igualmente, se pudo constatar altos niveles de ruido en las áreas cercanas; 88 dB a 20 m y 77 dB a 200 m.

En el registro de operación del mes de Diciembre 2021 de la CT Realicó se observa un despacho de energía desde las 10:00 hs a 23:00 hs para corrección en los perfiles de tensión en el corredor APELP (Realicó - Gral. Pico) - TRANSBA (Trenque Lauquen - Henderson) de 132 kV.

Diciembre	Descripción de Operación CT Realicó
16/12/2021	De 11:15 hs a 23:15 hs en servicio CT RL (11.3MW). F/S 1LGPRL por falla. Carga de ET RL vinculada a sistema EPEC.
20/12/2021	De 11:30 hs a 20:15 hs en servicio CT RL (20.8MW). Niveles de tensión en corredor APELP (Realicó - Gral. Pico) - TRANSBA (T. Lauquen - Henderson).
21/12/2021	De 11:30 hs a 22:45 hs en servicio CT RL (12.72MW). Niveles de tensión en corredor APELP (Realicó - Gral. Pico) - TRANSBA (T. Lauquen - Henderson).
23/12/2021	De 11:45 hs a 23:45 hs en servicio CT RL (20.88MW). Niveles de tensión en corredor APELP (Realicó - Gral. Pico) - TRANSBA (T. Lauquen - Henderson).
24/12/2021	De 12:45 hs a 21:30 hs en servicio CT RL (19.15MW). Niveles de tensión en corredor APELP (Realicó - Gral. Pico) - TRANSBA (T. Lauquen - Henderson).
27/12/2021	De 10:15 hs a 15:00 hs en servicio CT RL (13.64MW). Niveles de tensión en corredor APELP (Realicó - Gral. Pico) - TRANSBA (T. Lauquen - Henderson).
28/12/2021	De 19:30 hs a 23:45 hs en servicio CT RL (17.28MW). A solicitud de CAMMESA por despacho de carga. De 10:45 hs a 23:48 hs en servicio CT RL (20.27MW). Niveles de tensión en corredor APELP (Realicó - Gral. Pico) - TRANSBA (T. Lauquen - Henderson).
29/12/2021	De 10:15 hs a 00:58 hs en servicio CT RL (21.10MW) a solicitud de CAMMESA por despacho de carga.
30/12/2021	De 14:00 hs a 22:15 hs en servicio CT RL (10.77MW). Niveles de tensión en corredor APELP (Realicó - Gral. Pico) - TRANSBA (T. Lauquen - Henderson).

Tabla 1 – Histórico de operación de la CT Realicó Dic-2021²



Ilustración 4 – Acceso a la ET Realicó



Ilustración 5 – Panel de control tipo mímico, ET Realicó

² APELP



Ilustración 6 – Sala de celdas de 33 kV



Ilustración 7 – Bahía en 132 kV



Ilustración 8 – Cartela de identificación de CT Realicó 24 MW



Ilustración 9 – Patio de generación CT Realicó 24 MW

1.4. Esquema Unifilar Actual

El esquema unifilar de conexión de la CT Realicó es en derivación con la línea eléctrica aérea en 33 kV del circuito Ing. Luiggi. El mismo cuenta con un reconector a la salida del tramo hacia Ing. Luiggi para separar ante fallas a la central.

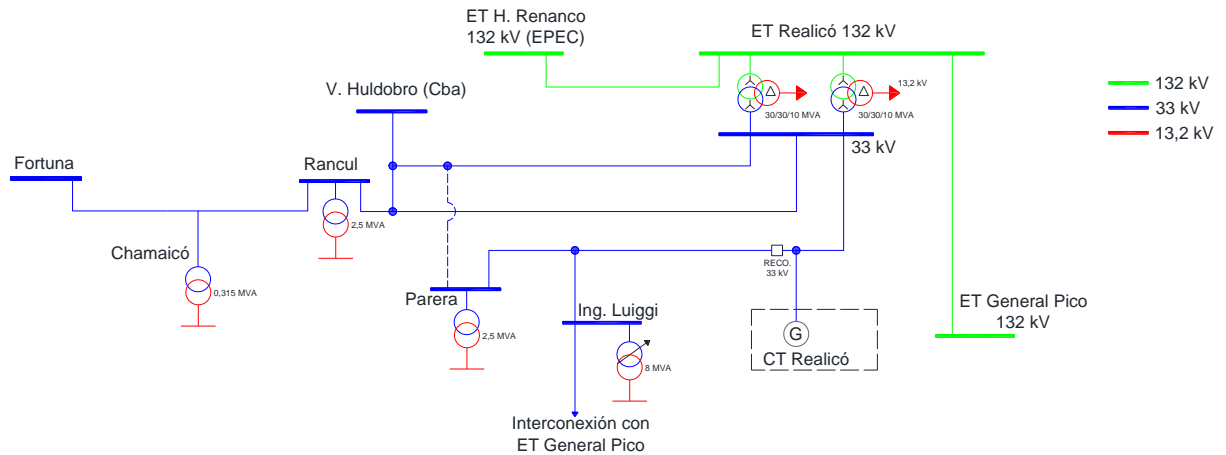


Ilustración 10 – Esquema unifilar de la zona en estudio

Este esquema actual acarrea problemas de selectividad y cambios de ajuste en las protecciones al cambiar de un punto de inyección/absorción de energía.

1.5. Estimación de la Demanda Eléctrica

La proyección de la demanda para la ET Realicó 132 kV en potencia aparente MVA, según la APELP para la Guía de Referencia 2022-2026 se indica en la tabla que se muestra a continuación.

VERANO 21/22			INVIERNO 2022			VERANO 22/23			INVIERNO 2023			VERANO 23/24			INVIERNO 2024		Año: 2025		Año: 2026					
Pico	Valle	Resto	Pico	Valle	Resto	Pico	Valle	Resto	Pico	Valle	Resto	Pico	Valle	Resto	Pico	Valle	Pico	Valle	Pico	Valle				
18,4	6,0	11,1	18,3	6,0	10,2	18,5	6,1	11,3	18,4	6,1	10,3	18,7	6,2	11,4	18,6	6,1	22,7	7,5	10,5	3,45	22,9	7,53	10,6	3,48
P (MW)	Q (MVAf)	P (MW)	P (MW)	Q (MVAf)	P (MW)	P (MW)	Q (MVAf)	P (MW)	P (MW)	Q (MVAf)	P (MW)	P (MW)	Q (MVAf)	P (MW)	P (MW)	Q (MVAf)	P (MW)	Q (MVAf)	P (MW)	Q (MVAf)	P (MW)	Q (MVAf)	P (MW)	Q (MVAf)

Tabla 2 – Pronósticos de demandas, ET Realicó 132 kV

La demanda futura pico, muestra crecimiento a partir del 2025 en un 22% con respecto al año anterior.

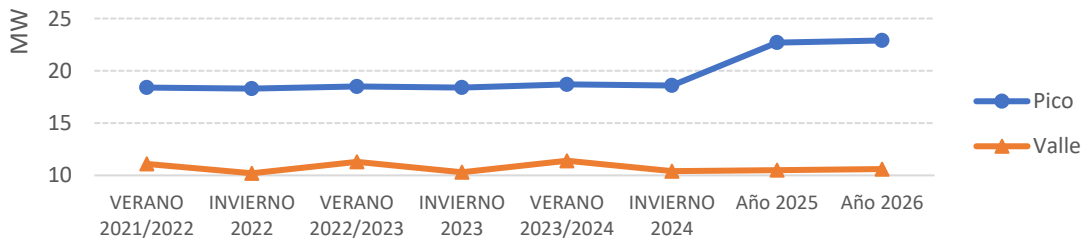


Ilustración 11 – Gráfico de demanda futura pico y valle

1.5.1. Histórico de Generación y Consumo de Combustible

A continuación, se muestra un histórico de la generación diésel neta MWh de los últimos 04 años de la CT Realicó, donde se intensifica su operación para las épocas de intenso calor o frío y en condiciones de fallas del sistema interconectado. La misma no muestra una operación continua sino de stand by.

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total General
2018	2.011,12	1.291,80	92,08	0,03	-	723,15	916,96	587,80	49,79	534,46	143,46	487,99	6.838,64
2019	1.149,84	923,47	0,22	-	-	17,02	351,33	141,58	452,89	48,57	479,59	1.160,02	4.724,53
2020	818,04	393,98	946,50	-	-	705,74	2.035,81	90,05	588,71	363,21	1.229,09	1.386,75	8.557,86
2021	1.331,58	112,54	416,48	487,70	158,54	2.016,30	484,92	1.032,25	287,59	595,68	518,03		7.441,59

Tabla 3 – Generación neta [MWh]³

³ CAMMESA

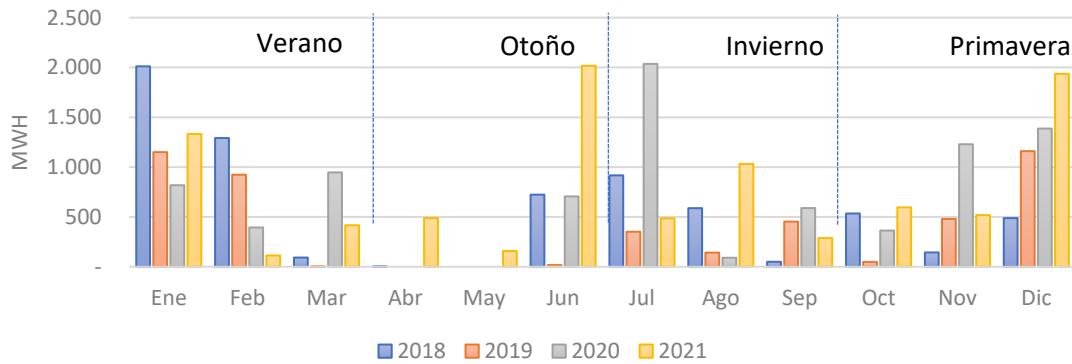


Ilustración 12 – Generación neta [MWh]

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total general
2018	538,51	345,23	23,29	0,16	-	187,70	236,11	155,13	11,12	143,08	37,30	129,50	1.807,12
2019	308,99	248,24	0,15	-	-	2,94	89,92	39,73	119,37	13,36	128,36	309,79	1.260,83
2020	218,87	104,10	250,86	-	-	181,50	525,15	7,57	151,99	95,13	325,21	405,90	2.266,26
2021	361,81	30,48	112,56	121,55	42,47	533,21	129,84	270,86	76,50	157,93	137,33	-	1.974,54

Tabla 4 – Consumo gas oil [m³]⁴

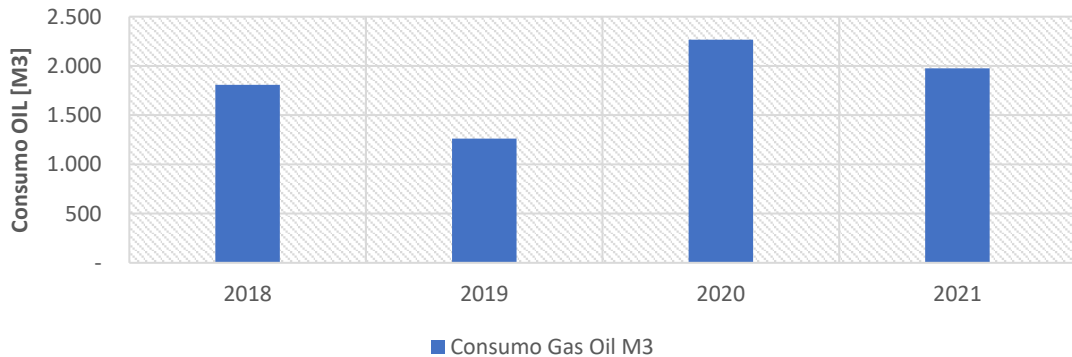


Ilustración 13 – Generación acumulada neta [MWh/año]

1.6. Disponibilidad de Servicios y Logística

- Accesos: RN 188, RN 35, RP 101 y caminos rurales.
- Agua: Proyección de bomba sumergible.
- Electricidad: Acometida LMT 13,2 kV ET Realicó.
- Internet: Proveedor de Servicios de Internet (ISP) para funcionamiento de SCADA.

⁴ CAMMESA

2. Condiciones de Borde

2.1. Datos Climatológicos y de Recurso

2.1.1. Tipo de Clima

La Provincia de La Pampa presenta rasgos de continentalidad que se acentúan hacia el oeste. Esta característica determina una disminución de las precipitaciones desde el este hacia el interior de la provincia, en conjunto con una mayor amplitud térmica, que se va presentando en esa misma dirección, relacionada con la disminución de los valores de humedad ambiente.

La localidad de Realicó, presenta un **clima templado pampeano**, con precipitaciones entre 850 y 600 mm anuales, siendo la zona que más lluvia recibe en toda la provincia y con una temperatura media anual de 16 °C.

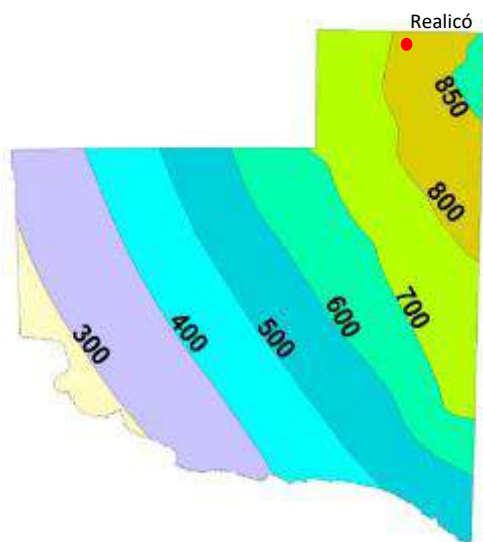


Ilustración 14 – Precipitación media anual [mm] ⁵

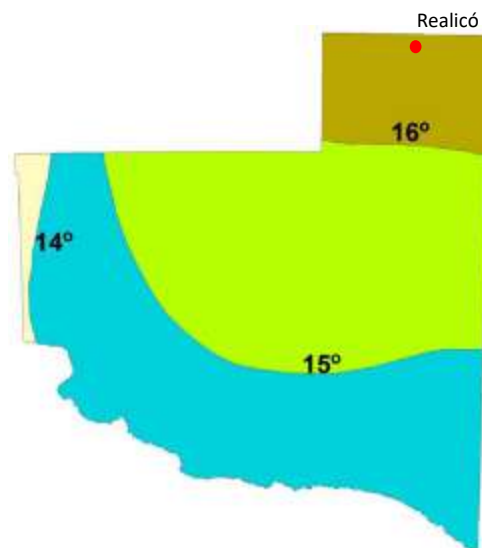


Ilustración 15 – Temperatura media anual [°C]. ⁶

2.1.2. Nivel Ceráuneo

La ley de H&S de la República Argentina (Ley Nº 19.587) mediante sus decretos y reglamentaciones exige la aplicación obligatoria de la reglamentación AEA 90364 referente a la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles. Esta reglamentación, basada en el consenso de especialistas y profesionales del rubro, llama en su sección 771.19.4 a la obligatoriedad del uso de dispositivos de sobretensión (DPS) en zonas donde el impacto de rayos sea perjudicial desde un punto de vista físico y económico segregando estas zonas según la cantidad de días con tormentas eléctricas por año.

El nivel ceráuneo mundial (cantidad de tormentas eléctricas por año) ha venido incrementándose los últimos años principalmente debido al calentamiento global, acarreado

⁵ Fuente Seria 1960-2000 G.A. Casagrande, G.T. Vergara y Bellini UN La Pampa, INTT EEA Anguil (2005)

⁶ Fuente CNA INDEC 2002

serios inconvenientes a la sociedad desde un punto de vista económico y de seguridad para las personas.

Ante estos escenarios es importante destacar la responsabilidad del profesional involucrado en la inspección y diseño de una instalación, garantizando el fiel cumplimiento de todas las pautas indicadas en las reglamentaciones vigentes con el fin de minimizar los riesgos.

Según los últimos estudios elaborados a partir de información de la World Wide Lightning Location Network y datos de 15 estaciones del Servicio Meteorológico Nacional por el CITEDEF, el nivel ceráuneo para Buenos Aires, Córdoba, Santa Fe, La Pampa, el este de Mendoza y todo el norte de Argentina se encuentra entre 30 y 90 días de tormentas al año.

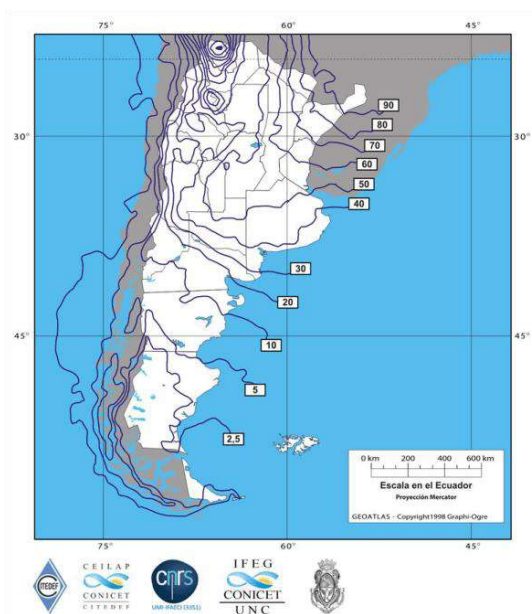


Ilustración 16 – Mapa Isoceráunico actualizado (IRAM 2184-1/AEA 9305-1)

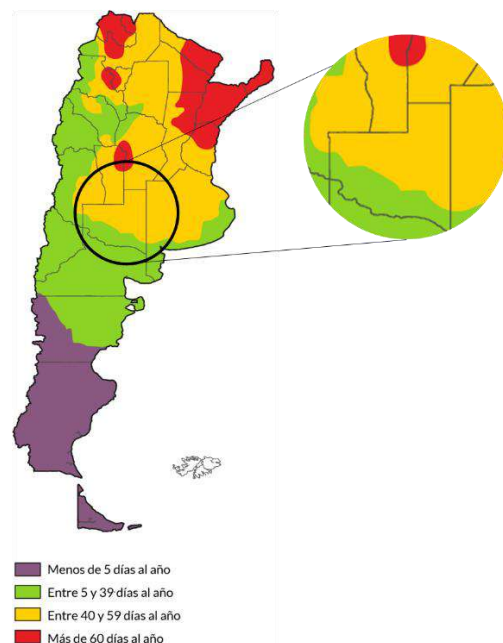


Ilustración 17 – Media anual de días con tormentas eléctricas

Dentro de la zona donde se va a emplazar el estudio de factibilidad en Realicó, está en la región de Comahue, la actividad eléctrica está relacionada con la orografía de la región y la interacción entre los sistemas frontales y las masas de aire húmedo inestables debido al calentamiento del suelo en La Pampa semiárida.

2.1.3. Recurso Solar

El recurso solar, predominante en la localidad, puede observarse en la Ilustración a continuación de horizonte y camino de sol, así como su potencial energético.

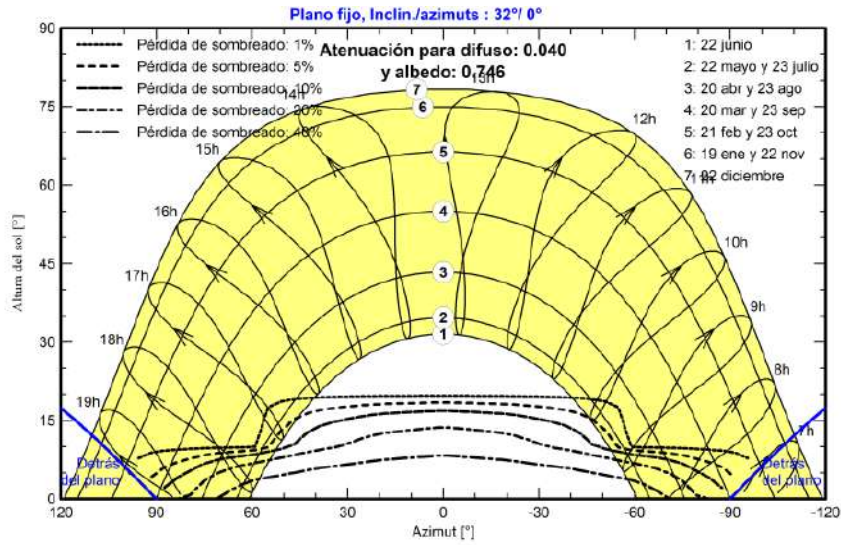


Ilustración 18 – Carta solar

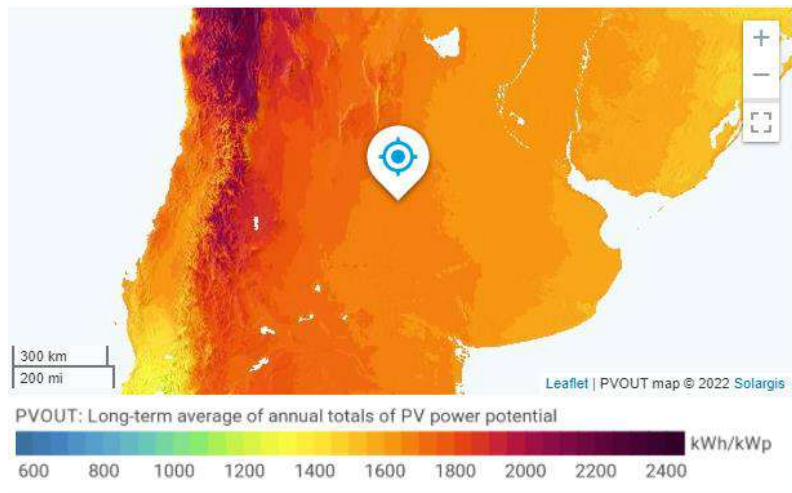


Ilustración 19 – Potencial solar fotovoltaico [kWh/kW_p]

Parámetro	Abreviación	Valor	Unidad
Potencia de Salida FV Específica	PVOUT specific	1.672,6	kWh/kW _p
Irradiación Normal Directa	DNI	2.052,5	kWh/m ²
Irradiación Horizontal Global	GHI	1.812,8	kWh/m ²
Irradiación Horizontal Difusa	DIF	580,5	kWh/m ²
Irradiación Inclínada Global en Ángulo Óptimo	GTI opta	2.068,5	kWh/m ²
Inclinación Óptima de los Módulos FV	OPTA	32 / 0	°
Temperatura del Aire	TEMP	16,6	°C
Elevación del Terreno	ELE	168	m

Tabla 5 – Potencial energético solar⁷

⁷ Global Solar Atlas

2.1.4. Recurso Eólico

Los vientos predominantes de la región pueden observarse en la rosa de vientos insertada a continuación. Se aprecia que la dirección predominante es del sector NE.

Esta zona tiene una velocidad media del viento a 100 metros de 8,13 m/s.

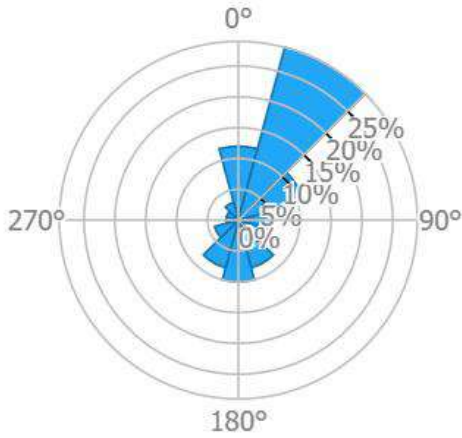


Ilustración 20 – Rosa de frecuencia de viento

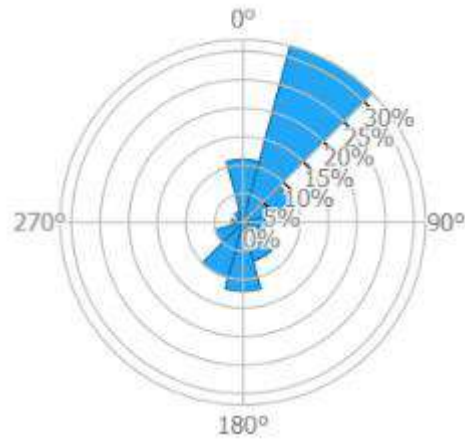


Ilustración 21 – Potencia de viento

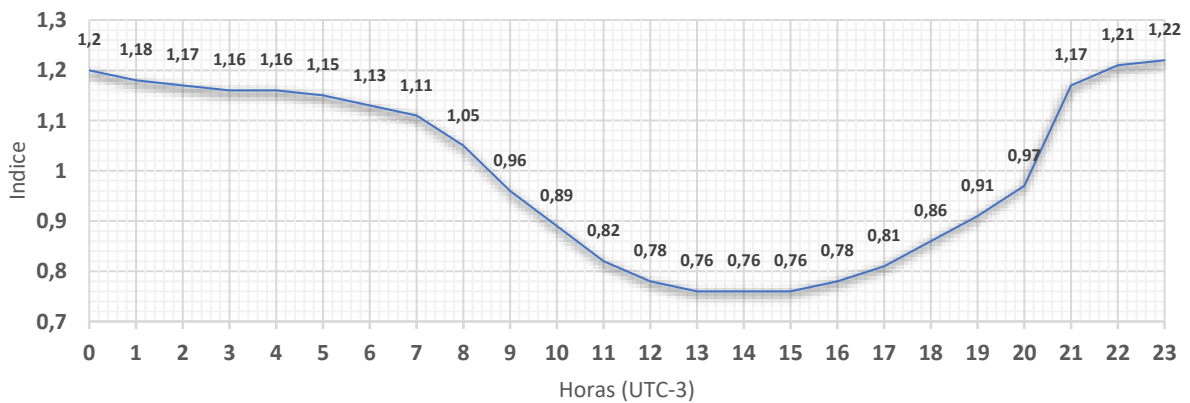


Ilustración 22 – Índice de velocidad del viento horaria

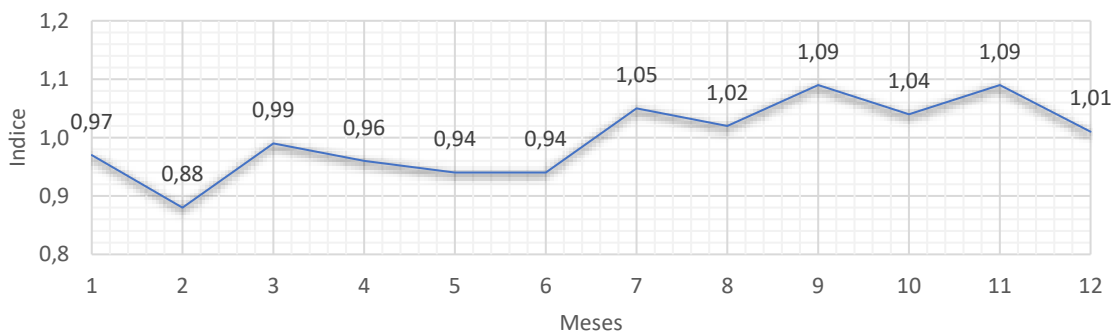


Ilustración 23 – Índice de velocidad del viento mensual

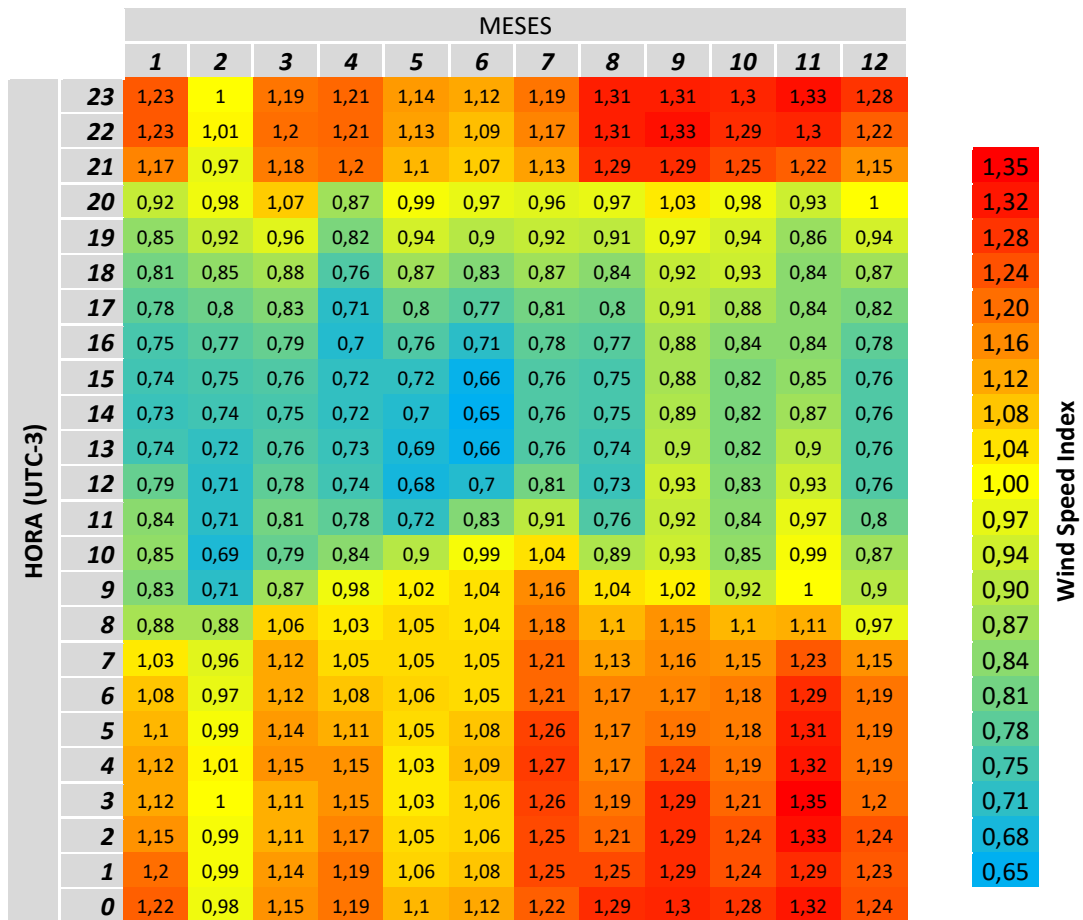


Ilustración 24 – Mapa de Calor, Índice de velocidad del viento, horaria vs. mensual

La constancia y uniformidad del viento son dos características que determinan si el recurso eólico, en un lugar, es apto para ser aprovechado. La topografía, la vegetación arbórea y otras estructuras presentes en un determinado lugar, pueden hacer variar la uniformidad del viento y su constancia, generando turbulencias y alteraciones constantes que impidan el uso del recurso. Sin embargo, en el Área no se observan obstáculos que pudieran afectar en este sentido.

2.2. Datos Ambientales y Sociales

2.2.1. Relieve

El territorio pampeano presenta valles, serranías, médanos y mesetas. Se distinguen cuatro áreas bien definidas:

- La estepa gramínea que se ubica en el noreste de la provincia. Es la más poblada y productiva con características similares al oeste de la provincia de Buenos Aires.

- Los valles pampeanos se distinguen por presentar una sucesión de hondonadas con orientación noreste-sudoeste. Son ricos en pasturas, el fachinal es una zona semiárida, donde predomina el monte bajo.
- Semidesértico al oeste con vegetación achaparrada, pastos duros, escasas precipitaciones y fisonomía patagónica. En el sur se encuentran algunas sierras bajas, entre las que se destacan las de Pichi Mahuida, Choique Mahuida y Lihuel Calel, son de poca importancia y su altura máxima es de 589 m.
- El sector oeste del territorio, que constituye una zona de transición con Cuyo, es el más elevado de la provincia. La máxima altitud corresponde al cerro Negro, al noroeste, con 1.188 m.

La localidad de Realicó se encuentra en la parte más llana, inmediata a las provincias de Córdoba y Buenos Aires, con una zona de hundimiento anegadiza con humedales alimentados por los desbordes del río Quinto. Así mismo posee una altura media de 168 msnm, una mínima de 147 y máxima de 168 msnm.

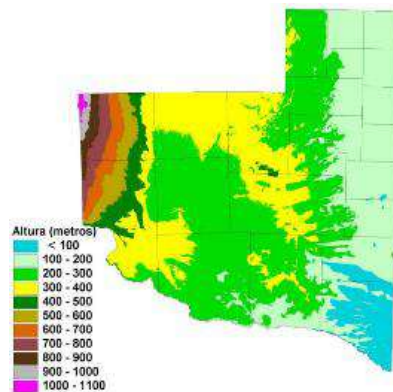


Ilustración 25 – Topografía de La Pampa⁸

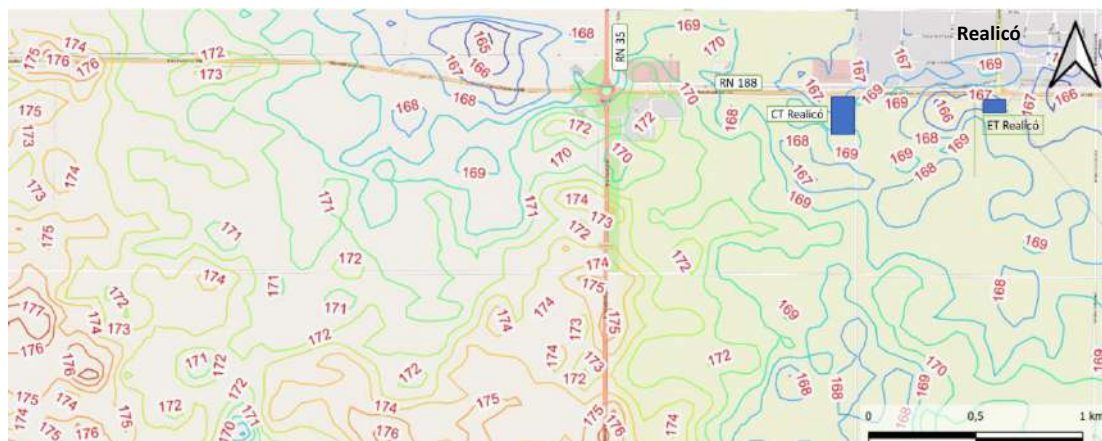


Ilustración 26 – Topografía en las cercanías de Realicó. Formación de anegaciones de escasa profundidad

⁸ G. Cruzarte utilizando datos de USGS/Nasa, SRTM (2006).

2.2.2. Hidrología

La hidrografía de la Provincia de La Pampa es escasa, aunque con muy importantes cursos. Está atravesada por 4 cuencas importantes:

- **Cuenca del Río Atuel.** El Río Atuel se desarrolla en las provincias de Mendoza y La Pampa con un sentido Noroeste-Sureste. Ingresando a la Provincia de La Pampa en cercanías de la localidad de Santa Isabel.
- **Cuenca del Río Colorado.** El Río Colorado desde sus orígenes en la Cordillera de los Andes, hasta su desembocadura en el Océano Atlántico. Sus aguas son compartidas por las provincias de Mendoza, Neuquén, La Pampa, Río Negro y Buenos Aires, y su cuenca abarca 48.000 km².
- **Cuenca del Río Desaguadero - Salado - Chadileuvu – Curaco.** El río Desaguadero escurre en sentido Norte-Sur, desde las provincias de La Rioja, San Juan y Mendoza, hace su ingreso a la Provincia de La Pampa en el paralelo 36. En su transcurso recibe los aportes de ríos cordilleranos como los son el río Jachal, el río San Juan, el río Mendoza, el río Tunuyán, el río Diamante y el río Atuel.
- **Cuenca del Río Quinto.** Otra cuenca importante y próxima al área de estudio es El Río Quinto que nace en las sierras de San Luis y escurre con sentido Noroeste-Sureste atravesando la Provincia de Córdoba. Hace su ingreso en la Provincia de La Pampa al Este de la localidad de Bernardo Larroudé, atravesando la Ruta Nacional N°188, inundando una serie de campos (Próximos a la población de Realicó) y pasando a Provincia de Buenos Aires mediante el camino Meridiano V, que separa a ambas provincias. Se trata de una cuenca particular por no disponer de un curso de escurrimiento definido y un área de llanura inmersa en una matriz productiva que se ve afectada ampliamente en los casos de años húmedos.

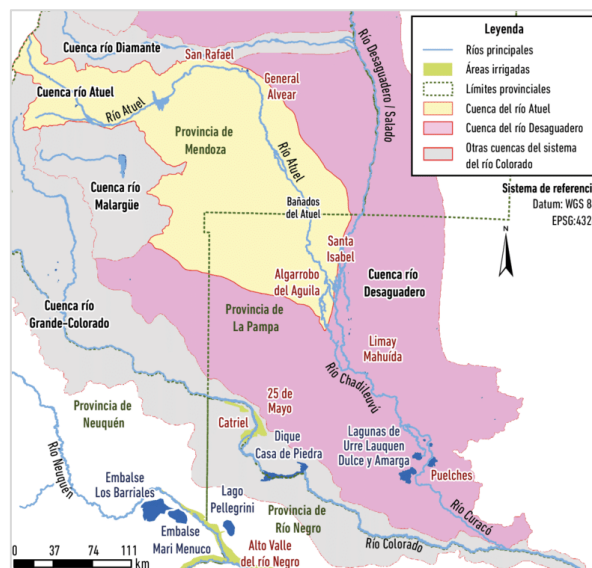


Ilustración 27 – Cuencas principales de La Pampa



Ilustración 28 – Cuenca del Río Quinto. Área de estudio

2.2.3. Flora y Fauna

La fauna autóctona de la Provincia de La Pampa, como consecuencia de la ocupación humana ha disminuido hasta casi su extinción. Por esa razón existe una casi completa ausencia de grandes mamíferos, el venado que fuera el animal más típico de las pampas, los guanacos y el yagüareté han casi desaparecido.

En la actualidad, la fauna nativa de mamíferos incluye pumas, guanacos, zorros, maras o liebres patagónicas, armadillos, vizcachas. En la región es común la presencia de ñandúes.

Las aves rapaces son numerosas: chimangos, Caracara plancus o caranchos, jotes o buitres negros de vez en cuando también cóndores (esto especialmente en el oeste las tierras altas de la provincia).

Abundan los roedores y pueden encontrarse especies de desdentados como mulitas, peludos, pichis y maticos. Los reptiles y las aves presentan pocas especies propias como el avestruz patagónico, ñandú, ciervo colorado, puma y jabalí salvaje, son algunas de las especies que predominan en los montes.

Entre los reptiles presentes, se destaca la boa constrictor y tres especies de Bothrops formidables: la yarará ñata (desaire Yarará), la yarará chica (pequeño Yarará) y gran yarará — esta última solo en el noreste de la provincia. También existen en todo el territorio, una serpiente coral *Micrurus pyrrhocryptus* venenosa. Entre los quelonios se debe mencionar la tortuga *Geochelone chilensis*.

En el caso de la flora, existen tres áreas principales en la provincia fitogeográfica. En su estado natural, la parte oriental de la provincia posee humedales donde se pueden observar cola de zorro o carrizos como principal arbusto.

Hacia el centro de la provincia, la misma era una región de densos bosques de algarrobo negro, de chañar y sobre todo caldén, por lo que esta región es conocida como "El Caldénal". Entre los arbustos, se destacan la presencia de piquillín (*Condalia microphylla*).

Hacia el oeste del río Desaguadero-Chadileuvú- Curacó llamado localmente, el suelo carece de materia orgánica y humedad, por lo que presenta alto grado de salinización que ha creado un semi-desierto con pasto puna, jarilla, Festuca gracillima, neneo y verbenas.

2.2.4. Actividad Económica

El sector agropecuario se desarrolla fundamentalmente en la zona nordeste de la provincia, por el régimen de lluvias y la calidad de los suelos. Se cultivan cereales, oleaginosas y especies forrajeras. Sobresalen el cultivo de trigo, el maíz y el girasol. En cuanto a la ganadería, que es el sector que más aporta a la economía provincial, se desarrolla prácticamente en toda la provincia, y radica en la cría y engorde de vacunos principalmente, y en menor medida ganado ovino, caprino, equino y porcino. En los últimos años avanzó notoriamente la apicultura, además de la industria, que debido al crecimiento de UNILPA, una unión industrial que se ha hecho notar, principalmente en Guatraché, General Pico y Santa Rosa.

Se destacan industrias como, Aceiteras, productos lácteos, extracción y empaquetado de sal, Molinos Harineros, entre otras, y se está desarrollando la industria del biodiésel en la región cerealera de la provincia, en el norte y el este.

Las explotaciones de hidrocarburos están localizadas en el sudoeste de la provincia e integran la cuenca neuquina. Las áreas de producción petrolera se destacan 25 de Mayo - Medanito S.E., El Medanito, Jagüel de los Machos, Salina Grande I, Concesión CNQ 7A y Gobernador Ayala.

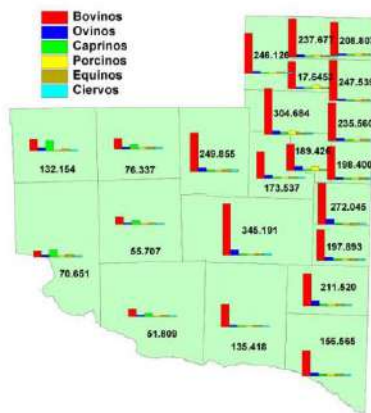


Ilustración 29 – Número total de cabezas⁹

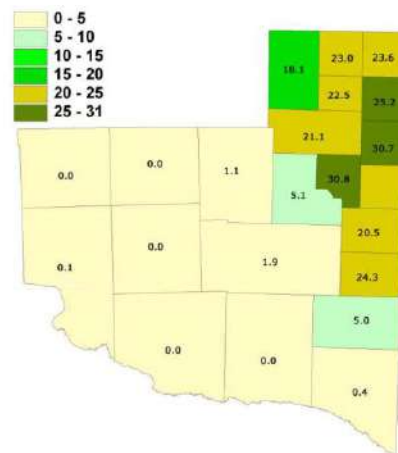


Ilustración 30 – Superficie con uso agrícola. [% del departamento]¹⁰

Por su parte, el turismo también aporta a la economía provincial, y sus principales atractivos son:

- Parque Nacional Lihué Calel.
- Parque Luro.

⁹ Fuente CNA INDEC 2002

¹⁰ Fuente CNA INDEC 2002

- Parque Recreativo Laguna Don Tomás.
- Casa de Piedra.

En el área de Realicó la actividad económica principal se destaca la agricultura y la ganadería por la calidad de sus suelos y las lluvias.

2.2.5. Áreas Protegidas

La Provincia de La Pampa dispone de las siguientes áreas protegidas:

1. Laguna Gautraché: Reserva con Uso Sostenible de los Recursos Naturales.
2. Casa de Piedra: Áreas de Gestión de Hábitats o Especies o Categoría V Reserva de Paisaje Protegido.
3. La Humada: Áreas de Gestión de Hábitats o Especies.
4. La Reforma: Áreas de Gestión de Hábitats o Especies.
5. Limay Mahuida: Áreas de Gestión de Hábitats o Especies.
6. Parque Luro: Parque Provincial.
7. Pichi Mahuida: Parque Provincial.
8. Ñochilei-CO: Reserva con Uso Sostenible de los Recursos Naturales.
9. Delfín Pérez: Reserva de Paisaje Protegido.
10. Cerro Negro: Reserva con Uso Sostenible de los Recursos Naturales.

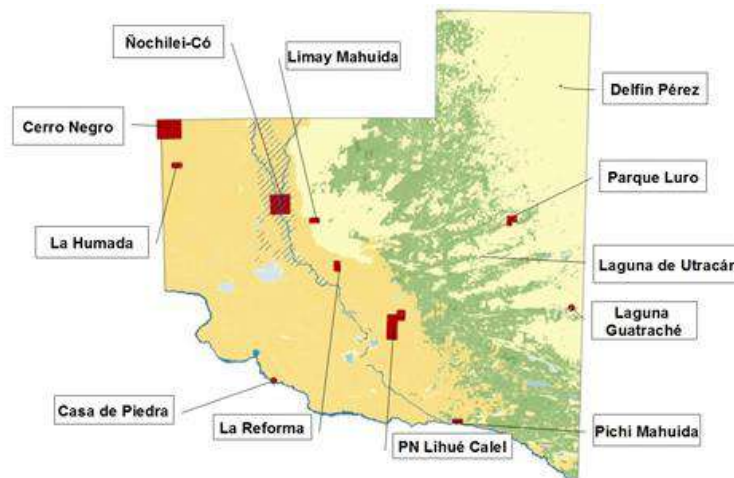


Ilustración 31 – Áreas protegidas

2.3. Normas de Diseño Eléctrico

2.3.1. Locales

- AEA 90364-5 – Elección e instalación de los materiales eléctricos. Edición 2006.
- AEA 95101 – Reglamentación para líneas eléctricas exteriores en general, instalaciones subterráneas de energía y telecomunicaciones.
- IRAM 1585 – Bloquetes de puesta a tierra, para elementos de hormigón armado y hormigón pretensado de soporte de líneas aéreas.
- IRAM 2025 – Transformadores de medición.

- IRAM 2178 – Cables de energía aislados con dieléctrico sólido extruido para tensiones nominales de 1,1 kV a 33 kV.
- IRAM 2243 – Conductores, alambres y cables para uso eléctrico. Definiciones.
- IRAM 2271 – Transformadores de tensión.
- IRAM 2274 – Transformadores de tensión y corriente.
- IRAM 2275 – Transformadores de corriente.
- IRAM 2281-1 – Puesta a tierra de sistemas eléctricos. Consideraciones generales. Código de práctica.
- IRAM 2281-2 – Puesta a tierra de sistemas eléctricos. Guía de mediciones de magnitudes de puesta a tierra (resistencias, resistividades y gradientes).
- IRAM 2281-3 – Puesta a tierra de sistemas eléctricos. Instalaciones industriales y domiciliarias (inmuebles) y redes de baja tensión. Código de práctica.
- IRAM 2281-4 – Puesta a tierra. Sist. Eléctricos, centrales, subestaciones y redes. Código de práctica.
- IRAM 2281-5 – Código de práctica para puesta a tierra de sistemas eléctricos. Puesta a tierra de sistemas de telecomunicaciones (telefonía, telemedición y equipos de procesamiento de datos).
- IRAM 2309 – Materiales para puesta a tierra. Jabalina cilíndrica de acero-cobre y sus accesorios.
- IRAM 2310 – Materiales para puesta a tierra. Jabalina cilíndrica de acero cincado y sus accesorios.
- IRAM 2315 – Materiales para puesta a tierra. Soldadura cuproaluminotérmica.
- IRAM 518 – Cables de acero. Definiciones.
- IRAM 768 – Cordones de alambres de acero, cincados, para puesta a tierra.

2.3.2. Internacionales

- IEC 60044 – Instruments Transformers.
- IEC 60071 – Coordinación de Aislaciones.
- IEC 60076 – Transformadores de Potencia.
- IEC 60129 – Alternating current disconnectors and earthing switches.
- IEC 60137 – Insulated bushings for alternating voltages above 1000 V.
- IEC 60186 – Voltage Transformers.
- IEC 60214 – Performance requirements and test methods.
- IEC 60265 – Switches for rated voltages above 1 kV and less than 52 kV.
- IEC 60273 – Characteristic of indoor and outdoor post insulators for systems with nominal voltages greater than 1000 V.
- IEC 60364-5-54 – Segunda edición 2002-06. Instalaciones eléctricas de edificios. Parte 5-54: Selección y montaje de equipos eléctricos. Disposiciones de puesta a tierra, conductores de protección.
- IEC 60502-1 – Cables de alimentación con aislamiento extruido y sus accesorios para tensiones nominales desde 1 kV hasta 33 kV.
- IEC 60502-2 – Cables for rated voltages from 6 kV ($U_m = 7.2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV).
- IEC 60687 – Alternating Current Static Watt-Hour Meters for Active Energy.
- IEC 60694 – Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards.
- IEC 60865 – Short-circuit currents - Calculation of effects. IEC 62271-100 - High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: Alternating-current circuit-breakers.
- IEC 61400-24 – Selección y montaje de equipos eléctricos. Sistema de cableado.

- IEC 61850 – Communication networks and systems in substations.
- IEC 61936-1 – Primera edición. 2002-10. Instalaciones de potencia superior a 1 kV.
- IEC 62271-102 – High-voltage switchgear and controlgear - Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches.
- IEC 62271-200 ex IEC 60298 – High-voltage switchgear and controlgear - Part 200: AC metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV.
- IEEE 80™ 2000.
- IEEE 81™ 1983.
- IEEE 837™ 2002.
- ISO 7010:2020 – Graphical symbols - Safety colours and safety signs - Registered safety signs.
- ISO 80000-1:2009 – Quantities and units.

2.4. Acrónimos y Abreviaturas, Sistema de Unidades

2.4.1. Acrónimos y/o Abreviaturas

ACRÓNIMOS/ ABREVIATURAS/ ENTES	DESCRIPCIÓN
AC	Corriente Alterna
ACSR	Aluminum Conductor Steel Reinforced
AEA	Asociación Electrotécnica Argentina
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima
CCA	Centros de Control de Área
CCRR	Control de la Compensación de Reactivo en la Red
CCV/Q	Control Conjunto de Tensión/Potencia Reactiva (“droop”)
CT	Central Térmica
DAG	Desconexión Automática de Generación
DC	Corriente Continua
EMI	Interferencia Electromagnética
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
ET	Estación Transformadora
FO	Fibra Óptica
GBB	Grouping Bus Box
HVAC	Heating, Ventilation and Air Conditioning
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
IRAM	Instituto de Racionalización Argentina de Materiales
ISO	International Organization for Standardization
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MT	Media Tensión
OED	Organismo Encargado del Despacho
OPGW	Optical Ground Wire
PCB	Bifenilo Ploriclorado
PDI	Punto de Interconexión
PE	Parque Eólico
PLC	Programmable Logic Controller
PS	Parque Solar Fotovoltaico

ACRÓNIMOS/ ABREVIATURAS/ ENTES	DESCRIPCIÓN
RAT	Tablero de Regulador Automático de Tensión
RCE	Registrador Cronológico de Eventos – Osciloperturbógrafo
RTU	Unidad de Transmisión Remota
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SCOM	Sistema de Comunicaciones
SF6	Hexafluoruro de Azufre
SMEC	Sistema de Medición Comercial
SOTR	Sistemas de Operación en Tiempo Real
SPDA	Sistema de Protección contra Descargas Atmosféricas
STATCOM	Static Synchronouous Compensator
TGSACA	Tablero General de Servicios Auxiliares de Corriente Alterna
TGSACC	Tablero General de Servicios Auxiliares de Corriente Continua
UPS	Uninterruptible Power Supply
XDSL	X Digital Subscriber Line

Tabla 6 – Acrónimos abreviaturas y entes matemáticos

2.4.2. Sistema De Unidades

El Sistema Internacional de Unidades (SI), del francés *Système international d'unités*, es el sistema de unidades que se usa en casi todos los países del mundo. Está constituido por siete unidades básicas: amperio, kelvin, segundo, metro, kilogramo, candela y mol, además de muchas unidades derivadas de las cuales veintidós tienen nombres especiales, prefijos para denotar múltiplos y submúltiplos de las unidades y reglas para escribir el valor de las magnitudes.

Las unidades del SI constituyen referencia internacional de las indicaciones de los instrumentos de medición, a las cuales están referidas mediante una concatenación ininterrumpida de calibraciones o comparaciones.

MAGNITUD	UNIDAD	SÍMBOLO
ÁNGULO	Radian	Rad
ÁNGULO PLANO	Grado sexagesimal	°
CORRIENTE ELÉCTRICA	Ampere	A
DIFERENCIA DE POTENCIAL	Volt	V
ENERGÍA, TRABAJO, CALOR	Joule	J
FLUJO LUMINOSO	Lumen	lm
FRECUENCIA (f)	Hertz	Hz
FUERZA	Newton	N
ILUMINANCIA	Lux	lx
INDUCTANCIA	Henrio	H
INTENSIDAD LUMINOSA	Candela	lv
MASA	-	kg
POTENCIA REAL	Watt	W
RESISTENCIA ELÉCTRICA	Ohm	Ω
SUSCEPTANCIA (B)	Siemens	S
TEMPERATURA	Celsius	°C
TIEMPO	Segundo	s

Tabla 7 – Unidades básicas y derivadas SI

3. Evaluación con Generación Solar FV

3.1. Evaluación de Producción Eléctrica

Para evaluar la producción energética del Parque se utilizó el software especializado PVsyst 7.2 y Helioscope¹¹, permitiendo comparar las distintas alternativas estudiadas y optimizar el diseño en búsqueda de una mejor eficiencia.

Estos softwares (reconocidos como un estándar internacional en la evaluación energética de proyectos solares fotovoltaicos) permiten una simulación de generación detallada en valores horarios, ofrecen la posibilidad de analizar diversas configuraciones de sistemas conectados a red, realizar estudio de sombras, tanto cercanas como lejanas, por medio de una representación 3D de todo el sistema.

Se realiza una simulación para estructura fija y otra para el caso de estructura con tracker de un solo eje observando un aumento en la generación del 22%.

En el Anexo 1: Reporte de Producción Energética Solar FV, se incluye un detalle más completo de los resultados.

Sistema de Estructura	Energía	Variación
Sin Tracker	39,47 GWh/yr	0%
Con Tracker	47,99 GWh/yr	+22%

Tabla 8 – Reporte de producción solar FV 24 MW_p @18,4 MW

Teniendo en cuenta la demanda existente en la ET Realicó, se analiza la cantidad de energía que desplazaría la nueva generación solar, asumiendo que el resto se deberá importar de la red. Para el caso de un día de alta demanda en verano e invierno, el resultado se presenta en la ilustración debajo.

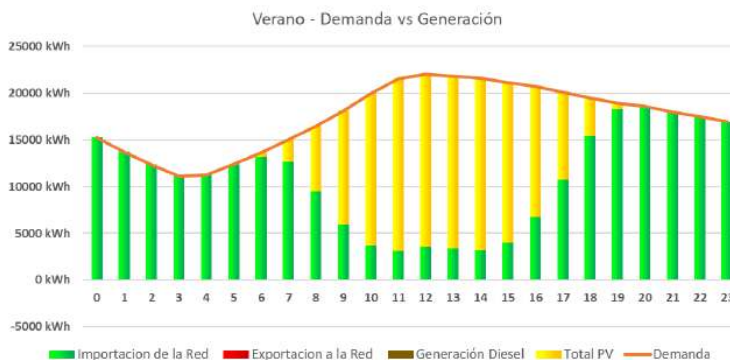


Ilustración 32 – Generación solar 24 MW_p @18,4 MW en 24 hs, día verano

¹¹ Al momento de redactar este informe Helioscope no soporta simulaciones con una capacidad instalada superior a 15 MW_p, sin embargo, puede escalarse si los parámetros de diseño del Proyecto son de carácter modular.

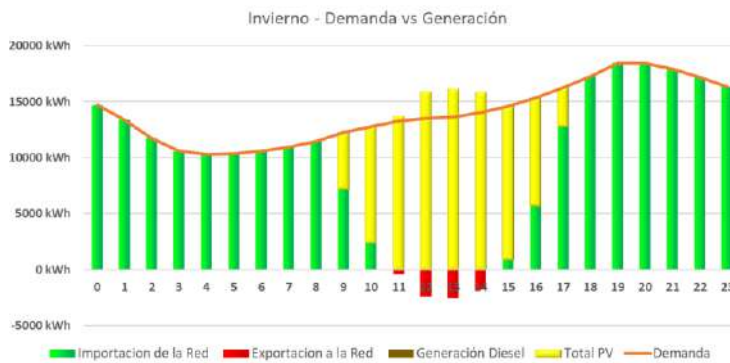


Ilustración 33 – Generación solar
24 MW_p @18,4 MW en 24 hs,
día invierno

- Para el escenario de verano, se observa los máximos entre las 09:00 y 17:00 hs, con una cobertura del 85% de la demanda en su punto de máxima generación, requiriendo importación de la red. Ver Ilustración 32.
- Para el escenario de invierno, las exigencias de la demanda son considerablemente menores, se observa un excedente que es exportado en las horas del día, sin embargo, se observa la dependencia externa. Ver Ilustración 33

3.2. Diseño del Parque Solar FV

El diseño conceptual consistirá en determinar la cantidad de elementos principales de la instalación, la distribución física de estos y sus parámetros característicos.

3.2.1. Componentes Tecnológicos del Proyecto

Los principales componentes del proyecto son:

- Módulos fotovoltaicos.
- Estructuras solares.
- Inversores electrónicos DC/AC.
- Estación transformadora elevadora, de protección y maniobra.
- Sistema colector DC y AC.
- LMT 33 kV hacia el Punto de Interconexión (ET Realicó).
- Celdas de acople a la ET Realicó 33 kV.
- Agrupación de los diferentes circuitos en una Sala de Control in Situ con elementos de maniobra, protección, medición y monitorización.

3.2.2. Premisas de Diseño

Para diseñar la instalación solar fotovoltaica más adecuada, se han establecido algunas premisas que permiten seleccionar la configuración. A modo resumen, los condicionantes de partida son los siguientes:

- Se considera el estándar IEC de la industria solar para un voltaje máximo de 1.500 V_{DC}. Este máximo voltaje será el seleccionado para el sistema colector DC debido principalmente a las siguientes ventajas:
 - Mitigación de pérdidas por efecto Joule.
 - Arranque del inversor en condiciones de baja irradiancia.
 - Reducción de cableado por conexiones en paralelo.
 - Ahorro de sección de conductores.
- Para plantas fotovoltaicas con capacidad instalada mayor a 2 MW_p, la industria recomienda adoptar una filosofía de diseño centralizada. Es decir, con inversores tipo central buscando reducir CAPEX&OPEX y simplificar operación.
- Se busca un Ratio_{DC/AC} entre 1,2 y 1,4 recomendado en la industria para mejorar la performance energética de la planta de forma segura.
- Todos los circuitos de DC se diseñarán según la norma IEC 60364-7-712 para que la potencia máxima sea el 125% del corriente de cortocircuito del generador (lo que también es coherente con la NEC estadounidense). Las pérdidas máximas de energía serán inferiores al 1,3% en condiciones estándar de funcionamiento (STC) y las pérdidas medias serán inferiores al 1,1%.
- Los paneles serán montados a un mínimo de 60 cm elevados sobre el nivel del suelo y ángulo de inclinación mínimo de 10° según recomendaciones de fabricantes.
- Interesa emplear módulos fotovoltaicos con la mayor potencia disponible comercialmente, buscando:
 - Minimizar la cantidad de paneles a utilizar.
 - Reducir el área requerida in Situ.
 - Disminuir costo de montaje, logística, mantenimiento, estructuras, cableados y canalizaciones.
 - Disminuir pérdidas por efecto Joule en el sistema colector.
- El diseño será realizado para el caso de estructura fija.

3.2.3. Ángulo de Inclinación Óptimo de los Paneles

El ángulo de inclinación óptimo de los paneles se establece mediante los softwares PVsyst y comparando con Global Solar Atlas¹² a modo de verificación.

Tomando el dato de la latitud in Situ, la generación óptima se ubica en torno a una inclinación de 32° orientación Norte y azimut de 0°.

¹² <https://globalsolaratlas.info/map?c=-35.380093,-63.885498,10&s=-35.047958,-64.219015&m=site>

3.2.4. Sombras y Distancia entre Filas

Las sombras parciales en los módulos fotovoltaicos, además de la pérdida de rendimiento por su envejecimiento normal, pueden ocasionar problemas de sobrecalentamiento al actuar las zonas sombreadas como cargas para aquellas zonas que no lo están.

El emplazamiento seleccionado no presenta sombras al tratarse de un terreno llano, libre de árboles y construcciones. Por otra parte, debe analizarse en detalle la distancia entre filas para evitar sombras provocadas por los módulos y estructuras.

La distancia mínima se calcula para el día en que la altura solar es mínima, es decir 21 de Junio. Para paneles con azimut 0° aplica la siguiente expresión:

$$D = x + y = \frac{z}{\tan \alpha_s} + \frac{z}{\tan \beta} \quad (\text{Ec. 1})$$

Siendo:

α_s : Altura solar al mediodía para el día más desfavorable del año.

β : Inclinación del módulo

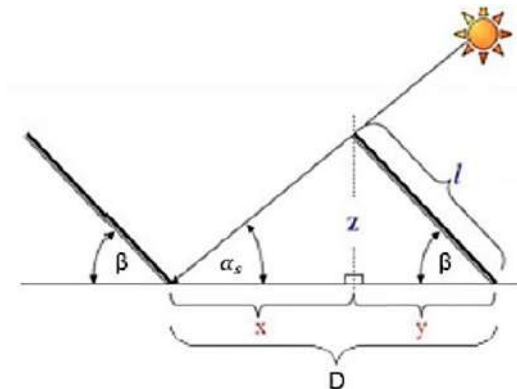


Ilustración 34 – Sombra entre filas

La altura z puede calcularse por trigonometría siendo β dato. El largo l se obtiene según dimensiones del panel (Anexo 3: Fichas Técnicas) y duplicando debido a la configuración de dos hileras en portrait (vertical) por estructura fija (Ec. 2):

$$\begin{aligned} c &= l \sin \beta = 4.558 \text{ mm} * \sin 32^\circ \\ z &= 2,41\text{m} \end{aligned} \quad (\text{Ec. 2})$$

Mientras que para calcular α_s se implementó la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \alpha_s &= 90^\circ - |\text{Latitud in Situ}| - 23,45^\circ = 90^\circ - |-35^\circ| - 23,45^\circ \\ \alpha_s &= 31,55^\circ \end{aligned} \quad (\text{Ec. 3})$$

Por lo tanto, de ecuación (1):

$$D = \frac{2,41m}{\tan 31,55^\circ} + \frac{2,41m}{\tan 32^\circ}$$

$$D = 7,8m$$

Para verificar el cálculo se corrieron simulaciones en Helioscope que verifican pérdidas mínimas por sombras a 8 metros. En este caso se toma como distancia mínima cuando la sombra de una fila de paneles no afecta a la fila consecutiva dentro de las horas de mayor radiación.

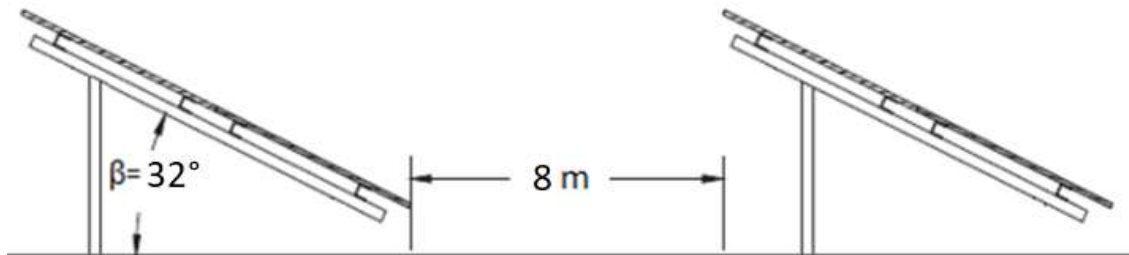


Ilustración 35 – Distancia entre filas

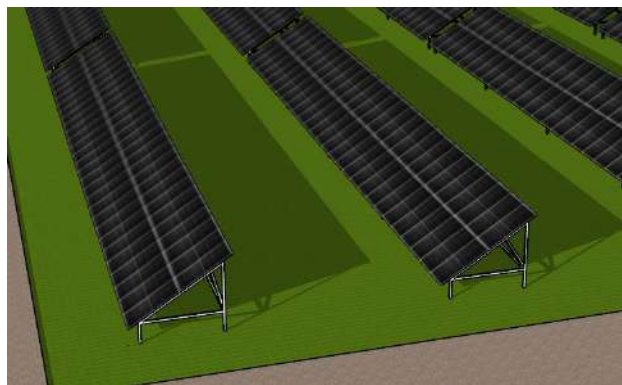


Ilustración 36 – Detalle de sombras entre filas

3.2.5. Conexión entre Inversores

La estructura principal del parque será condicionada por el inversor seleccionado. Dado que actualmente los inversores centralizados de mayor potencia alcanzan entre 3 y 6 MVA, es necesario dividir el parque de 24 MW_p en subparques los cuales estarán vinculados desde las salidas de cada inversor en configuración guirnalda.

Debe seleccionarse un inversor disponible en mercado que cumpla con normativa IEC y local y que su proveedor esté en condiciones de ofrecer soporte técnico in Situ en caso de imprevistos. A su vez, la selección de la potencia del inversor se verá condicionada por el $Ratio_{\frac{DC}{AC}}$ buscado.

Estableciendo 4 subparques de 6 MW_p con inversores centralizados de vanguardia de 4,6 MVA se verifica:

$$Ratio_{\frac{DC}{AC}} = \frac{Pot_{DC}}{Pot_{AC}} = \frac{6 MW_p}{4,6 MW_p} = 1,3 \quad (\text{Ec. 4})$$

Con los criterios mencionados se llega a la configuración del parque según Ilustración 37.

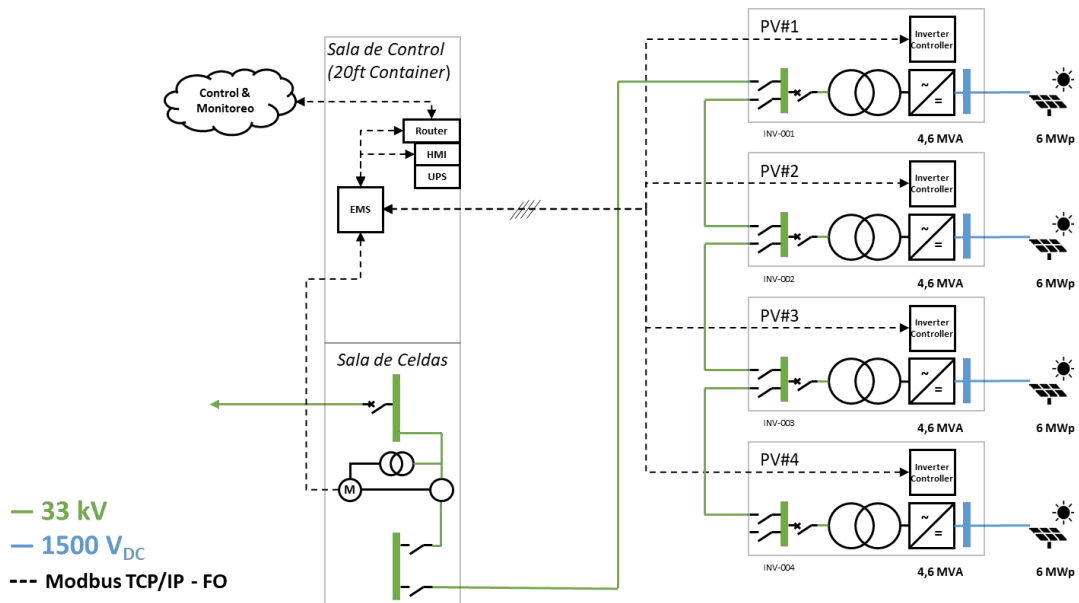


Ilustración 37 – Esquema unifilar del proyecto

3.2.6. Conexión Serie de Paneles

La conexión de los módulos fotovoltaicos se realizará combinando conexiones paralelo - serie teniendo en cuenta las limitaciones impuestas por los equipos. Primeramente, se busca determinar la cantidad de módulos en serie por string para luego conectar las cadenas en paralelo de forma simétrica.

Conectar paneles en serie tiene un limitante, y este es impuesto por la tensión máxima de entrada del inversor, de los paneles, conductores y cajas de combinación.

$$Tensión\ Máxima\ Admisible\ de\ Equipos > V_{oc} * N_s \quad (Ec. 5)$$

- V_{oc} : Tensión de circuito abierto.
- N_s : Número de módulos por string.

Al valor V_{oc} se realiza una corrección por temperatura, ya que este aumenta si la temperatura disminuye. El Anexo 3: Fichas Técnicas presenta datos en condiciones estándar de operación (STC - Standard Test Conditions) dados a 25 °C y una irradiancia de 1.000 W/m² del panel seleccionado. Como se especificó en las condiciones de borne, la temperatura mínima en el terreno elegido es de 3 °C durante el día, entonces es necesario corregir V_{oc} según la siguiente expresión:

$$V_{oc-correctada} = V_{oc} * (1 + \alpha_{V_{oc}} * (T - 25)) \quad (Ec. 6)$$

- T : Temperatura mínima que se puede presentar en el terreno.
- $\alpha_{V_{oc}}$: Coeficiente de temperatura para V_{oc} , especificado en datasheet del panel.

Para calcular el número máximo de módulos conectados por string:

$$N_{s-max} = \frac{V_{DC-max}}{V_{oc-correctado}} = \frac{1.500}{53,01} = 28,29 \quad (\text{Ec. 7})$$

- N_{s-max} : Número máximo de módulos por string.
- V_{DC-max} : Tensión máxima admisible de equipos.

Aproximando al entero inferior más cercano:

$$N_{s-max} = 28$$

Tanto Helioscope como PVsyst verifican en sus simulaciones un máximo de 28 módulos fotovoltaicos por string para alcanzar la tensión buscada de 1.500 V_{DC} a temperaturas mínimas (0 °C).

3.2.7. Diseño de Vista en Planta

Ya establecido el unifilar principal del Proyecto (Ilustración 37), el largo de las cadenas de paneles, distancias requeridas entre filas de estructuras y dimensiones del predio, el siguiente paso es realizar un modelado 2D que delimite la extensión de cada subparque. Esto permitirá definir la superficie requerida y agrupación de strings para la conexión en paralelo de los paneles.

Con la herramienta de modelado de SketchUp y utilizando paneles de 545 W_p según Anexo 3: Fichas Técnicas, se desarrolla el layout de la planta.



Ilustración 38 – Layout parque solar fotovoltaico Realicó 24 MW_p

Cada subparque posee las mismas características:

- Potencia DC: 5,982 MW_p

- Potencia AC: 4,6 MVA
- Cantidad de paneles fotovoltaicos: 10.976
- $Ratio_{DC}^{AC}$: 1,304
- Superficie por cada subparte PV#1-4 es de aprox. 8 ha c/u.
- Superficie Total Parque 44,4 ha. Incluye vías circulación internas, áreas de almacenamiento, centro de transformación y equipos de protección y medición.

Se ubican en el mismo lote lo más próximo posible a la ET Realicó para reducir pérdidas Joule y costos del sistema colector en 33 kV.

El Subparque PV#4 posee una distribución no uniforme para evitar sombras por edificaciones cercanas, mantiene las mismas características eléctricas a los restantes subparques.

La potencia total instalada del Proyecto es de 23,928 MW_p.

Es viable un Subparque PV#5 de iguales características eléctricas conectado en guirnalda. Se ampliaría la instalación a 23 MVA, 29,91 MW_p. Considerando previamente un sobredimensionamiento del sistema colector de 33 kV.

3.2.8. Conexión Paralela de Paneles

En una configuración que busca distribuir la generación simétricamente hacia la entrada de los inversores, el número de conexiones en paralelo está limitado por la corriente máxima de entrada del inversor, el conductor y las cajas de combinación. En el Anexo 3: Fichas Técnicas se encuentran las corrientes máximas de los equipos preseleccionados.

$$Corriente\ Máxima\ Admisible\ del\ Equipo > I_{sc} * N_p \quad (Ec. 8)$$

- N_p : Número de strings en paralelo por entrada a inversor o string box.
- I_{sc} : Corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico en STC.

Buscando reducir el tendido de cableado DC y ya establecida la distribución de estructuras de los 4 subparques se presenta a continuación la arquitectura de cada uno.

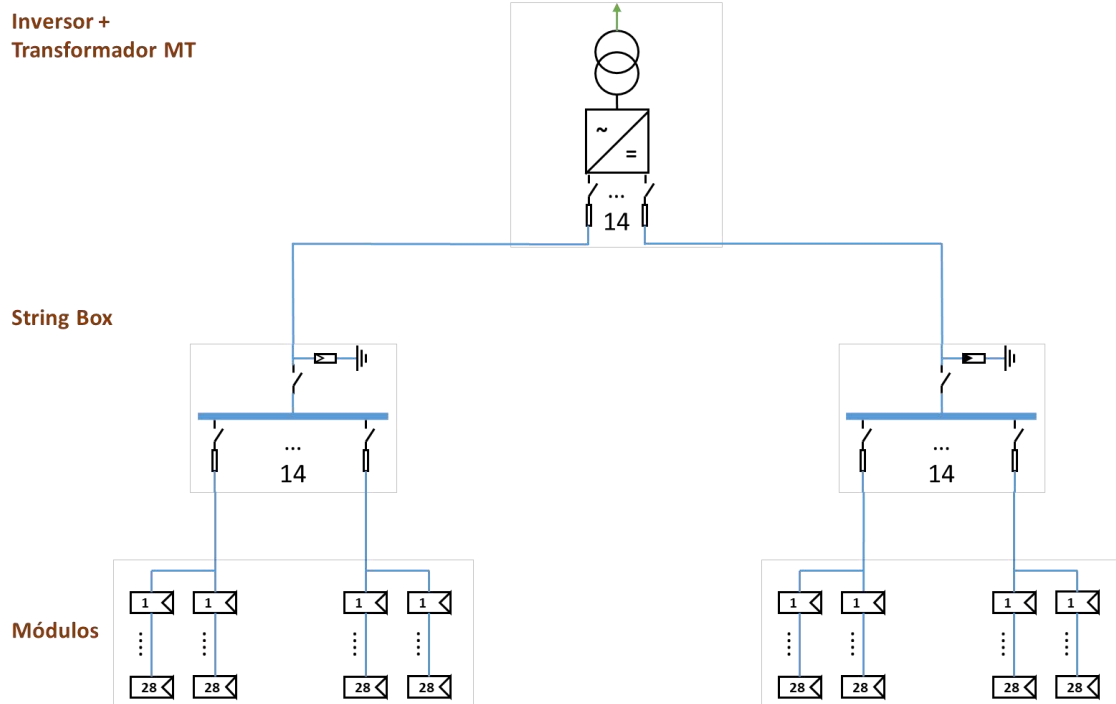


Ilustración 39 – Esquema unifilar de cada subparque

Aprovechando el sobredimensionamiento en corriente soportado por el MPPT del inversor, se logra un ahorro de cableado DC mediante la vinculación en paralelo de 2 strings propios de cada estructura utilizando conector MC4 Tipo T.



Ilustración 40 – Conector MC4 tipo T

Empleando cajas de agrupación con 14 entradas se logra una distribución simple y prolija de una caja cada 2 filas.

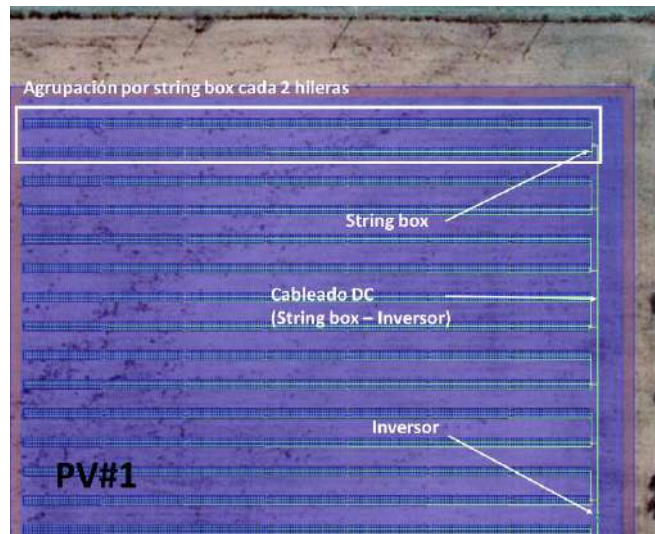


Ilustración 41 – Detalle disposición de cajas de agrupación

3.2.9. Sistema Colector

Según la naturaleza de la corriente, la instalación fotovoltaica está dividida eléctricamente en dos tramos principales:

- Cableado DC hasta el input del inversor.
- Cableado AC 33 kV desde el output del inversor.

Cableado DC

El tramo de DC se corresponde al cableado entre módulos fotovoltaicos formando strings, al cableado de los strings hasta las cajas de combinación y finalmente al tramo string box a inversor.

Deben cumplir las normas (IRAM 2178, IRAM 62266, IEC 60502) y leyes Nacionales, resistir esfuerzos mecánicos, radiación solar UV y condiciones de temperatura ambiente extremas (verano e invierno) en la zona de emplazamiento.

El cable de DC se puede dividir en cable de nivel 1, de nivel 2 y de nivel 3 según detalle:

- **Cable de nivel 1:** El denominado de nivel 1 es el conductor de cobre DC de 4 mm² que conecta las series de strings. El mismo ya se encuentra incorporado a los módulos desde fábrica variando su largo de tratarse de una instalación con orientación portrait u horizontal. Incluye los conectores MC4 para una rápida y segura vinculación de la serie de módulos.
- **Cable de nivel 2:** Tramo de cable que vincula los strings con las cajas de agrupación. El cable FV será unipolar – HFFR termoestable 1500 V_{DC} – 90 °C de cobre electrolítico estañado y 6 mm² de sección. No se recomiendan secciones menores ya que aumenta la probabilidad de desconectarse desde el MC4.

- **Cable de nivel 3:** El conjunto de conductores que conecta cada combiner box a su correspondiente entrada del inversor, se denomina de nivel 3. Este tramo de cable de DC estará formado por cable de aluminio, aislamiento de polietileno reticulado XLPE, cubierta tipo EVA, 0,6/1 kV_{AC} 1,8 kV_{DC} y secciones de 95 mm² a 120 mm². También aplica el cable tipo HFFR utilizado para el tramo nivel 2 y aumentando la sección a entre 95 o 120 mm².

Buscando reducir costos de cableado para el nivel 2 y 3, puede analizarse la conexión de strings de hasta 30 módulos en serie en lugar de 28. Es muy importante revisar la tensión de cadena resultante de las simulaciones para no exceder los 1.500 V_{DC} que soporta el inversor a la entrada.

Canalización

El tendido de cables se proyecta directamente enterrado y se diferenciará positivo y negativo con los colores rojo y negro respectivamente. Los cables serán de una sola pieza, no admitiendo empalmes en cables soterrados.

El tramo de bajada de los cables hasta el soterramiento llevará cobertura y protección que impidan su deterioro. Estará fijados a las estructuras y, una vez en el suelo, directamente enterrados en zanjas con cama de arena cubierto por tierra tamizada. Se tenderá enterrado a una profundidad de, al menos, 300 mm según la NEC 300.5 (no se aplican factores de profundidad).

Todos los conductores estarán debidamente etiquetados e identificados de acuerdo con los esquemas eléctricos desarrollados para la instalación.

Cableado AC MT

La conexión de los subcampos desde la salida de las celdas de seccionamiento propias de la estación de transformación se realizará por medio de un sistema colector de energía formado por cables unipolares directamente enterrados y conectados en guirnalda (Ilustración 37).

Con la configuración del Parque la corriente máxima aportada será:

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{S_{instalada}}{\sqrt{3} * V_{m\acute{i}n} * fp} = \frac{18.400kVA}{\sqrt{3} * 30,69 kV * 0,95} \quad (\text{Ec. 9})$$
$$I_{m\acute{a}x} = 364,4A$$

Se utiliza $V_{m\acute{i}n}$ tomando el rango de tolerancia admitida por CAMMESA para el nivel de tensión menores a 132 kV (Anexo 4 de Los Procedimientos).

Para simplificar la instalación y mantenimiento se recomienda utilizar el mismo tipo y sección de cable que el empleado para la línea de 33 kV desde el Parque hacia la ET Realicó. Se propone cable subterráneo de aluminio 1x185/25 mm² 33 kV tendido en tresbolillo a definir luego de los cálculos de dimensionamiento por corriente admisible, caída de tensión y cortocircuito durante la Ingeniería de Detalle.

Sistema de Celdas

Para la protección, operación y medición del Parque se proyecta un sistema a intemperie en 33 kV aisladas en SF₆ como se aprecia en la Ilustración 37.

El sistema de celdas de MT estará compuesto por una entrada con seccionamiento, un seccionamiento de la barra, un punto de medición SMEC y una salida con interruptor automático a la ET Realicó.

3.2.10. Red de Tierras

Se instalará una única red de tierras para la conexión de las envolventes metálicas de los equipos presentes en:

- Marcos metálicos de las estructuras de soporte de los módulos.
- Inversor + Transformador.
- Equipos de BT.
- Pararrayos.
- Cerco perimetral.
- Edificaciones.

Estableciéndose una única superficie equipotencial en toda la planta, las conexiones se conectarán de la forma más directa y corta posible. Serán visibles y no estarán sometidas a esfuerzos mecánicos, evitándose en su recorrido ángulos agudos.

Su función será evitar sobretensiones en los equipos que sean peligrosas para las personas o animales que entren en contacto con ellos accidentalmente, de tal forma que no serán superadas las siguientes tensiones admisibles:

- Tensión de contacto: 125 V.
- Tensión de paso: 125 V/m.
- Gradiente de potencial del borde de malla 125 V/m.

La malla equipotencial será de disposición ortogonal con cable de cobre electrolítico enterrado, de la sección y profundidad que resulte de la memoria de cálculo correspondiente siguiendo el procedimiento de la IEEE 80 o de ser posible la IEEE 2778 2020 (específica para aterramiento de Parques Solares Fotovoltaicos mayores a 5 MW_p) y verificando por medio de software de simulación.

El sistema estará constituido por una retícula cuyas dimensiones pueden oscilar entre 5 x 5 m y 12 x 12 m. Será instalada a una profundidad que podrá variar entre 0,7 m y 1 m, debiendo conectarse a lo largo de su perímetro, a dispersores de 3 m de longitud enterrados una profundidad no menor de 1 m. Estos dispersores serán del tipo de varilla "Copperweld" (cobre electrolítico con alma de acero) de diámetro ½", IRAM 2309, o tubo de cobre electrolítico de 16 mm de diámetro interior por 22 mm de diámetro exterior. Dos de los citados dispersores serán inspeccionables y permitirán conectar los aparatos necesarios para la medición de la resistencia a tierra de la malla en cuestión. Además, se podrá desconectar el dispersor de la malla a fin de comprobar su resistencia a tierra.

Los dispersores se dispondrán, dentro de lo posible, en la periferia de la malla, con excepción al correspondiente a los neutros del transformador y descargadores de sobretensión que se instalarán lo más cercano posible a los equipos. Estos dispersores se conectarán con dos conductores a distintos laterales de cuadrícula de la malla. La separación entre dispersores, en general, no será inferior a 8 m, para evitar el solapamiento de sus acciones.

El conductor preseleccionado será de 50 mm² de cobre desnudo (en cumplimiento del reglamento NEC en los art. 250.52(A)(4) y 250.53(F)).

Las conexiones de la malla entre sí, de los dispersores a ella y de derivaciones o “chicotes” se realizan con terminales de conexión a compresión en frío, de una mayor seguridad y velocidad para el instalador frente a la tradicional soldadura aluminotérmica tipo Cadwell.

La resistencia que presentará esta malla será inferior a 1,5 Ω. En el caso de que no se consiguiese este valor se añadirán jabalinas a las existentes hasta reducir esta resistencia. Para mejorar la resistividad del terreno se estudiarán en la ingeniería de detalle medidas complementarias, como la apertura de pozos en el terreno natural (para rellenarlos de arcilla y en ellos insertar las jabalinas), realizar tendidos radiales de cables de cobre desnudo, utilizar placas de cobre, etc.

Estructuras y Marcos de Módulos

Como se mencionó, los marcos metálicos de los paneles, así como las estructuras fijas se conectarán a la malla de puesta a tierra. El modelo de estructura seleccionado da cumplimiento a la norma UL 2703, que permitirá mediante grampas incluidas por el fabricante de estructura, vincular las masas de los módulos con las estructuras. Esto acarrea una reducción considerable en los costos de conductor a tierra ya que no es necesario vincular cada módulo individualmente como se muestra en la Ilustración 42 lo que también conllevará a simplificar la instalación.

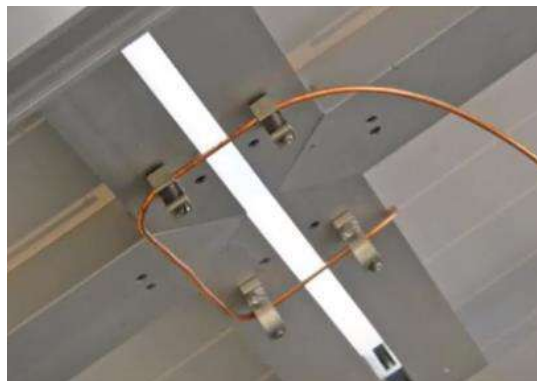


Ilustración 42 – Módulos montados en estructuras que no cumplen con UL 2703

Estación Inversora

La conexión a tierra de la Estación Inversora se seguirán los lineamientos establecidos en la Norma AEA 95401 inciso 8. “Tratamiento del neutro y puesta a tierra”.

3.2.11. Sistema de Protección contra Descargas Atmosféricas

Se proyecta un Sistema de Protección contra Descargas Atmosféricas (SPDA) para el generador fotovoltaico según IEC 62305-3 con pararrayos de puntas múltiples tipo Franklin aplicando el método del ángulo de protección.

La estructura deberá estar vinculada a la malla de puesta a tierra única del parque, priorizando un conjunto (punta captadora + soporte) con terminación a tierra integrada para reducir la resistencia a tierra, de ser posible menor a 10 Ω medida a bajas frecuencias.

3.2.12. Sala de Control

La Sala de Control será una pequeña edificación de dimensiones no menores a 2 x 2,5 m² (se recomienda contenedor de 20 pies) destinada a albergar los equipos de maniobra, medición, monitoreo, protección de Baja Tensión y también cumpliendo la función de oficina. Dentro de la Sala de Control se instalarán los siguientes equipos eléctricos y de seguridad:

- Tablero General de Baja Tensión.
- Medición SMEC.
- Medición de respaldo.
- Controlador.
- HMI.
- UPS.
- Router.
- HVAC.
- Matafuegos ABC con cartel baliza.

También puede utilizarse para almacenamiento de EPP's y herramientas.

3.2.13. Caminos Internos

Los caminos internos deben permitir la circulación fluida dentro del Parque durante todas las etapas del Proyecto.

Como base se planea un camino perimetral adyacente al cerco que delimita el Parque, su función no es solo permitir la circulación sino también brindar seguridad al aportar una distancia prudencial entre los equipos y el límite del predio.

Además, se prevén dos caminos ortogonales en cruz para separar los 4 subparques. Se considera como buena práctica definir estas vías internas con un ancho entre 8 y 6 metros respectivamente. La distancia y radios de giro serán definidos durante la ingeniería de Detalle.

Como material se proyecta camino de tierra mejorado o ripio. Es importante que sea regado en épocas de seca y verano para evitar el levantamiento de polvillo que desmiembra los caminos y cubre la superficie de los paneles decrementando la generación eléctrica.

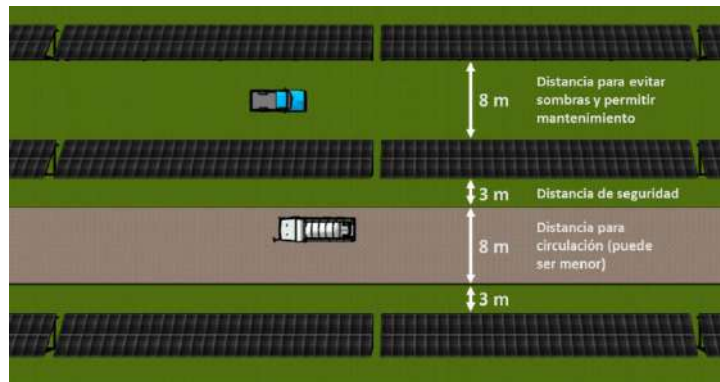


Ilustración 43 – Distancia entre filas y subparques

3.2.14. Cerco Perimetral y Portón de Acceso

Por seguridad se montará un cerco perimetral cumplimentando las siguientes especificaciones mínimas:

- Se utilizará alambre tejido galvanizado de primera marca, calibre N.º 12 (\varnothing 2,64 mm), tejido en malla romboidal de 2" (50 mm) y 2 m de altura.
- El cerco estará compuesto por postes de hormigón armado premoldeados del tipo olímpico con brazo a 45°. Los postes de alineación deberán ser como mínimo de dimensiones de 0,1 x 0,1 x 2,9 m. Los postes de refuerzos y esquineros deberán ser como mínimo de dimensiones de 0,14 x 0,14 x 2,9 m.
- El tensado se efectuará entre postes de refuerzo, terminales y esquineros, mediante planchuelas de fierros de 1" x 3/16" x 2 m, ganchos tira-alambre tipo "J" de 3/8" y torniquetes tipo aire N.º 7. Todos los elementos de fijación deben ser de hierro galvanizado. Se completará el tensado con un mínimo de 3 (tres) hilos de alambre galvanizado liso a través de los paneles de alambre tejido.
- Sobre el mismo tejido y en los brazos a 45° de los postes se instalarán 3 (tres) hilos de alambre de púas, galvanizado, de alta resistencia calibre N.º 16 con púas cada 4". El tensado debe respetar la tensión admisible correspondiente.
- Deberán llevar puntales a 45°, en postes de refuerzo y esquineros, colocados para colaborar con la absorción de los esfuerzos producidos por el tensado del alambre. Estos puntales tendrán las mismas características técnicas que los postes (sección, armadura, etc.).
- Para la fijación de los postes se deberán ejecutar los pozos con dimensiones no menores a \varnothing 0,3 m y profundidad 0,5 m. Se colocarán debidamente nivelados, aplomados y modulados. Dichos pozos se llenarán con hormigón.
- Se confeccionará un murete inferior de hormigón armado con dimensiones mínimas de 0,14 x 0,2 m. El mismo deberá tener 0,10 m sobre nivel del terreno. Para garantizar la

correcta sujeción del alambrado con el murete, se colocan ojales (de \varnothing 4,2 mm como mínimo) cada 0,4 m, que aseguran la sujeción del alambrado en su parte inferior.

- Se instalará un portón de acceso vehicular con una longitud de 4 metros de ancho en 2 hojas de abrir de 2 metros cada una y de la misma altura del cerco. El marco estará confeccionado con caño galvanizado de 2" cubriéndose cada hoja hasta los 2 metros con tejido romboidal, con un remate de 3 hilos de alambre de púa, respetando los mismos materiales que el cerco perimetral olímpico. El mismo deberá contar con un sistema de fijación móvil tanto en sentido vertical como horizontal, mediante pasadores, con sus respectivos herrajes y candado.
- En los postes de refuerzos y esquineros se efectúa la continuidad galvánica entre los paños de alambre adyacentes procediendo a la unión de ambas varillas con un conductor de sección de 6 mm² con terminales indentados.

3.3. Tecnología Propuesta

3.3.1. Módulo Fotovoltaico

El módulo fotovoltaico permite la captación y transformación de energía electromagnética de los fotones a energía eléctrica por medio del fenómeno de efecto fotovoltaico.

El módulo considerado para este nivel de desarrollo de ingeniería es el STP545S-C72/Vmh (Ver Anexo 3: Fichas Técnicas) o similar. A continuación, se detallan sus prestaciones las cuales son de las más altas en el mercado internacional al momento de la redacción de este informe.

Datos técnicos	STP545S-C72/Vmh	Unidad
Composición	144 (6 x 24) celdas monocristalinas	-
Pico máximo de potencia	545	W
Máximo voltaje del sistema	1.500	V _{DC}
Corriente de cortocircuito (I _{SC})	13,96	A
Tensión de cortocircuito abierto (V _{OC})	49,69	V
Tensión en punto máximo P _{MAX} (V _{MPP})	41,87	V
Corriente en punto máximo P _{MAX} (I _{MPP})	13,02	A
Medidas (largo, ancho y espesor)	2279 x 1134 x 35	mm
Peso	29,1	kg
Rendimiento	21,3 %	-
Tipo de celda	Monocristalina	-

Tabla 9 – Características principales del módulo fotovoltaico propuesto en condiciones STC

Este tipo de panel incluye la reciente tecnología half-cell que reduce la corriente de las células fotovoltaicas a la mitad, bajando las pérdidas resistivas y permitiendo un panel de mayor potencia. Además, células más pequeñas experimentan menor stress mecánico, lo que implica menor riesgo al agrietamiento con respecto a módulos tradicionales (full cell).

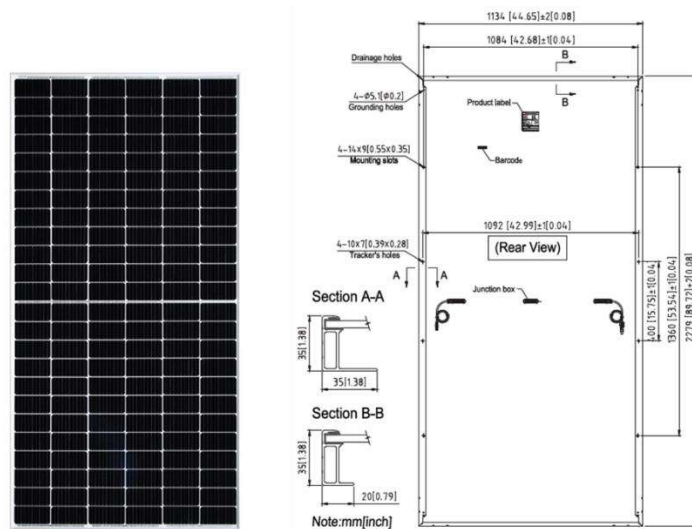


Ilustración 44 – Representación física del panel solar fotovoltaico propuesto

Por otra parte, actualmente se encuentra en construcción en la Provincia de San Juan, una Fábrica Integrada de Paneles Solares Fotovoltaicos única a nivel nacional que cuenta con una producción de 71 MW_p/año. Resulta interesante evaluar proveer al parque con módulos fabricados en sus instalaciones.

Paneles Bifaciales

En este estudio no se consideró el empleo de paneles bifaciales, principalmente a causa del tipo de terreno en donde se implantará el parque solar y el hecho de no haber realizado mediciones in situ para establecer correctamente el albedo - la reflectividad real del suelo y de ese modo poder cuantificar los beneficios de la utilización de dicha tecnología.

No obstante, es recomendable no descartar dicha solución en esta instancia, en la medida que los precios de estos paneles lo ameriten. Históricamente, los paneles bifaciales pueden llegar a tener una diferencia de tan solo 5% superior con respecto a los monocristalino, lo cual tendría un bajo impacto el CAPEX total del proyecto (un incremento del orden del 2-3%), mientras que el aumento en producción energética podría estar en el orden del 5% al 10%. Dado también el contexto actual de escases de componentes electrónicos y aumento de precios de la materia prima para producción de paneles, así como los grandes desafíos de logística internacional dependerá en gran medida de los proveedores y de la disponibilidad de mercado.

Desde el punto de vista tecnológico, el uso de paneles fotovoltaicos bifaciales depende del tipo de superficie donde será instalado, para el caso particular en el área de Realicó el tipo de superficie predominante es maleza o de campos verdes, el cual tiene un albedo muy bajo de entre 10 – 25%¹³ que reduce la reflexión del suelo que buscan captar los paneles de esta tecnología.

¹³ Tom Markvart; Luis Castañer (2003). Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications. Elsevier.

Si bien los sistemas fotovoltaicos bifaciales pueden aumentar la producción en un 10%, también se supone un aumento en los costos adicionales asociados al OPEX (limpieza, corte del césped o mantenimiento del suelo) o a un incremento de la inversión CAPEX por la necesidad de rediseñar las estructuras, ya que se deben reducir las sombras en la parte trasera.

3.3.2. Inversor

El inversor será el equipo encargado de la conversión de la electricidad DC generada por los módulos fotovoltaicos en AC a la misma frecuencia de la red de 50 Hz.

El funcionamiento del inversor es totalmente automático: cuando los módulos fotovoltaicos generen potencia suficiente (al recibir suficiente irradiación), el inversor comenzará a inyectar energía a la red (en este caso la red colectora MT). Mientras, la electrónica de potencia supervisará la tensión, frecuencia de red y la producción de energía. Cuando la radiación solar que incide sobre los módulos no sea suficiente para suministrar corriente a la red, el inversor dejará de funcionar. Puesto que la energía que consume la electrónica procederá del generador fotovoltaico, por la noche el inversor sólo consumirá una pequeña cantidad de energía procedente de la red.

El inversor propuesto para este estado de avance de ingeniería es el inversor centralizado en su versión turnkey MVPS 4600-S2 (Ver Anexo 2), cuyas características principales se muestran en la siguiente tabla:

Datos técnicos	MVPS 4600-S2	Unidad
INPUT		
Potencia máx. de entrada de DC	7.125	kVA
Tensión máx. de arranque CD	1.500	V
Rango de tensión MPPT	1.003 ~ 1.325	V
No. de rastreadores MPPT	1	-
Corriente máx. de entrada	4.750	A
OUTPUT		
Potencia nominal de salida	4.600	kVA
Corriente máx. de salida	3.850	A
Tensión nominal de salida	33.000	V
Frecuencia nominal de salida	50 / 60	Hz
Factor de potencia de salida	~1 (Ajustable desde 0,8 ind. a 0,8 cap.)	-
Salida THDi (@ Salida nominal)	< 3 %	-
RENDIMIENTO		
Máx. Eficiencia	98,7 %	-
Euro eficiencia	98,6 %	-
Autoconsumo nocturno	< 370	W
Rango de temperaturas de funcionamiento	-25 ~ 45 (default)	°C
Humedad relativa	0 ~ 95 %	-
Grado protección	IP54	-
OTROS		
Tamaño (Ancho * Altura * Profundidad)	6.058*2.896*2.438	mm
Peso	< 18	tn

Tabla 10 – Datos técnicos principales del inversor propuesto

Esta solución tiene la ventaja de integrar el transformador y las celdas de media tensión en hasta 33 kV con el propio inversor central (SC 4600-S2). Permitiendo reducir tiempos de instalación, alta resiliencia y simplicidad en el transporte en un formato contenerizado Plug&Play.

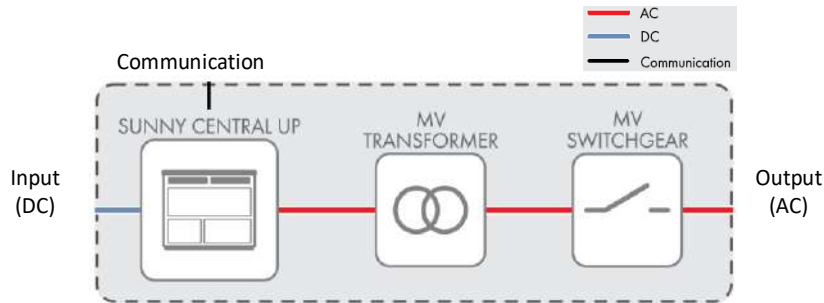


Ilustración 45 – Representación de conjunto inversor – transformador elevador y celdas MT



Ilustración 46 – Medium Voltage Power Station MVPS 4600-S2

Otra gran ventaja es que incluye la opción de un acople DC de baterías si es que en etapas futuras se proyectase instalarlas para almacenamiento de energía y mejora en la calidad de red.

3.3.3. Estructura

Las estructuras para paneles pueden dividirse en tres tipos:

- Estructuras fijas.
- Estructuras con seguimiento de 1 eje.
- Estructuras con seguimiento de 2 ejes.

En este caso, se propone el Proyecto con estructura fija como base y analizando también la posibilidad de implementar trackers de un eje.

Para estructuras fijas existen dos tipos de montajes para sujetarlas al suelo como puede apreciarse en Ilustración 47.

- Tipo hincada con poste: de rápida instalación, apto para terreno desnivelado sin afectarlo y con imposibilidad de su instalación en terrenos rocosos o terrenos duros.
- Cimentación con hormigón: permite la instalación en terrenos duros y aptos para suelos sensibles a la presión superficial. Como desventaja la fundación es más compleja requiriendo de excavaciones que afectan el terreno.

Se decide avanzar con tipo hincada con poste debido a que la ubicación seleccionada para la implementación del Proyecto es apta para esta solución.

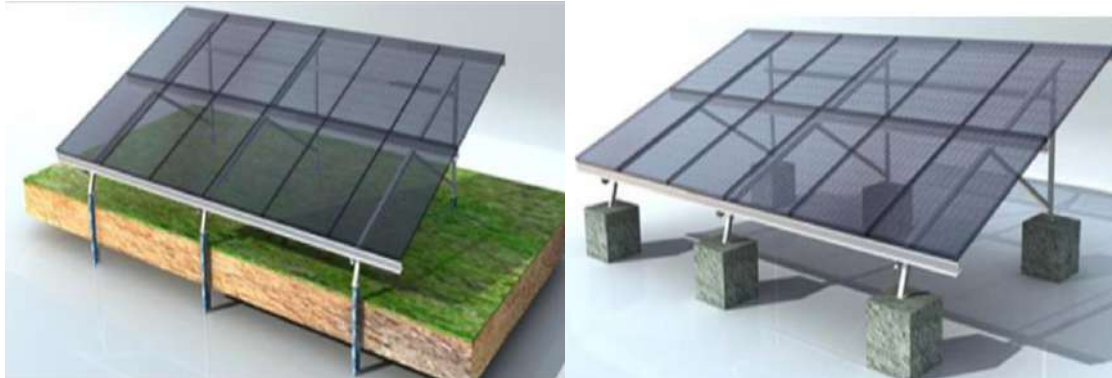


Ilustración 47 – Instalación de estructura fotovoltaica en suelo: Hincada con postes y cimentación con hormigón

Se propone montar una estructura de acero galvanizado, que tenga paneles portrait en una configuración 28 x 2 para un total de 56 paneles.

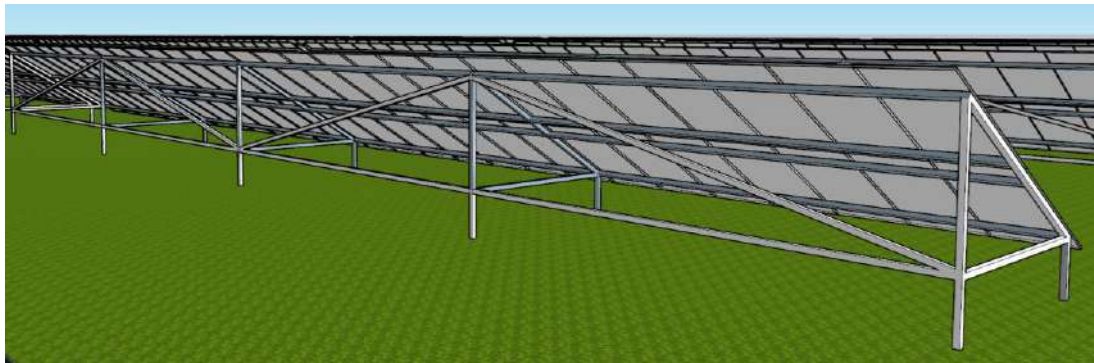


Ilustración 48 – Estructura solar elegida

3.3.4. Caja de Combinación

Las cajas de agrupación son los equipos que permiten realizar las conexiones en paralelo de los buses de aluminio que agrupan a su vez los buses de cobre propios del panel fotovoltaico. Sus funciones son:

- Conexión en paralelo de strings.
- Proteger eléctricamente los módulos.
- Permitir la desconexión de una parte del generador fotovoltaico en caso de fallo o para realizar labores de mantenimiento.

Paralelamente esta la posibilidad de medir la corriente y tensión de cada una de los strings, y enviar las medidas en tiempo real al sistema de control SCADA, para el control de operación de la Central. Sin embargo, esta práctica se encuentra en desuso ya que tiende a aumentar el LCOE. Se recomienda realizar el control y la monitorización desde el inversor.

Las cajas se ubicarán a intemperie, a lo largo de la central fotovoltaica, en lugares accesibles, evitando luz directa del Sol y de forma que se faciliten las tareas de montaje y mantenimiento, y dispondrán de:

- Fusibles protegiendo la entrada.
- Equipos de protección contra sobretensiones y descargas atmosféricas.
- Dispositivos de desconexión en carga.
- Grado de protección IP65 o superior.



Ilustración 49 – Caja de combinación

El equipo propuesto es la caja de combinación PVS-16MH que cuenta con hasta 16 entradas de las cuales se hará uso de 14.

3.3.5. Lista Preliminar de Equipos Principales y Cables

Denominación	Marca	Modelo	Cantidad
Módulo Fotovoltaico	Suntech	STP545S-C72/Vmh	43.904 pcs
Inversor (MVPS)	SMA	Sunny Central Up 4600	4 pcs
Estructura Fija	TBD	28x2	784 pcs
String Box	Sungrow	PVS-16MH	56 pcs
Cable MT	CIMET	Termolite 1x185/25 mm ² 33 kV	2.800 m
Cable DC Nivel 2 Panel – String Box	Marlew	COPPERSUN PS - Unipolar - HFFR termoestable 1500 V _{cc} – 90°C – 6 mm ²	186.000 m ¹⁴
Cable DC Nivel 3 String Box – Inversor	Marlew	COPPERSUN PS - Unipolar - HFFR termoestable 1500 V _{cc} – 90°C – 120 mm ²¹⁵	8.700 m
Celda medición	Schneider	SM6 – DM1DSF136P	1 pcs
Celda protección	Schneider	SM6 – GBCB346PM	1 pcs
Celda entrada/salida	Schneider	SM6 – IM36	2 pcs

Tabla 11 – Resumen de equipos principales y conductores

¹⁴ Puede optimizarse analizando otras configuraciones para el cableado en paralelo de los strings.

¹⁵ Posibilidad de utilizar conductor de aluminio.

4. Evaluación con Generación Eólica

4.1. Evaluación de Producción Eléctrica

Para evaluar la producción energética del Parque se utilizó el software especializado Windographer, permitiendo comparar las distintas alternativas estudiadas y optimizar el diseño en búsqueda de una mejor eficiencia.

Se obtuvieron series de tiempo para la velocidad y dirección del viento en el sitio en donde identificado para el emplazamiento del Parque Eólico de Realicó.

Para la obtención de dicha serie, se utilizan los datos obtenidos por torre de medición certificada IEC con instrumentos de clase I a una elevación de 100 m, ubicación a 80 km de Realicó en conjunto con simulaciones mesoescalares (WRF) para el sitio de la torre de medición y para la ubicación del proyecto en Realicó.



Ilustración 50 – Torre de medición de vientos

Se utiliza la serie de tiempo de la torre de medición para calibrar la serie WRF en la misma ubicación de la torre y en base a eso, se establece la serie de tiempo equivalente a medición de torre a elevación 100 m en Realicó.

En base a esta medición, asumiendo un perfil vertical de viento en ambas ubicaciones, se obtiene la función de densidad de probabilidad de Weibull, lo cual permite el análisis de la producción energética para diferentes aerogeneradores.

En resumen, se obtuvieron los siguientes parámetros para el sitio de Realicó:

Elevación	100 metros	120 metros
Promedio de Velocidad	8.12 m/s	8.48 m/s
Weibull – c	9.18	9.58
Weibull – k	2.34	2.20
Dirección Predominante	NE	NE

Tabla 12 – Parámetros de Weibull y velocidad vs. altura

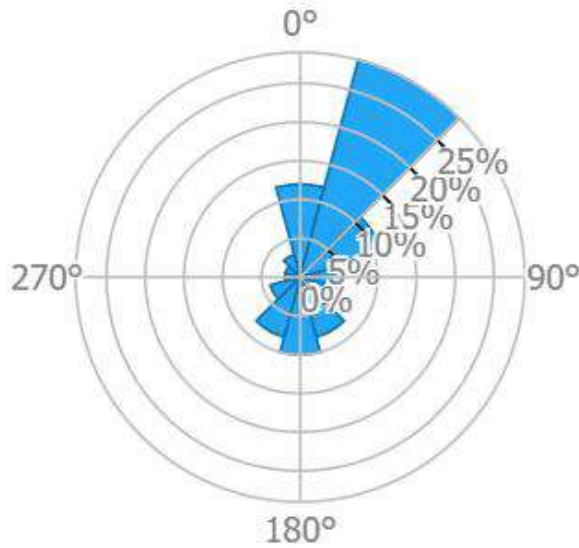


Ilustración 51 – Rosa de vientos Realicó (elevación 100 m)

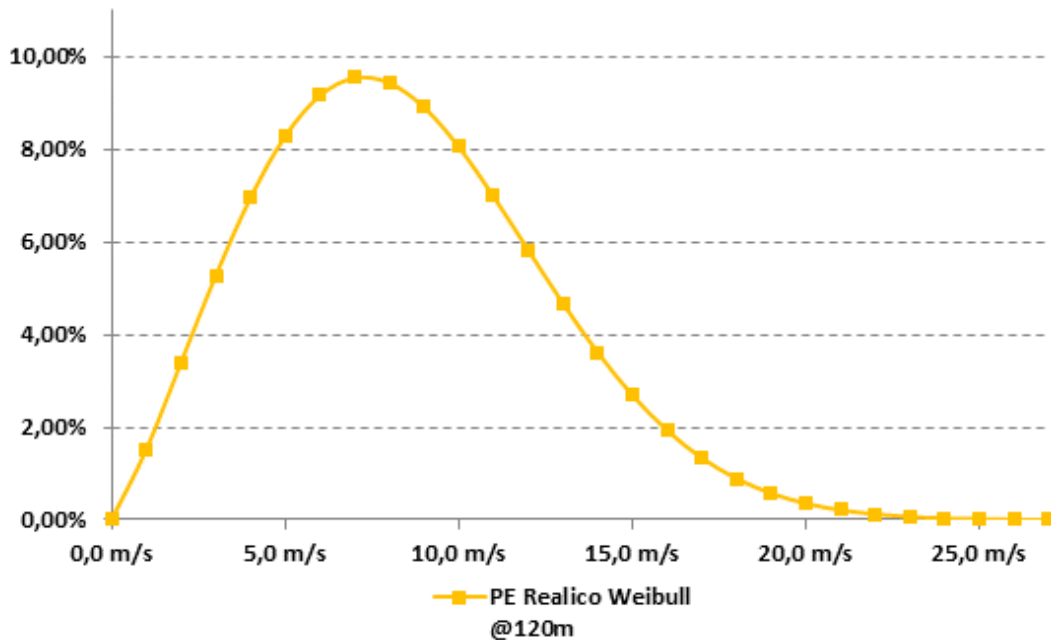


Ilustración 52 – Función de densidad de Weibull - Realicó @120 m

Perfil Vertical de Velocidad de Viento

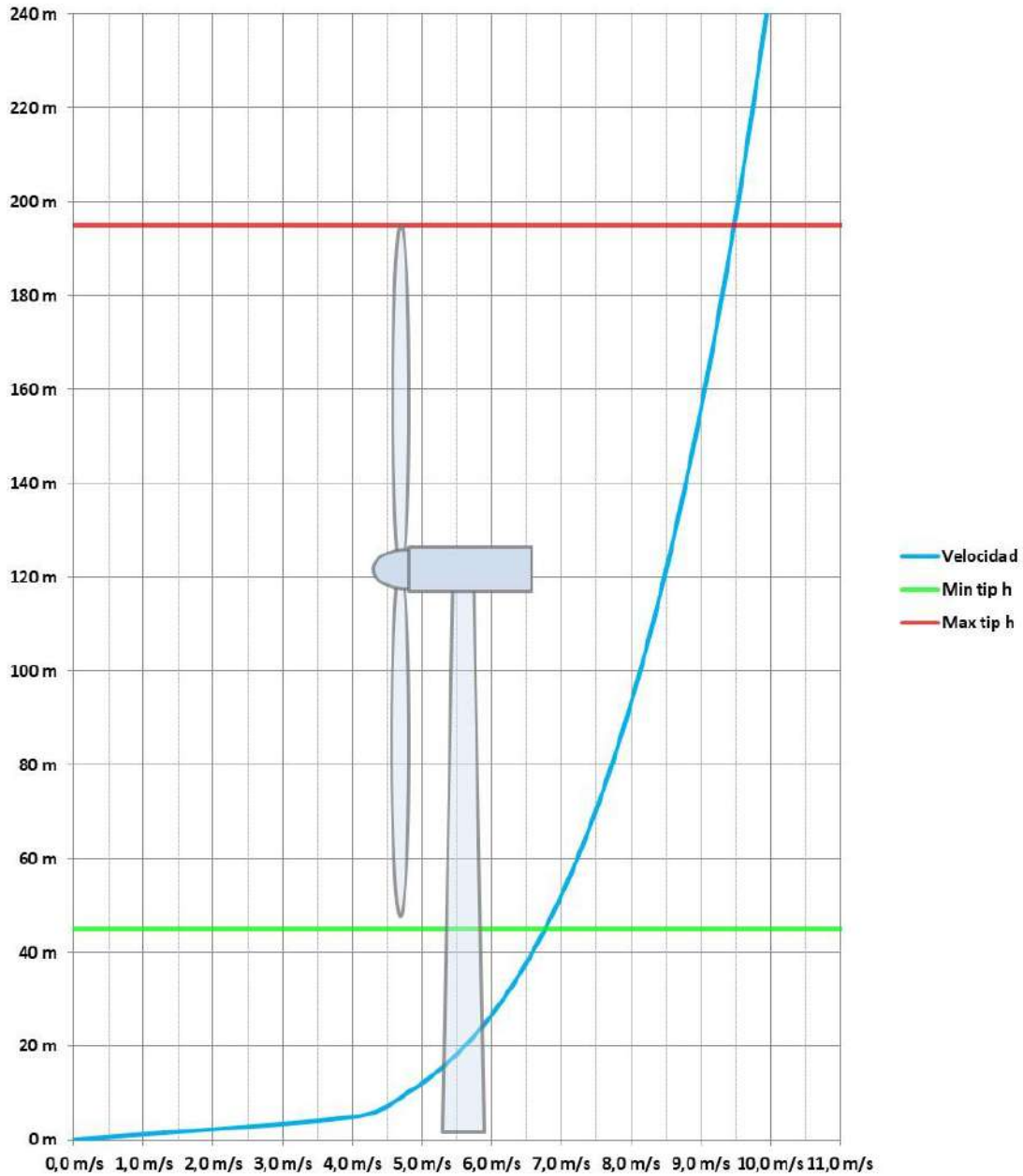


Ilustración 53 – Perfil vertical de velocidad del viento - Realicó @120 m

Teniendo en cuenta la demanda existente en la ET Realicó, se analiza la cantidad de energía que desplazaría la nueva generación eólica, asumiendo que el resto se deberá importar de la red. Para el caso de un día de alta demanda en verano e invierno, el resultado se presenta en la ilustración debajo.

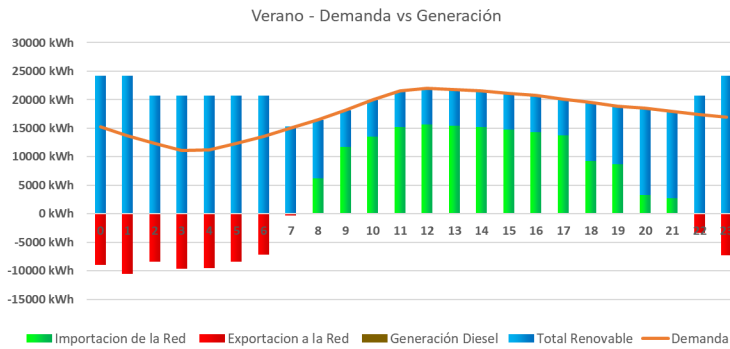


Ilustración 54 – Generación eólica 25,2 MW en 24 hs, día verano

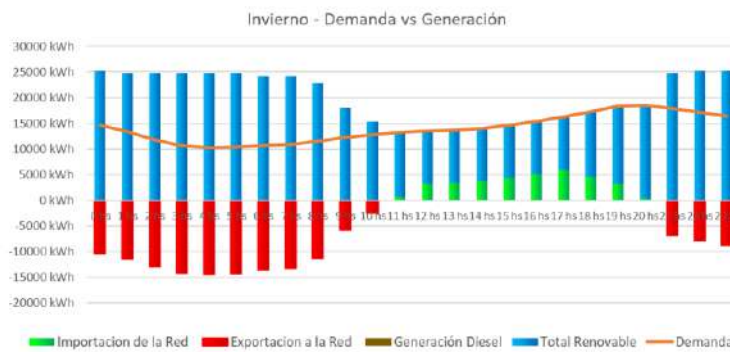


Ilustración 55 – Generación eólica 25,2 MW en 24 hs, día invierno

- Para el escenario de verano, se observa los máximos entre las 21:00 y 07:00 hs, con una cobertura del 100% de la demanda en su punto de máxima generación. Sin embargo, se requiere de una importación alrededor del 70% de la máxima demanda local. Ver Ilustración 54
- Para el escenario de invierno, se muestra el mejor caso, con una cobertura mínima del 63% de la demanda en un horario resto, y una independencia de la red con una exportación en los demás horarios. Ver Ilustración 55.

4.2. Diseño del Parque Eólico

Una vez escogido el lugar que cumpla con los requisitos de disponibilidad, comienza la etapa de diseño conceptual del parque, que consistirá en determinar la cantidad de los elementos principales de la instalación y distribución física de estos.

4.2.1. Componentes Tecnológicos del Proyecto

Los principales componentes del Proyecto son:

- Aerogenerador.
- Sistema colector AC.
- LMT 33 kV hacia el Punto de Interconexión (ET Realicó).
- Celdas de acople a la ET Realicó 33 kV.

- Agrupación de los diferentes circuitos en una Sala de Control in Situ con elementos de maniobra, protección, medición y monitorización.

4.2.2. Premisas de Diseño

Para diseñar la instalación eólica más adecuada, se han establecido algunas premisas que permiten seleccionar la configuración. A modo resumen, los condicionantes de partida son los siguientes:

- Se considera el estándar IEC de la industria eólica para un voltaje máximo de 33 kV. Este máximo voltaje será el seleccionado para el sistema colector AC debido principalmente a las siguientes ventajas:
 - Mitigación de pérdidas por efecto Joule.
 - Ahorro de sección de conductores.
- Interesa emplear turbinas eólicas con la mayor potencia disponible comercialmente, buscando:
 - Minimizar la cantidad de molinos a utilizar.
 - Reducir el área requerida in Situ.
 - Disminuir costo de montaje, logística, mantenimiento, estructuras, cableados y canalizaciones.
 - Disminuir pérdidas por efecto Joule en el sistema colector.
- Distancias de seguridad:
 - Entre edificaciones de terceros y turbinas: No menor a 500 m para evitar reclamos por ruido.
 - Entre la RN188 y turbinas: No menor a 275 m para evitar flickering por la proyección de sombras de las aspas en movimiento hacia la ruta. Esta distancia podría reducirse ya que las sombras se proyectarían sentido Sur y evitando alcanzar la ruta.
- La instalación de las turbinas se realiza en una sola hilera para no mermar la producción energética causada por la estela turbulenta que se produce en el viento al atravesar las palas de un molino.
- La distancia de montaje de generadores eólicos de una misma hilera es aproximadamente 3 diámetros del rotor por mismas razones al punto anterior, 400 metros según Anexo 3: Fichas Técnicas
- El sistema colector utilizará cable de iguales características en todos sus tramos para simplificar logística, instalación y mantenimiento.
- Según mejores prácticas de la industria se evita conectar más de 5 aerogeneradores en guirnalda (daisy chain), superados los 240 mm² de sección de cable de 33 kV los costos aumentan exponencialmente, así como la complejidad en maniobrarlo.
- Se considera un área total de 244 hectáreas (ha) de terreno, dividido en 02 subparques de 128 ha y de 114 ha para los subparques 1 y 2 respectivamente. Ver Anexo 4: Planos.

4.2.3. Elección de una Turbina

Una turbina eólica es una turbomáquina que convierte la energía cinética del viento en energía mecánica en el eje que, mediante un generador, se transforma en electricidad. A lo largo de la

historia, se han ideado infinidad de diseños para aprovechar el recurso eólico dependiendo del tamaño, el lugar etc. Para el caso del aprovechamiento de la energía a gran escala, en parques, se ha asentado el aerogenerador de eje horizontal, de tres palas. Este modelo, ha destacado sobre los demás por su buen funcionamiento, sencillez y robustez. Ahora bien, dentro de este tipo de turbinas, hay multitud de variantes a escoger.

El factor final de decisión, y la característica principal, es la potencia (P) de la máquina. Ésta depende de varios factores: la densidad del aire (ρ)¹⁶, el área de barrido del rotor, es decir, de su diámetro (A) y la velocidad del viento (v). Además, para obtener la potencia real, es necesario incluir en la fórmula otros tres factores relacionados con la eficiencia.

C_p es el Coeficiente de Potencia, que determina la cantidad de energía aprovechada del total de energía disponible en el viento y como máximo puede alcanzar un valor de 0,6.

ϵ_g es la eficiencia del generador eléctrico, que puede alcanzar el 0,8 y ϵ_m es la eficiencia mecánica, que oscila entre 0,94 y 0,97.

$$P = (C_p \times \epsilon_g \times \epsilon_m) \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (\text{Ec. 10})$$

Actualmente, se están llevando a cabo instalaciones con turbinas de entre 3 y 6 MW, y con una tendencia firme en lograr prototipos de mayor capacidad.

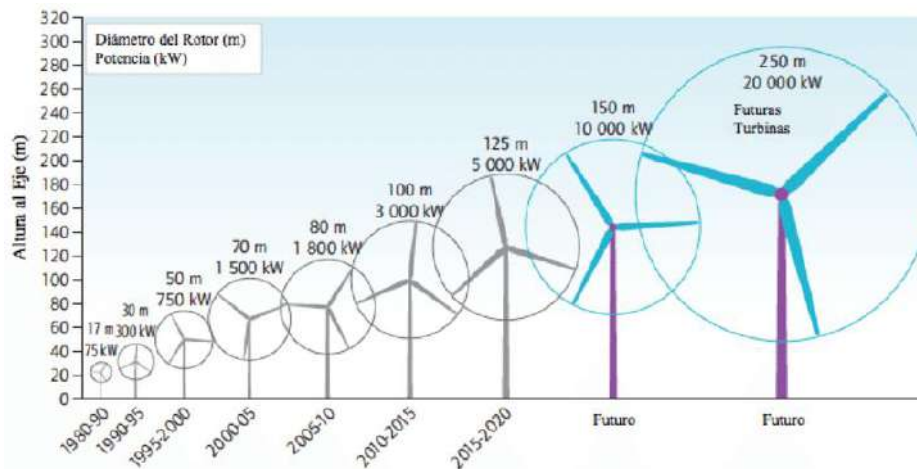


Ilustración 56 – Evolución del tamaño de las turbinas

En este caso, se preseleccionaron 6 aerogeneradores diferentes para evaluar en este proyecto. Dado que no hay al momento de elaborar el presente informe aerogeneradores fabricados en Argentina, todas las alternativas evaluadas serían en mayor medida importadas. Para algunos de estos aerogeneradores, es posible fabricar las torres localmente, tanto de acero, como de hormigón.

¹⁶ El dato normalizado en este ámbito para la densidad del aire seco a nivel del mar, a una presión normal y a 15°C, tiene un valor de 1,225 Kg/m³

Vale aclarar que recientemente IMPSA anuncio que volvería a fabricar aerogeneradores en Argentina y estaría en proceso de certificar un modelo de +4 MW, pero que no fue teniendo en cuenta en este estudio dado que aún no ha sido certificado y no hay certeza de capacidad de entrega, ni plazos ni precios.

Para la estimación de producción energética de cada uno de estos aerogeneradores, se fija una altura de buje de 120m, algo que se considera razonable en el presente mercado para un sitio como el de Realicó, aclarando que a la fecha no se han evaluado las condiciones geotécnicas, lo cual es crítico para confirmar este supuesto. Se multiplica la curva de potencia de cada uno de los aerogeneradores evaluados por la curva de función de densidad de probabilidad por la cantidad de horas en el año para obtener la energía que generaría cada uno de los aerogeneradores evaluados en el sitio del proyecto.

Distribucion de Velocidad de Viento & Curvas de Potencia de Aerogeneradores

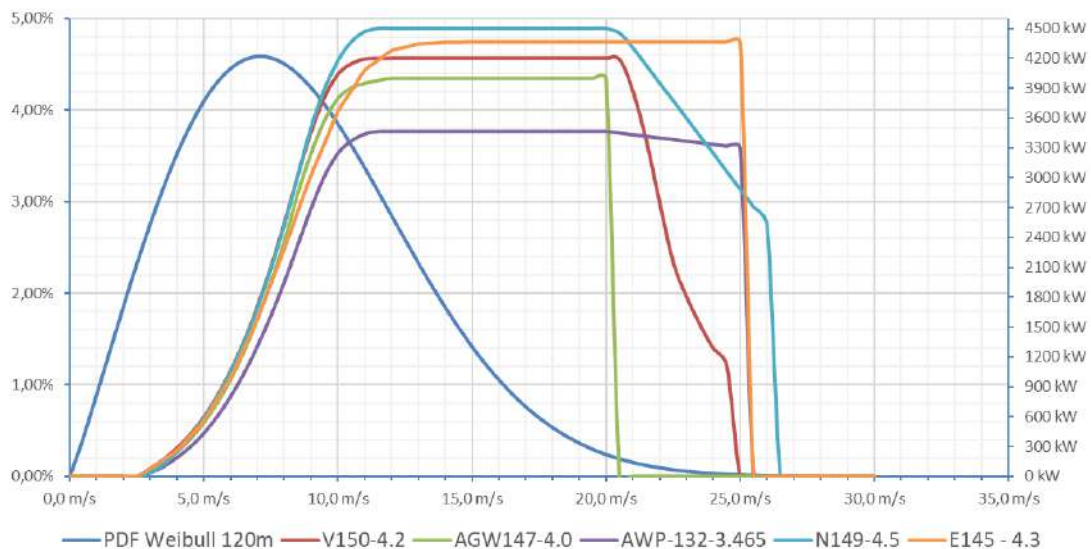


Ilustración 57 – Función de densidad de Weibull en Realicó y curva de potencia de aerogeneradores evaluados

Vale aclarar que, en esta etapa inicial de evaluación, solamente se toma en cuenta el valor esperado de la producción energética, es decir el P50. Cuantificando la incertidumbre en las mediciones se podrían obtener otros valores como el P90 y P99, algo normalmente verificados por instituciones financieras que analicen financiamiento para este tipo de proyectos. En este momento, teniendo en cuenta la metodología utilizada para derivar la función de densidad de probabilidad de Weibull y la falta de mediciones en sitio, sería una incertidumbre alta, lo cual eventualmente hay que mitigar con mediciones del recurso eólico en sitio.

Para el cálculo de la producción neta, se asumieron como pérdidas totales en el sistema del 15 %, lo cual incluye pérdidas de disponibilidad, eléctricas, de aerogenerador y estela, así como por factores ambientales extremos. La tabla debajo resume los resultados obtenidos por aerogenerador evaluado.

FABRICANTE	MODELO	POTENCIA PLACA (MW)	DIÁMETRO ROTOR (mts)	ALTURA BUJE (mts)	PÉRDIDAS SISTEMA	FACTOR DE PLANTA NETO (P50)	AEP neta (P50) (GWh/yr)
VESTAS	V150-4.2	4,20	150	120	15,0%	47,2%	17,36
WEG	AGW-147-4.0	4,00	147	120	15,0%	46,1%	16,15
AXIONA	AWP-132-3.465	3,47	132	120	15,0%	45,9%	13,94
NORDEX	N149-4.5	4,50	149	120	15,0%	45,9%	18,08
ENERCON	E147-4.3	4,36	147	120	15,0%	44,0%	16,79
GOLDWIND	GW155-4.2	4,20	155	120	15,0%	47,7%	17,57

Tabla 13 – Parámetros de turbinas eólicas con producción energética anual GWh/yr por aerogenerador

En función de esto, se resuelve avanzar en el presente estudio con el aerogenerador Vestas V150-4.2MW (ver Anexo 2: Reporte de Producción Energética Eólica).

Teniendo en cuenta que se establece la instalación de 6 aerogeneradores por un total de 25,2 MW de potencia instalada, se estima el siguiente valor de producción energética anual para el proyecto:

- **Producción Energética Anual (AEP) P50: 104,1 GWh / año**

4.2.4. Disposición de las Turbinas

Efecto Estela

Uno de los factores más importantes a la hora de maximizar la producción, es la colocación de las turbinas unas respecto de otras y respecto a la dirección de viento predominante. Al pasar el aire a través de las turbinas, además de reducir la velocidad de la corriente de flujo, varía su trayectoria generándose turbulencias y remolinos que afectan a todo lo que hay detrás.

Hay dos áreas de influencia a tener en cuenta. La primera, a gran escala, analiza cómo afectan al parque eólico en cuestión otros parques cercanos que puedan existir que no sería nuestro caso. La segunda dimensión, a pequeña escala, estudia cómo afectan los aerogeneradores adyacentes dentro de la misma instalación. Ésta última es la que se examinará en este caso particular.

Para el resto de los aerogeneradores que hay en el parque, influye modificando la velocidad del viento que les llega y disminuyendo su productividad. Por este motivo, es de vital importancia predecir el comportamiento que tendrá la corriente para posicionarlas lo mejor posible. Para ello, existen diversos modelos que calculan estos efectos de estela y permiten crear una estructura óptima para el parque. **El Modelo de Jensen** es uno de ellos y, por su sencillez y su exactitud, es uno de los más utilizados para este propósito.

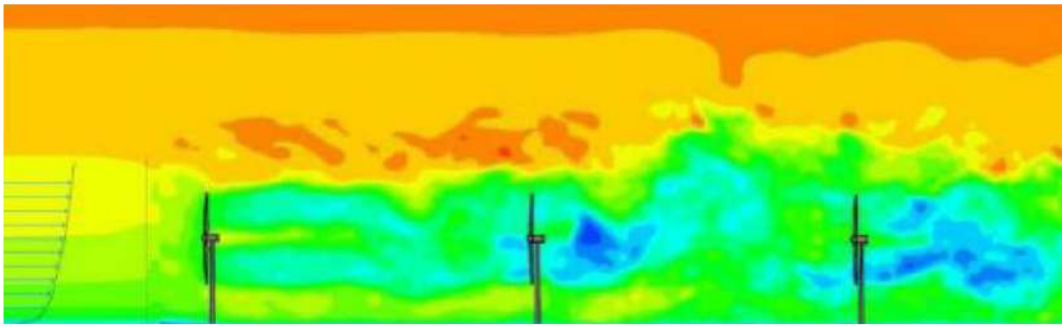


Ilustración 58 – Formación de estelas en turbinas eólicas

La Ilustración 58, muestra por colores las zonas donde la velocidad del viento se ve afectada. El color naranja representa la zona sin afectación y aguas debajo de las turbinas, desde el tono verde al azul, las perjudicadas.

Dentro de la estela que produce una única turbina, se definen tres áreas perfectamente diferenciadas como se muestra en la Ilustración 59:

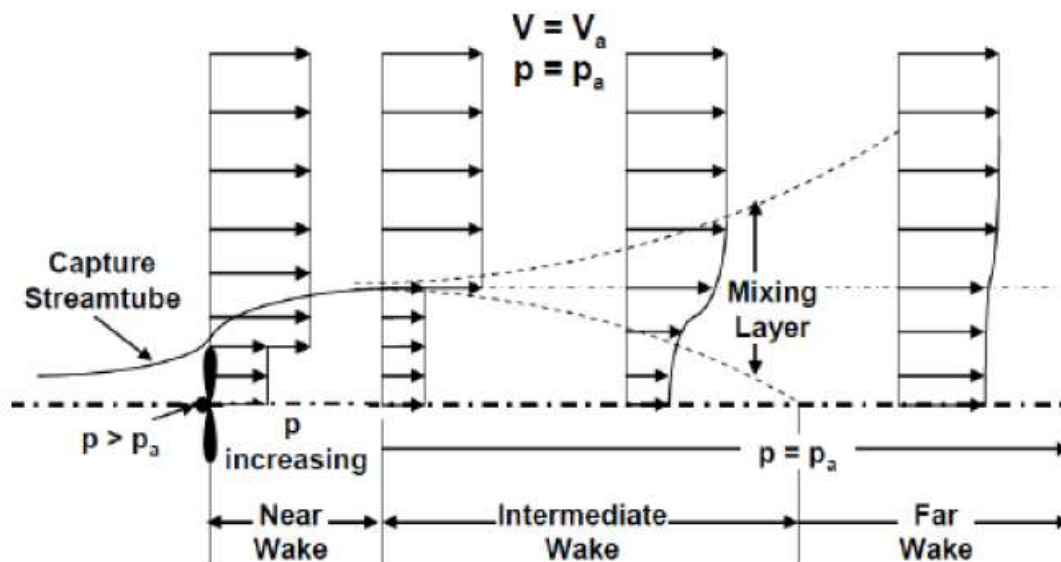


Ilustración 59 – Esquema de las etapas de la estela

Cada zona, tiene unas características determinadas. La más cercana, se extiende a lo largo de aproximadamente la longitud equivalente a dos diámetros del rotor. La presión en la zona posterior sufre una caída repentina hasta alcanzar la presión atmosférica. El radio de la estela va en aumento hasta que toma este valor de presión y la velocidad disminuye.

En la zona intermedia, la presión se mantiene constante en el valor atmosférico, y tiene una longitud aproximada de 2-3 diámetros del rotor. Por último, la zona más lejana de influencia tiene una longitud de más de 5 diámetros. En ella, la velocidad va aumentando poco a poco hasta recuperar el valor inicial que tenía antes de entrar en la turbina.

La distancia entre aerogeneradores suele medirse en diámetros de rotor. Tomando como base la literatura y los parques existentes, la distancia entre turbinas de una misma fila suele estar entre los 3 y los 5 diámetros. En cambio, entre filas aumenta entre 6 y 9 diámetros, después la diferencia es pequeña. Una distancia habitual está sobre los 7 diámetros.

4.2.5. Cálculos

Física del Recurso Eólico

Energía cinética:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (\text{Ec. 11})$$

Potencia Eólica disponible:

$$P_d = \frac{E}{t} = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (\text{Ec. 12})$$

- A : Área barrida por el rotor. [m^2]
- v : Velocidad del viento. [$\frac{m}{s}$]
- ρ : Densidad del aire. [$\frac{kg}{m^3}$]

Debido a que debe cumplirse la ecuación de conservación de la masa no se puede extraer toda la potencia mecánica del viento.

Potencia eólica aprovechable:

$$P_a = \frac{E}{t} = C_p \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (\text{Ec. 13})$$

- C_p : Coeficiente de potencia y expresa la fracción de potencia capturada por el rotor y es función para cada máquina de la velocidad del viento.
El límite de Betz se estableció en $C_p = 0,59$ y representa el máximo valor posible de la fracción de potencia disponible en el viento que es capaz de obtener un aerogenerador.

Coeficiente de empuje:

La fuerza que ejerce el viento sobre el aerogenerador es igual y opuesta a la que este ejerce sobre el aire. Dicha fuerza frena el aire y da lugar a la estela. Cuanto mayor sea, más intensa será la estela y mayor área de turbulencia a sotavento.

$$C_T = \frac{F}{\frac{1}{2}\rho v_{hub}^2 \frac{\pi D^2}{4}} \quad (\text{Ec. 14})$$

- D : Diámetro aerogenerador.

- F : Fuerza de empuje.
- v_{hub} : Velocidad media del viento a altura de buje.

Distribución Analítica de Velocidad de Viento: Distribución de Weibull

La distribución de probabilidad del viento no es simétrica ya que la probabilidad de obtener menores velocidades a la velocidad media es más elevada que la probabilidad de obtener velocidades más altas a la media. La distribución analítica que mejor se adapta al diagrama de barras recibe el nombre de Distribución de Weibull y se puede expresar mediante la fórmula:

$$p(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \tag{Ec. 15}$$

- C : Parámetro de escala (m/s), cuyo valor es cercano a la velocidad media del emplazamiento (1 m/s superior).
- k : Factor de forma. ($1 \leq k \leq 2$)
 La distribución de Weibull con factor de forma $k = 2$ recibe el nombre de distribución de Rayleigh.

Perfil de Variación Vertical de la Velocidad del Viento

Ley potencial:

$$\frac{v_1}{v_2} = \left(\frac{H_1}{H_2}\right)^\alpha \tag{Ec. 16}$$

- α : Factor de forma. $0,01 \leq \alpha \leq 0,3$.

Ley logarítmica (teórica + semiempírica):

$$\frac{v_1}{v_2} = \left[\frac{\ln\left(\frac{H_2}{z_2}\right)}{\ln\left(\frac{H_1}{z_2}\right)} \right]^\alpha \tag{Ec. 17}$$

- z_2 : Factor de forma. [m]

Tipo de terreno	α	z_2 (m)
Liso (mar, arena, nieve)	0,1 - 0,13	0,001 - 0,02
Moderadamente rugoso (hierba, campos cereales, regiones rurales)	0,13 - 0,2	0,02 - 0,3
Rugoso (bosque, barrios)	0,2 - 0,27	0,3 - 2
Muy rugoso (ciudades, altos edificios)	0,27 - 0,4	2 - 10

Tabla 14 – Diferentes valores del factor de forma

Turbulencia

El parámetro más utilizado para caracterizar la turbulencia es la intensidad de turbulencia definida como:

$$I = \frac{\sigma_i}{U_i} \quad (\text{Ec. 18})$$

- σ_i : Coeficiente de variabilidad del viento (desviación típica de la velocidad instantánea).
- U_i : Velocidad media. Se mide en % y se calcula para periodos cortos de 10 minutos.

Norma internacional IEC61400-1 se tabula la turbulencia en función del valor intensidad de turbulencia a una velocidad de $15 \frac{m}{s}$. Se diferencian las siguientes clases:

- Clase C para valores de $I_{15} < 0,12$
- Clase B para $0,12 < I_{15} < 0,14$
- Clase A para $0,14 < I_{15} < 0,16$
- Clase Especial para $I_{15} > 0,16$

Emplazamientos con intensidades de turbulencia superiores al 30% no son recomendables. Por esto, es muy importante estudiar la turbulencia de las series de datos a la altura del buje del aerogenerador en estudio y verificar a que clase pertenece dentro de la norma IEC 61400.

Estimación de la Energía Eléctrica Producida

Método Estático

Metodología analítica o gráfica partiendo de la curva de duración de viento del emplazamiento para un periodo concreto y de la curva de potencia de un aerogenerador.

De forma gráfica se tendría:

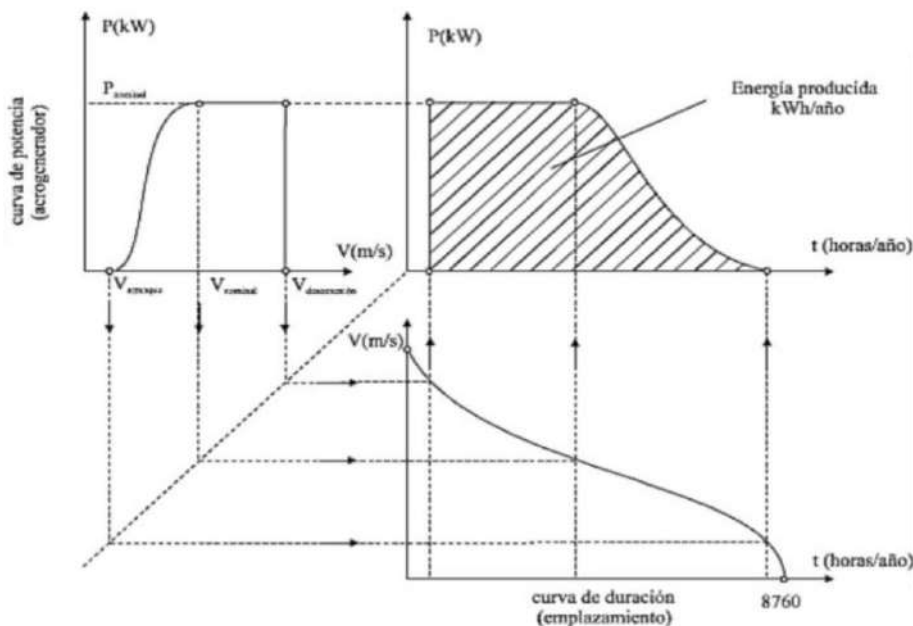


Ilustración 60 – Método estático, representación gráfica

El tiempo que el viento está comprendido entre las velocidades V_{arranque} y $V_{\text{corte}} + dV$ (siendo F la curva de duración) es:

$$dt = \frac{dF}{dV} dV \quad (\text{Ec. 19})$$

Si la curva de potencia es $P(V)$, entonces la energía anual será:

$$E = \int_0^{8760} P dt = \int_{V_{\text{arranque}}}^{V_{\text{corte}}} P \frac{dF}{dV} dV \quad (\text{Ec. 20})$$

Siendo V_{arranque} y V_{corte} las velocidades de arranque y parada o corte de un aerogenerador respectivamente (se obtienen de la curva de potencia).

Una forma muy usual de indicar dicha energía es mediante el factor de capacidad, F_c :

$$EF_c = \frac{E(\text{kWh})}{P(\text{kW}) * 8760} \quad (\text{Ec. 21})$$

El concepto de horas equivalentes (HE) del parque eólico se define como:

$$EHE = F_c * 8760 \quad (\text{Ec. 22})$$

Métodos Computacionales de Simulación Numérica

Los métodos computacionales resuelven las Ecuaciones de la Mecánica de Fluidos (Navier-Stokes) alrededor de una configuración más o menos compleja. Se trata pues de resolver las ecuaciones completas de conservación de:

- Masa.
- Cantidad de movimiento.
- Energía.
- Fracción másica de agua.

Para simular la turbulencia se suelen utilizar modelos específicos.: Modelos de 0,1,2 ecuaciones (el más popular es el k-e).

Hay otros modelos más simplificados consistentes en resolver la ecuación de conservación de la masa u otros que suponen que la pendiente y la altura de los obstáculos es lo suficientemente pequeña para linealizar las ecuaciones.

- Modelos linealizados de flujo potencial
Programas: Wasp, WindPro, GH WindFarmer, WindFarm, OpenWind.
- Ecuaciones completas. CFD.
Programas: FLUENT, CFX, PHOENICS, WindSim, Meteodyn WT.

Los modelos linealizados son aplicables a configuraciones con topografía suave, sin desprendimiento de corriente o capa límite. Se supone que el obstáculo impone una pequeña perturbación a perfiles de velocidad del tipo logarítmico.

Los modelos que resuelven las ecuaciones completas (CFD, Computing Fluid Dynamics) son aplicables a configuraciones con topografía compleja y con fuertes turbulencias que hacen que haya desprendimiento de capa límite.

4.2.6. Conexión entre Aerogeneradores

La arquitectura principal del parque será condicionada por el aerogenerador seleccionado. Dado que actualmente las turbinas onshore de mayor potencia alcanzan entre 4 y 6 MVA, se proponen 6 aerogeneradores de 4,2 MVA conectados en 2 grupos de 3 y montados en una sola hilera, los cuales estarán vinculados desde las salidas de la base en configuración guirnalda Ilustración 61. Esta configuración da un carácter modular que brinda resiliencia, simplicidad y es escalable para etapas futuras.

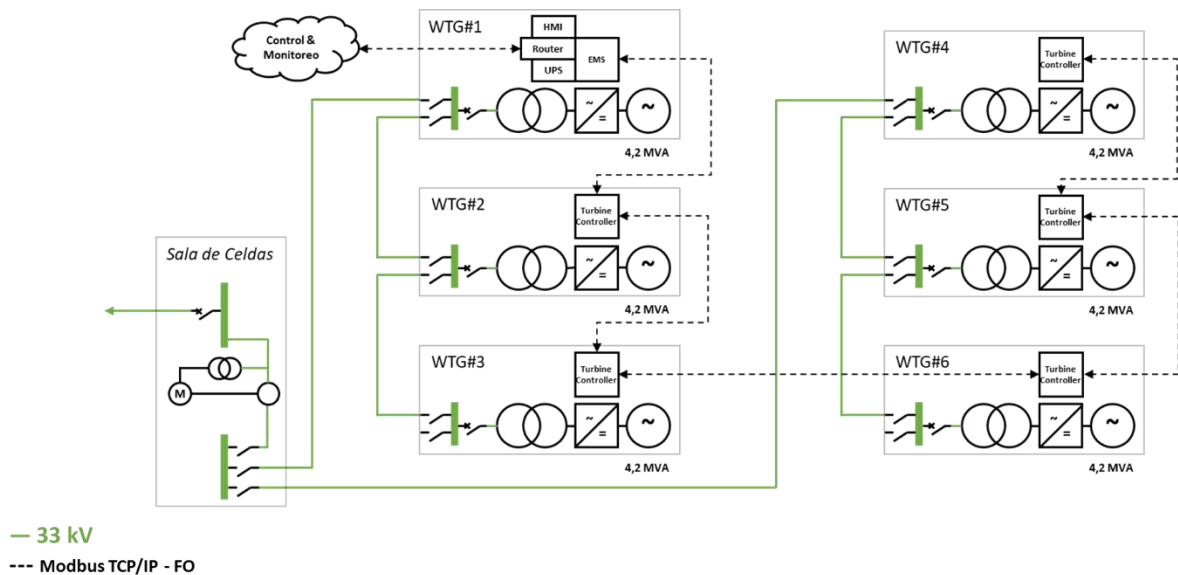


Ilustración 61 – Esquema unifilar del proyecto

4.2.7. Diseño de Vista en Planta

Ya establecido el unifilar principal del Proyecto (Ilustración 61), distancias mínimas requeridas entre aerogeneradores y edificaciones y delimitadas las dimensiones del predio de 244 hectáreas, el siguiente paso es realizar una vista 2D que proporcione referencia a la disposición del Parque y la traza de la línea a ET Realicó. La distancia de montaje de generadores eólicos de una misma hilera es aproximadamente 3 diámetros del rotor. Para mayor detalle ver Plano AR-PRLP-P004 en el Anexo 4: Planos.



Ilustración 62 – Layout parque eólico Realicó 25,2 MW_p

Las coordenadas propuestas para las turbinas son las siguientes:

Sub-Parque	Turbinas	Latitud	Longitud
1	WTG#1	-35,057538	-64,270738
	WTG#2	-35,057483	-64,275135
	WTG#3	-35,057436	-64,279520
2	WTG#4	-35,057390	-64,283905
	WTG#5	-35,057344	-64,288291
	WTG#6	-35,057297	-64,292676

Tabla 15 – Coordenadas georreferenciales de ubicación de los molinos eólicos

4.3. Sistema Colector

4.3.1. Cableado AC MT

La conexión de la salida de las celdas de seccionamiento propias de los aerogeneradores se realizará por medio de un sistema colector de energía formado por cables unipolares directamente enterrados y conectados en guirnalda (Ilustración 37).

Con la configuración del Parque la corriente máxima aportada será:

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{S_{instalada\ por\ fila}}{\sqrt{3} * V_{m\acute{i}n} * fp} = \frac{12.600kVA}{\sqrt{3} * 30,69\ kV * 0,95} \quad (\text{Ec. 23})$$

$$I_{m\acute{a}x} = 249,54A$$

Se utiliza $V_{m\acute{i}n}$ tomando el rango de tolerancia admitida por CAMMESA para el nivel de tensión menores a 132 kV (Anexo 4 de Los Procedimientos).

Para simplificar la instalación y mantenimiento se recomienda utilizar el mismo tipo y sección de cable que el empleado para la línea de 33 kV desde el Parque hacia la ET Realicó. Se propone cable subterráneo de aluminio 1x95/25 mm² 33 kV tendido en tresbolillo a definir luego de los cálculos de dimensionamiento por corriente admisible, caída de tensión y cortocircuito durante la Ingeniería de Detalle.

4.3.2. Sistema de Celdas

Para la protección, operación y medición del Parque se proyecta un sistema a intemperie en 33 kV aisladas en SF₆ como se aprecia en la Ilustración 61.

El sistema de celdas de MT estará compuesto por dos entradas con seccionamiento, un seccionamiento de la barra, un punto de medición SMEC y una salida con interruptor automático a la ET Realicó. Las dos entradas con seccionamiento son la entrada de 12.6 MVA del primer y segundo grupo de aerogeneradores.

Se puede proyectar a futuro una celda de protección a utilizar para proteger un banco de capacitores utilizado para inyección de potencia reactiva, el cual no se utilizaría primeramente si se hace uso de todos los recursos disponibles hasta el momento para ampliar la capacidad de reactivo del parque.

Se deberá analizar si el Parque puede cumplir con las exigencias definidas para un parque de Tipo A o B (Anexo 40 de Los Procedimientos) para todo el rango de generación de 25,2 MVA sin el agregado de equipamiento de compensación reactiva adicional.

4.4. Red de Tierras

Se instalará una única red de tierras para la conexión de las envolventes metálicas de los equipos presentes en:

- Aerogeneradores.
- Celdas.
- Equipos de BT.
- Cerco perimetral.
- Edificaciones.

Para las especificaciones y requerimientos eléctricos de la puesta a tierra se indican en el punto 3.2.10

4.5. Sistema de Protección contra Descargas Atmosféricas

El Sistema de Protección contra Descargas Atmosféricas será provisto por el mismo aerogenerador. Siendo las palas el punto más alto de la instalación, éstas actúan como un receptor natural que drena la descarga eléctrica hacia el sistema de puesta a tierra de manera segura.

4.6. Sala de Control

La Sala de Control estará ubicada dentro del aerogenerador WTG#1, su EMS cumplirá la función de controlador maestro para todo el Parque.

A su vez, se recomienda una pequeña edificación de dimensiones no menores a 2 x 2,5 m² (se recomienda contenedor de 20 pies) destinada a albergar la función de oficina o centro de almacenamiento de EPP's y herramientas.

4.7. Caminos Internos

Los caminos internos deben permitir la circulación fluida dentro del Parque durante todas las etapas del Proyecto.

Como material se proyecta camino de tierra mejorado o ripio. Es importante que sea regado en épocas de seca y verano para evitar el levantamiento de polvillo que desmiembra los caminos.

Los radios de giro deben ser analizados en detalle teniendo en consideración el traslado de palas durante la instalación.

4.8. Cerco Perimetral y Portón de Acceso

En caso de requerirse un cerco perimetral por las dimensiones del terreno referirse a las especificaciones indicadas en el punto 3.2.14.

4.9. Tecnología Propuesta

4.9.1. Aerogenerador

El aerogenerador permite, por medio de las palas del rotor, la captación y transformación de la energía cinética del viento en energía eléctrica.



Ilustración 63 – Góndola V150-4.2 MW

El aerogenerador considerado para este nivel de desarrollo de ingeniería es el V150-4.2 MW (Ilustración 63) o similar. La proposición de este equipo se basa en sus prestaciones, las cuales son de las más altas en el mercado internacional al momento de la redacción de este informe. Además, cuenta con soporte local y da cumplimiento a los códigos de red establecidos por CAMMESA en su Anexo 40 de Los Procedimientos y a otras normativas internacionales que están en proceso de estandarización localmente.

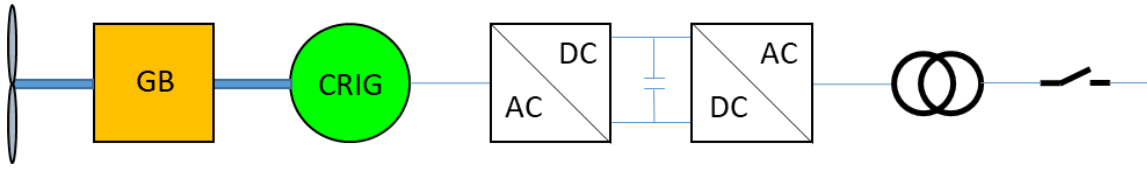


Ilustración 64 – Esquema turbina eólica con tecnología jaula de ardilla

Datos técnicos	V150-4.2 MW	Unidad
Generador		
Tipo	Asíncrono con Rotor Jaula de Ardilla	-
Potencia	4.250/4.450	kW
Tensión de Salida	800	V
Velocidad Rotor	1.450 – 1.550	rpm
Converter		
Tipo	Full Scale Converter	-
Potencia Aparente	5.100	kVA
Tensión de Salida	720	V
Corriente de Salida ($\leq 30\text{ }^{\circ}\text{C}$)	4.100	A
Transformador Step-Up		
Ubicación	Góndola - Cuarto Trasero	-
Tipo	AS con Refrigeración AF	-
Potencia Aparente	4.700	kVA
Relación de Tensión	0,72/34,5	kV
MV Switchgear		
Ubicación	Interior - Base de Torre	-
Tipo	Gas Insulated (SF ₆)	-
Tensión Nominal	33	kV
Corriente Nominal	630	A
Corriente de Apertura	25	kA

Tabla 16 – Características principales del aerogenerador propuesto

4.9.2. Lista Preliminar de Equipos Principales y Cables

Denominación	Marca	Modelo	Cantidad
Aerogenerador	Vestas	V150-4.2 MW	6 pcs
Cable MT	CIMET	Termolite 1x95/25 mm ² 33 kV	7.200 m
Celda medición	Schneider	SM6 – DM1DSF136P	1 pcs
Celda protección	Schneider	SM6 – GBCB346PM	1 pcs
Celda entrada/salida	Schneider	SM6 – IM36	3 pcs

Tabla 17 – Resumen de equipos principales y conductores

5. Operación y Mantenimiento del Parque

5.1. Operación del Parque

El Parque operará en forma autónoma, más allá del control que pueda tener el operador de turno. Las tareas de la etapa operativa son las siguientes:

- Mantener libre circulación por los caminos internos.
- Control de malezas.
- Gestión de residuos.
- Monitorización del rendimiento de la instalación a través de telecontrol.
- Realizar un mantenimiento preventivo regular realizando revisiones de funcionamiento de los equipos eléctricos.
- Medición de continuidad de las masas de las estructuras metálicas a tierra y de la resistencia de la malla de puesta a tierra.
- Llevar a cabo análisis de búsqueda de averías y fallos.
- Realizar actividades de reparación más extensivas.
- Redactar informes sobre la “disponibilidad” del Parque y sobre la producción de energía.
- Gestionar inventarios de los EPP (Elementos de Protección Personal) y las herramientas.

5.1.1. Tareas de Mantenimiento Preventivo

A pesar de resultar una instalación compleja, el mantenimiento de este tipo de instalaciones es bastante sencillo de realizar, pues hay pocos sistemas electromecánicos.

Por su naturaleza, El Parque no requiere insumos permanentes ni genera efluentes en forma continua y únicamente se realizan tareas periódicas de tipo preventivo. Esto es operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de esta.

El soporte técnico intrínseco a los aerogeneradores será aportado por el proveedor de estos.

5.1.2. Módulos Fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos requieren poco mantenimiento por su configuración, carente de partes móviles y con el circuito interior de las células y las soldaduras de conexión muy protegidas del ambiente exterior por capas de material protector. En los módulos fotovoltaicos se realizarán, básicamente, las siguientes labores:

- **Limpieza periódica de los módulos:** La suciedad acumulada sobre la cubierta transparente del módulo reduce el rendimiento de este y puede producir efectos de inversión similares a los producidos por las sombras. La intensidad del efecto depende de la opacidad del residuo. Las capas de polvo que reducen la intensidad del sol de forma uniforme no son peligrosas y la reducción de la potencia no suele ser significativa. La periodicidad del proceso de limpieza depende, lógicamente, de la intensidad del proceso de ensuciamiento. En el caso de los depósitos procedentes de las aves conviene evitarlos instalando pequeñas antenas elásticas en la parte alta del módulo, que impida

a éstas que se poseen. La acción de la lluvia puede, en muchos casos, reducir al mínimo o eliminar la necesidad de la limpieza de los módulos.

En cualquier caso, la operación de limpieza debe ser realizada en general por el personal encargado del mantenimiento de la instalación, y consiste simplemente en el lavado de los módulos con agua, de ser posible destilada, y algún detergente no abrasivo, procurando evitar que el agua no se acumule sobre el módulo.

- **Inspección de módulos:** La inspección visual del módulo tiene por objeto detectar posibles fallos, concretamente:
 - Posible rotura del cristal: normalmente se produce por acciones externas y rara vez por fatiga térmica inducida por errores de montaje.
 - Oxidaciones de los circuitos y soldaduras de las células fotovoltaicas: debidas a entrada de humedad dentro del módulo por rotura de las capas de encapsulado.
 - El adecuado estado de la estructura portante frente a corrosión.
 - Verificación de los elementos de sujeción y conexión.
 - El estado de degradación de los elementos constructivos de los módulos.
 - Estado de la red de puesta a tierra, para proteger de sobretensiones.
 - La no existencia de sombras (propias o externas) sobre el campo fotovoltaico.

5.1.3. Instalación Eléctrica DC

Se deberán revisar de forma periódica el estado de las conexiones eléctricas y del cableado DC, para lo que se procederá a efectuar las siguientes operaciones:

- Comprobación del apriete y estado de los terminales de los cables de conexionado de los módulos.
- Comprobación de la estanquidad de la caja de terminales o del estado de los capuchones de protección de los terminales. De observarse fallos de estanqueidad, se procederá a la sustitución de los elementos afectados y a la limpieza de los terminales.
- Mantenimiento de las puestas a tierra: el valor de la resistencia de tierra varía durante el año debido a la destrucción corrosiva de los electrodos, aumento de la resistividad del terreno, aflojamiento, corrosión, polvo, etc., a las uniones de las líneas de tierra, rotura de las líneas de tierra, etc. Estas variaciones de la resistencia condicionan el control de la instalación para asegurar que el sistema permanezca dentro de los límites de seguridad.

5.1.4. Inversores

Se deberá revisar principalmente que están bien ventilados, que las conexiones están bien hechas y que no existe ninguna alarma activa. Para ello, se chequea el sistema de ventilación para evitar que se alcancen altas temperaturas que pueden provocar disparos en los inversores y demás aparatos eléctricos. Se deberá comprobar que las rejillas están limpias y sin obstáculos y asegurarse que los intercambiadores están lo más limpios posibles.

5.1.5. Sistema de Regulación y Control

El mantenimiento del sistema de regulación y control difiere especialmente de las operaciones normales en equipos electrónicos. Las averías son poco frecuentes y la simplicidad de los equipos reduce el mantenimiento a las siguientes operaciones:

- Observación visual del estado y funcionamiento del equipo. La observación visual permite detectar generalmente su mal funcionamiento, ya que éste se traduce en un comportamiento muy anormal: frecuentes actuaciones del equipo, avisadores, luces, etc. En la inspección se debe comprobar también las posibles corrosiones y aprietes de bornes. Comprobación del conexionado y cableado de los equipos. Se procederá de forma similar que, en los módulos, revisando todas las conexiones y juntas de los equipos.
- Comprobación del tarado de la tensión de ajuste a la temperatura ambiente, que las indicaciones sean correctas.
- Toma de valores: Registro de los amperios-hora generados y consumidos en la instalación, horas de trabajo, etc.
- Revisión de la estación meteorológica para verificar su estado, calibrarla y limpiarla, además de realizar la descarga de los datos almacenados.

5.1.6. Instalación Eléctrica General y Servicios Auxiliares

Se revisarán todas las canalizaciones de cables, para ver su estado y evitar roturas imprevistas que pudiesen ocasionar serias averías, así como las arquetas para verificar su estado y que los cables no estén a la intemperie. También se deberá revisar la iluminación, enchufes y cuadros de control.

5.1.7. Tablero General de Baja Tensión

Las instalaciones eléctricas y en especial el TGBT serán inspeccionadas en forma periódica para determinar cualquier falla. Este mantenimiento garantizará la protección, el backup de los equipos en funcionamiento de manera eficaz y la adecuada operación bajo condiciones de falla eléctrica. En concreto, el TGBT requiere un mantenimiento programado y una inspección visual con las siguientes operaciones básicas:

- Verificación de todas las conexiones eléctricas para garantizar que no existan conexiones sueltas presentes que pudieran provocar un aumento de la temperatura de estas, con el riesgo potencial de generar un principio de incendio y la falla del equipo.
- Control termográfico de todos los equipos eléctricos en condiciones de plena carga.

Para el mantenimiento de algunos de los componentes del TGBT, se precisa la desenergización del Parque y su aislamiento respecto de la línea de MT para poder trabajar con seguridad. Los equipos para cuya intervención se precisa la desenergización total del Parque, son los siguientes:

- Interruptores principales.
- Embarrados.
- Transformador de distribución.

5.1.8. Obra Civil

Se deberá comprobar que los accesos y viales del Parque están en perfecto estado para facilitar la movilidad. Además, se comprobará el vallado perimetral, los taludes, la cimentación de las estructuras y los drenajes para evitar que se atasquen en épocas de lluvias. En lo referente a los caminos internos del Parque, estos deberán ser mantenidos en buenas condiciones de circulación de manera de evitar su erosión y poceado, y la generación de material particulado.

5.1.9. Entorno

Se deberá limpiar de broza la instalación para evitar que las hierbas crezcan hasta enredarse con cables y estructuras, lo que luego complicaría su desbroce.

5.1.10. Sistema de Seguridad

Se deberá revisar el buen funcionamiento y limpieza de las cámaras y sensores de movimiento que tuviera el Parque y comprobar todas las alarmas que se den, aunque normalmente sean falsas.

5.2. Principales Herramientas de Mantenimiento

5.2.1. Termografía

Las cámaras termográficas ayudan en la búsqueda de puntos calientes, que pueden convertirse en averías, permitiendo localizar posibles conexiones mal hechas.

5.2.2. Trazador de Curvas I/V

Permite evaluar todos los estados de funcionamiento para los módulos fotovoltaicos, así como cuantificar las pérdidas por conexión debidas a trabajar los módulos en puntos de trabajo no adecuados.

5.2.3. Vehículo

Para el mantenimiento de los aerogeneradores se deben utilizar los caminos internos. Para recorrer estos caminos se usarán vehículos semi-ligeros, tipo pick up, respetando las velocidades máximas permitidas para evitar la erosión de los caminos y el potencial atropello de animales silvestres. Su función es la del traslado de personal y herramientas.

6. Obra Complementarias

6.1. Sistemas Auxiliares y Comunicaciones

6.1.1. Sistemas de Adquisición de Datos, Control y Regulación

Se implementarán un único sistema de control y regulación. El sistema de adquisición de datos, control y regulación del parque (o Supervisory Control And Data Acquisition en inglés, y por acrónimo SCADA).

El SCADA de la instalación solar/eólica presentará un HMI de datos muy simple, aportando el funcionamiento en modo automático de los aerogeneradores con consignas de operación que se dan de modo global, y que el sistema de control y regulación se encargará de transmitir a cada uno de los aerogeneradores en tiempo real en función de las condiciones de despacho. También, brinda la posibilidad de telecontrol de ciertos parámetros para realizar labores de operación y mantenimiento a través de su interfaz.

Por otra parte, se proyecta un sistema de monitorización en el Parque que dispondrá de los siguientes componentes:

- Tendido de fibra óptica entre los centros de transformación y la Sala de Control.
- Conexión ethernet entre Switch / HMI / SCADA / Medidores de Energía.

Este sistema de monitorización medirá y registrará las siguientes variables o señales:

- Producción instantánea de cada aerogenerador y total.
- Voltajes, potencia activa y reactiva, frecuencia y corriente entre otras variables de la línea exportadora.
- Estado de las turbinas.
- Datos de medida de los contadores.
- Estado de los Interruptores de Potencia.

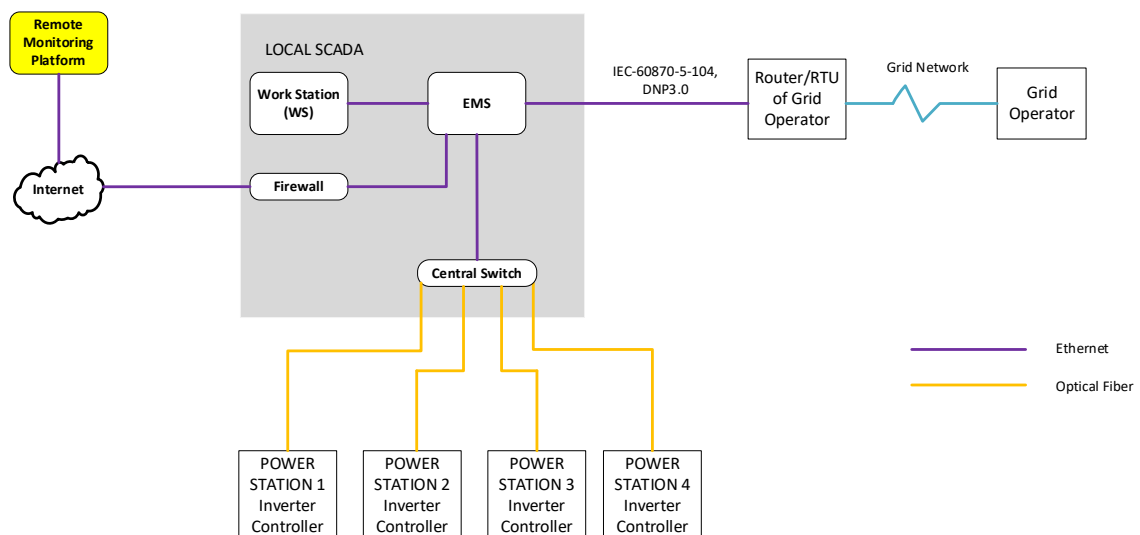


Ilustración 65 – Arquitectura del sistema de monitorización propuesto parque FV

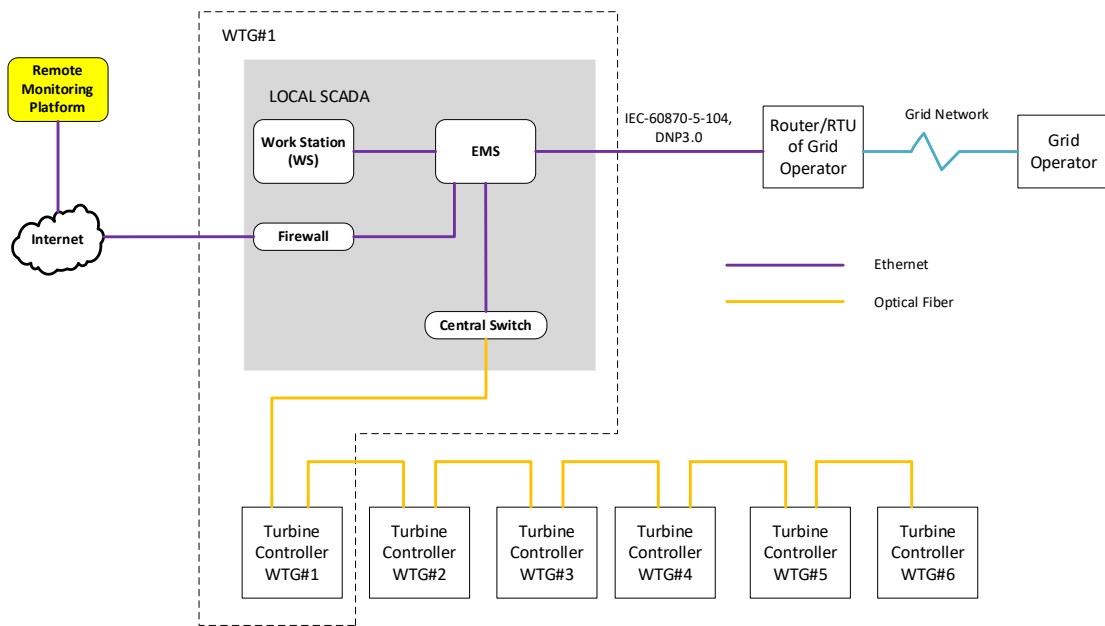


Ilustración 66 – Arquitectura del sistema de monitorización propuesto parque eólico.

El SCADA mostrará el estado de todas las instalaciones interiores, integrando tanto los estados de los elementos principales del mismo, así como el de las instalaciones complementarias; por ejemplo, los sistemas de seguridad.

Los sistemas SCADA, sistemas de Protección y sistemas de Comando deberán contar con registradores de eventos con una discriminación de 1 ms.

6.1.2. Sistema de Medición Comercial

La clase requerida de los aparatos destinados a medición de energía activa para facturación será 0,2s, según se corresponde con la indicada en Tabla 18 (epígrafe “Grupos generadores de potencia ≥ 20 MW”):

Instalación	TI	TV	Principal	Control
Nodos de interconexión en tensiones ≥ 132 kV				
Interconexiones internacionales	0,2s	0,2	0,2s	0,2s
Grupos generadores de potencia ≥ 20 MW				
Nodos de interconexión entre empresas de transporte	0,5s	0,5	0,5s	No obligatorio
Nodos de interconexión en tensiones < 132 kV				
Servicios auxiliares de generación	0,5s	0,5	0,5s	No obligatorio
Grupos generadores de potencia < 20 MW				
Generación propia de autogeneradores				

Tabla 18 – Clase SMEC solicitado por CAMMESA (Anexo 24 de Los Procedimientos)

Los medidores de energía serán trifásicos, tetrafilares, con emisores de impulsos a dos o tres hilos, libres de potencial, podrán incluir registro de acumulación de energía en periodos

programables y dispondrán de indicador numérico de energía medida. Si dicho indicador resulta electrónico, estará dotado de memoria no volátil. Para energía activa responderán a la clase 0,2s.

El medidor de control será de igual clase que el principal, contemplando que reemplazará a éste en caso de falla o necesidad de desconexión para verificación, asegurando de esta manera la continuidad de la medición y registro.

La frecuencia de los emisores de impulsos será seleccionada para asegurar una óptima relación kW por impulso, no debiendo superarse en régimen de máxima carga el límite admitido por el registrador a utilizar. La duración de los impulsos no será inferior a 30 milisegundos.

El error porcentual total máximo (en módulo y fase), a $\cos j = 0,9$ (factor de potencia de la carga), introducido en la medición de energía por la caída de tensión en los cables de los circuitos secundarios de los transformadores de tensión, no deberá superar el 0,1%. Será obligatorio presentar un cálculo del error mencionado, basado en valores comprobables mediante ensayos.

La carga de los circuitos secundarios de los transformadores de Corriente (TI) y Tensión (TV) destinados a medición comercial, deberá estar comprendida entre el 25% y el 100% de la potencia de exactitud correspondiente. De ser necesario, se ajustará dicha carga secundaria, agregando impedancias de calidad, disipación y magnitud adecuadas.

Por su parte, los transformadores de medición de tensión y corriente dispondrán de secundarios afectados al SMEC. Dichos secundarios sólo podrán ser compartidos por el SOTR, DAG y el instrumental estático permanente para medir calidad de servicio; este último deberá tener la homologación del ENRE, las impedancias compensadoras de la carga de los transformadores (en caso de que fuese necesario instalarlas) y los detectores de falta de tensión de medición. La posibilidad de compartir secundarios mencionada precedentemente estará limitada a que no se supere la potencia de exactitud de los transformadores, y que sea posible la precintabilidad de todos los elementos incorporados a la cadena.

- Se deberá dimensionar la corriente primaria de los transformadores de corriente de tal manera que la corriente nominal circulante por los mismos corresponda al 100% de dicha corriente.
- En tanto la generación de energía a partir del sol presenta variaciones en el tiempo, se deberá considerar la utilización de transformadores de corriente de clase extendida (0,2s).
- Los circuitos de medición contarán con los elementos necesarios para separar y/o intercalar equipos de medición en forma individual con la instalación en servicio para su verificación in situ (intercalación de instrumento patrón) y/o remplazo sin afectación de los restantes.
- Se preverá la precintabilidad de todos y cada uno de los componentes de la cadena de medición SMEC, mediante la incorporación de los dispositivos que se requieran a este fin.

6.1.3. Seguridad y Vigilancia

Tanto por la importancia de los bienes de que constará la Central, como por la seguridad de las personas, es necesario implantar un sistema de seguridad en la instalación. Por consiguiente, se desarrollará un proyecto específico de sistema de seguridad (instalado y mantenido por una empresa homologada) para proteger la instalación del Parque. Se construiría una protección perimetral a lo largo de toda la valla de cerramiento, y de protección volumétrica en el interior de las casetas de inversores.

Este sistema de seguridad que estará conectado a una central receptora de alarmas externa, y operativa 24 horas, 365 días al año, con el fin de poder atender cualquier incidente por intrusión, vandalismo o sabotaje. Dispondrá de alimentación de emergencia (en principio, mediante UPS) para poder funcionar al menos 72 horas en caso de fallo del suministro eléctrico.

6.2. Instalación de Nueva Celda 33 kV

Para acoplar el Proyecto con la ET Realicó se propone una celda de 33 kV aislada en SF₆ con interruptor extraíble en ET Realicó, ampliando el actual sistema de celdas de 33 kV. También se deberá actualizar el Tablero Mímico.



Ilustración 67 – Espacio físico disponible para ampliación en ET Realicó

6.3. Construcción de Línea Eléctrica 33 kV

La evacuación de la energía generada se realiza mediante una LMT aérea o subterránea de 33 kV con iguales características al sistema colector de media tensión planteado in Situ. El trazado será lindante a la RN188. Para los casos:

- Subterráneo: En cruces de caminos rurales o nacionales, con iguales características al sistema colector de media tensión planteado in Situ y aumentando sección o utilizando doble terna del cable.
- Aéreo: Trayectos restantes, del tipo línea compacta.

7. Evaluación con Generación Híbrida Solar FV – Eólica

En esta sección se analizará la producción energética de la combinación de las tecnologías de generación de energía Solar FV y Eólica, tomando como base los parques diseñados en las secciones anteriores. Se toma como premisa general la capacidad de transformación en la ET Realicó, la máxima demanda local, la irradiación solar, el recurso del viento, la disponibilidad de tierras.

Cantidad de Módulos	Solar FV		Eólico
Módulo 1	6 MW _p	4,6 MW	4,2 MW
Módulo 2	12 MW _p	9,2 MW	8,4 MW
Módulo 3	18 MW _p	13,8 MW	12,6 MW
Módulo 4	24 MW _p	18,4 MW	16,8 MW
Módulo 5	30 MW _p ¹⁷	23,0 MW	21 MW
Módulo 6	-	-	25,2 MW

Tabla 19 – Escalabilidad modular del parque por tecnología

A continuación, se muestra un estudio de sensibilidad de potencia instalada [MW], según la tecnología empleada vs la capacidad modular de crecimiento [MW]. Los datos de energía sombreados en gris representan un exceso de capacidad de transformación de la subestación.

Capacidad MW		% Eólica						
		100%	83%	67%	50%	33%	17%	0%
		25,2 MW	21,0 MW	16,8 MW	12,6 MW	8,4 MW	4,2 MW	0,0 MW
% Solar	125% 23,0 MW	48,2	44,0	39,8	35,6	31,4	27,2	23,0
	100% 18,4 MW	43,6	39,4	35,2	31,0	26,8	22,6	18,4
	75% 13,8 MW	39,0	34,8	30,6	26,4	22,2	18,0	13,8
	50% 9,2 MW	34,4	30,2	26,0	21,8	17,6	13,4	9,2
	25% 4,6 MW	29,8	25,6	21,4	17,2	13,0	8,8	4,6
	0% 0,0 MW	25,2	21,0	16,8	12,6	8,4	4,2	-

Tabla 20 – Sensibilidad de capacidad instalada solar FV vs. eólica [MW]

Energía GWh/yr		% Eólica						
		100%	83%	67%	50%	33%	17%	0%
		25,2 MW	21,0 MW	16,8 MW	12,6 MW	8,4 MW	4,2 MW	0,0 MW
% Solar	125% 23,0 MW	153,47	136,11	118,76	101,40	84,04	66,69	49,33
	100% 18,4 MW	143,60	126,24	108,89	91,53	74,18	56,82	39,47
	75% 13,8 MW	133,73	116,38	99,02	81,67	64,31	46,96	29,60
	50% 9,2 MW	123,87	106,51	89,16	71,80	54,44	37,09	19,73
	25% 4,6 MW	114,00	96,64	79,29	61,93	44,58	27,22	9,87
	0% 0,0 MW	104,13	86,78	69,42	52,07	34,71	17,36	-

Tabla 21 – Sensibilidad de producción energética solar FV sin tracker vs. eólica

¹⁷ Se considera un 5^{to} subparque Solar FV para el análisis de sensibilidad.

Energía GWh/yr		% Eólica						
		100%	83%	67%	50%	33%	17%	0%
		25,2 MW	21,0 MW	16,8 MW	12,6 MW	8,4 MW	4,2 MW	0,0 MW
% Solar	125% 23,0 MW	164,12	146,77	129,41	112,05	94,70	77,34	59,99
	100% 18,4 MW	152,12	134,77	117,41	100,06	82,70	65,35	47,99
	75% 13,8 MW	140,13	122,77	105,41	88,06	70,70	53,35	35,99
	50% 9,2 MW	128,13	110,77	93,42	76,06	58,71	41,35	24,00
	25% 4,6 MW	116,13	98,78	81,42	64,06	46,71	29,35	12,00
	0% 0,0 MW	104,13	86,78	69,42	52,07	34,71	17,36	-

Tabla 22 – Sensibilidad de producción energética solar FV con tracker vs. eólica

Los valores de la franjas rojas y naranjas representan los mejores prospectos de producción energética anuales con la mayor potencia instalada. Por ejemplo, para el caso de 50% de potencia eólica / 50% potencia solar FV con tracker, se obtiene una capacidad instalada total de 21,8 MW con una producción de energía anual de 76,06 GWh/yr.

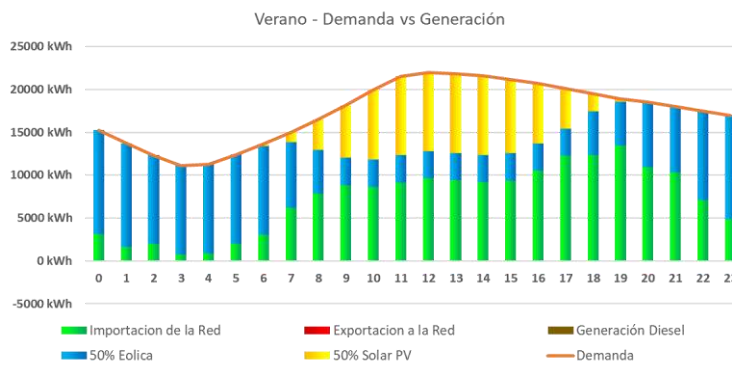


Ilustración 68 – Generación híbrida, 50% eólica y 50% solar FV en 24 hs, día verano

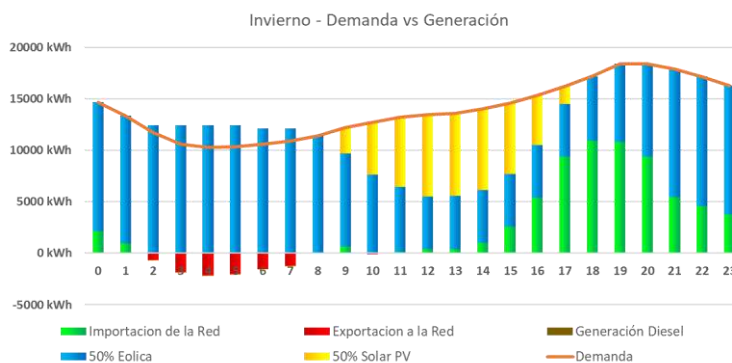


Ilustración 69 – Generación híbrida, 50% eólica y 50% solar FV en 24 hs, día invierno

De la misma manera se realiza un análisis de generación vs. demanda horaria para cada situación en donde la generación es solar, eólica o híbrida, para evaluar el comportamiento del cubrimiento de la demanda local, se observaron las siguientes tendencias:

- Horario de Pico 18 a 23 hs.
- Horario de Valle 23 a 05 hs.

- Horario de Resto 05 a 18 hs.
- La demanda local de mayor consumo se presente entre las 14:00 y 21:00 hs
- Para la generación mixta, 50% eólica y 50% solar, se observa en un horario resto una cobertura de alrededor del 56% de generaciones renovables sobre la demanda, siendo necesario la red externa para abastecida el déficit. Para el resto de los horarios el aporte de renovables rondas entre el 93% y 29% para un día típico de verano. Ver Ilustración 68.
- Para los escenarios de invierno, las exigencias de la demanda son considerablemente menores, se logra un promedio de cobertura de la demanda en un 83% y con un mínimo del 37% en horario pico. Ver Ilustración 69

En todos los casos no se logra la independencia de la red externa en un 100% para todos los horarios, los casos de verano son los peores escenarios con valores que alcanzan los 22,9 MW (Tabla 2), sin embargo, se logra un desplazamiento de la generación diésel existente. Los mejores escenarios de producción – demanda se logran en invierno para los casos de eólica o híbrida solar-eólica. En todos los casos no se estudió los efectos de la generación sobre los perfiles de tensión en la calidad de la red.

Sin embargo, según la APELP - Guía de Referencia 2022-2026, los niveles de tensión máximos y mínimos admisibles en barras de 132 kV son de $\pm 5\%$ pu. Se observa que para los años de estudio las tensiones presentan niveles inferiores a los permitidos considerando un despacho de la CT Realicó de 21 MW máximos, vinculada a la ET Realicó. En la tabla siguiente se detallan las barras con tensiones fuera de banda.

Año	Barra	Caso	Tensión (pu)
2022	Realicó 132 kV	Máxima de Verano	92,3%
2023			92,2%
2024			91,1%
2025			90,9%

Tabla 23 – Barra 132 kV con tensiones fuera de banda¹⁸

Teniendo en cuenta la demanda existente en la ET Realicó, se analiza la cantidad de energía que desplazaría la nueva generación híbrida 50% eólica 50% solar, asumiendo que el resto se deberá importar de la red. Para el caso de un día de alta demanda en verano e invierno, el resultado se presenta en la ilustración debajo.

¹⁸ APELP - Guía de Referencia 2022-2026

8. Evaluación Económica

En esta sección se analizará el costo de las diferentes tecnologías de generación de energía, y en particular de la energía eólica y solar.

Normalmente la comparación de costos entre diferentes tipos de tecnología no es directa, sino que se deben ponderar los costos de capital, los costos de operación y mantenimiento, los costos de combustibles y también los costos de las emisiones generadas. Por eso, se utilizará el enfoque del Costo Nivelado de la Energía o “Levelized Cost of Electricity” (LCOE) que es la herramienta utilizada comúnmente para este tipo de comparaciones.

Por último, se analizarán las particularidades de los costos de la energía eólica, su composición (costos fijos, variables, etc.) y su evolución en el tiempo.

8.1. Costo Nivelado de la Energía

El LCOE es una herramienta útil para poder comparar el costo de generación de energía con diferentes tecnologías, el mismo tiene en cuenta:

- Costos de inversión.
- Costos de operación y mantenimiento.
- Costos de combustibles.

Tiene en consideración los costos de una planta de generación a lo largo de toda su vida útil, de forma de entregar un precio por unidad de energía. En otras palabras, promedia los costos actualizados de producción a lo largo de un período de tiempo. Resulta fundamental su análisis ya que aporta un patrón de comparación útil para diferentes tipos de tecnologías, como por ejemplo las energías renovables (donde el costo de capital es alto, pero el costo de combustibles es cero) con una planta de generación térmica (donde los costos de capital son bajos mientras que los costos de combustibles son altos).

El LCOE también puede ser comparado con las tarifas que se perciben por la energía: en general, costos de disposición de residuos, seguros y otros no son incluidos. Todos los costos son actualizados a un VAN con una tasa de descuento definida.

Se define con la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (\text{Ec. 24})$$

- I_t : Inversión en el año t .
- M_t : Costo de operación y mantenimiento en el año t .
- F_t : Gasto de combustibles en el año t .
- E_t : Generación eléctrica en el año t .
- r : Tasa de descuento.
- n : Tiempo de vida del proyecto. [años]

Normalmente los LCOE se calculan para períodos de entre 20 y 40 años y están dados en unidades de moneda por kiloWatt-hora, en este caso, USD/kWh. Al comparar diferentes LCOE debe tenerse cuidado, ya que los cálculos dependen altamente de los supuestos tomados, los términos financieros y sobre todo del factor de capacidad estimado.

8.2. Comparación de LCOE

A modo de referencia, en indica las gráficas de los precios adjudicados de los programas RenovAr. Rondas 1, 1.5 y 2.

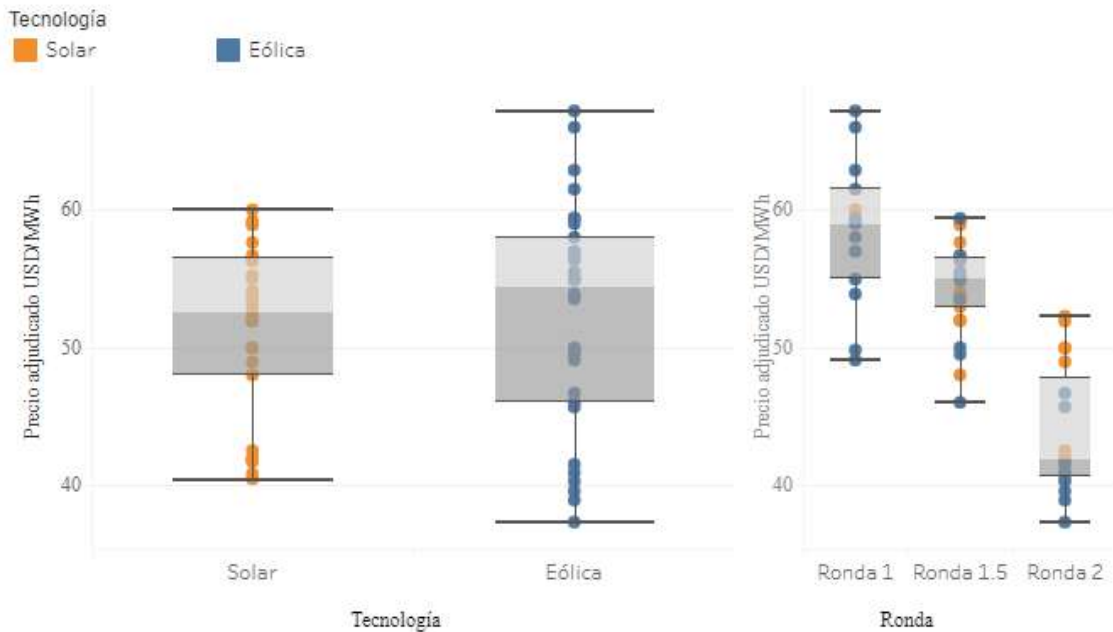


Ilustración 70 – Precios adjudicados USD/MWh de los programas Renovar

USD/MWh	Solar FV	Eólica Terrestre
Máximos	60	67,19
Apertura	56,43	58
Promedio	52,61	54,38
Cierre	48	46
Mínimos	40,44	37,3

Tabla 24 – Tendencia de valores máximos, mínimos y promedio de las tecnologías solar y eólica renovar

Puede observarse que, los precios de energía eólica y solar no son muy diferentes entre sí. El límite inferior del rango de la eólica es más bajo que el de la generación solar FV. Esto quiere decir que, en zonas de alto factor de carga, la eólica se hace más competitiva.

Con respecto a los factores de carga, se asumen factores de capacidad relativamente conservadores de 47% para energía eólica y 25% para solar fotovoltaica.

8.3. Costos: CAPEX, OPEX y Costos Nivelados de Energía (LCOE)

8.3.1. Proyecto Solar con Trackers

- **Capacidad Instalada:** 24 MW_p
- **Producción Energética Anual:** 48 GWh
- **Costo de Instalación Total (CAPEX):** USD 18,2M
- **CAPEX por MW instalado:** USD 759k / MW_p
- **Costo de Operación Anual (OPEX):** USD 359k
- **Costo Nivelado de Energía (LCOE):** USD 49,15¹⁹

RESUMEN CAPEX & OPEX ASSUMPTIONS	MONTOS EN '000 USD
CAPEX Total	\$ 18.166
Equipamiento en Sitio	\$ 16.291
Obra Civil (BOS)	\$ 938
Obras Eléctricas (BOS)	\$ 938
OPEX ANUAL PV / MW	\$ 15,00

Tabla 25 – Resumen CAPEX, proyecto solar con trackers

Sensibilidad LCOE vs CAPEX y DESCUENTO						
		DESCUENTO				
		15%	12%	10%	7%	5%
CAPEX	\$19.982	70,91	60,15	53,40	44,08	38,49
	\$18.166	65,04	55,27	49,15	40,69	35,62
	\$16.349	59,17	50,40	44,90	37,30	32,75

Tabla 26 – Sensibilidad LCOE vs CAPEX y descuento, proyecto solar con trackers

8.3.2. Proyecto Solar sin Tracker

- **Capacidad Instalada:** 24 MW_p
- **Producción Energética Anual:** 39 GWh
- **Costo de Instalación Total (CAPEX):** USD 16,5M
- **CAPEX por MW instalado:** USD 690k / MW_p
- **Costo de Operación Anual (OPEX):** USD 300k
- **Costo Nivelado de Energía (LCOE):** USD 53,51¹⁹

RESUMEN CAPEX & OPEX ASSUMPTIONS	MONTOS EN '000 USD
CAPEX Total	\$ 16.443
Equipamiento en Sitio	\$ 14.759
Obra Civil (BOS)	\$ 842
Obras Eléctricas (BOS)	\$ 842
OPEX ANUAL PV / MW	\$ 12,5

Tabla 27 – Resumen CAPEX, proyecto solar sin trackers

¹⁹ Para el caso en estudio se considera una tasa de descuento del 10% y un plazo de 20 años de operación de la planta.

Sensibilidad LCOE vs CAPEX y DESCUENTO						
DESCUENTO						
		15%	12%	10%	7%	5%
CAPEX	\$18.087	77,49	65,63	58,19	47,92	41,75
	\$16.443	71,03	60,26	53,51	44,19	38,59
	\$14.799	64,56	54,89	48,83	40,46	35,43

Tabla 28 – Sensibilidad LCOE vs CAPEX y descuento, proyecto solar sin trackers

8.3.3. Proyecto Eólico

- **Capacidad Instalada:** 25,2 MW
- **Producción Energética Anual:** 104 GWh
- **Costo de Instalación Total (CAPEX):** USD 35,3M
- **CAPEX por MW instalado:** USD 1400k / MW
- **Costo de Operación Anual (OPEX):** USD 760k
- **Costo Nivelado de Energía (LCOE):** USD 44,49²⁰

RESUMEN CAPEX & OPEX ASSUMPTIONS	MONTOS EN '000 USD
CAPEX Total	\$ 35.280
Equipamiento en Sitio	\$ 30.555
Obra Civil (BOS)	\$ 3.780
Obras Eléctricas (BOS)	\$ 945
OPEX ANUAL PV / MW	\$ 30,0

Tabla 29 – Resumen CAPEX, proyecto eólico

Sensibilidad LCOE vs CAPEX y DESCUENTO						
DESCUENTO						
		15%	12%	10%	7%	5%
CAPEX	44,49					
	38.808,00	63,94	54,32	48,29	39,96	34,97
	35.280,00	58,69	49,96	44,49	36,93	32,40
	31.752,00	53,43	45,60	40,68	33,90	29,83

Tabla 30 – Sensibilidad LCOE vs. CAPEX y descuento, proyecto eólico

8.3.4. Proyecto Híbrido (Solar + Eólico)

Opción 1. 50% Solar FV TRACKER 12 MWp + 50% Eólica 12,6 MW

- **Capacidad Instalada:** 12 MW_p Solar con tracker + 12,6 MW Eólico
- **Producción Energética Anual:** 76,1 GWh
- **Costo de Instalación Total (CAPEX):** USD 26,6M

²⁰ Para el caso en estudio se considera una tasa de descuento del 10% y un plazo de 20 años de operación de la planta.

- **CAPEX por MW instalado:** USD 1.084k / MW
- **Costo de Operación Anual (OPEX):** USD 557,5k
- **Costo Nivelado de Energía (LCOE):** USD 45,83²¹

		Sensibilidad LCOE vs CAPEX y DESCUENTO				
		DESCUENTO				
		15%	12%	10%	7%	5%
CAPEX	\$29.302	65,95	56,00	49,77	41,15	35,99
	\$26.638	60,52	51,49	45,83	38,02	33,33
	\$23.975	55,09	46,98	41,90	34,88	30,67

Tabla 31 – Sensibilidad LCOE vs. CAPEX y descuento, proyecto híbrido, opción 1

Opción 2. 25% Solar FV con Tracking 6 MW_p + 100% Eólica 25,2 MW

- **Capacidad Instalada:** 6 MW_p Solar con tracker + 25,2 MW Eólico
- **Producción Energética Anual:** 116,1 GWh
- **Costo de Instalación Total (CAPEX):** USD 39,8M
- **CAPEX por MW instalado:** USD 1.275k / MW
- **Costo de Operación Anual (OPEX):** USD 845,7k
- **Costo Nivelado de Energía (LCOE):** USD 44,92²¹

		Sensibilidad LCOE vs CAPEX y DESCUENTO				
		DESCUENTO				
		15%	12%	10%	7%	5%
CAPEX	\$43.741	64,58	54,86	48,76	40,34	35,29
	\$39.765	59,27	50,45	44,92	37,28	32,69
	\$35.788	53,96	46,04	41,07	34,21	30,10

Tabla 32 – Sensibilidad LCOE vs. CAPEX y descuento, proyecto híbrido, opción 2

Opción 3. 100% Solar FV con Tracking 24 MW_p + 100% Eólica 25,2 MW

- **Capacidad Instalada:** 24 MW_p Solar con tracker + 25,2 MW Eólico
- **Producción Energética Anual:** 152,1 GWh
- **Costo de Instalación Total (CAPEX):** USD 53,5M
- **CAPEX por MW instalado:** USD 1.088k / MW
- **Costo de Operación Anual (OPEX):** USD 1114,9k
- **Costo Nivelado de Energía (LCOE):** USD 45,97²¹

²¹ Para el caso en estudio se considera una tasa de descuento del 10% y un plazo de 20 años de operación de la planta.

Sensibilidad LCOE vs CAPEX y DESCUENTO						
		DESCUENTO				
		15%	12%	10%	7%	5%
CAPEX	\$58.802	66,15	56,17	49,91	41,27	36,08
	\$53.457	60,70	51,65	45,97	38,12	33,42
	\$48.111	55,25	47,12	42,02	34,98	30,75

Tabla 33 – Sensibilidad LCOE vs. CAPEX y descuento, proyecto híbrido opción 3.

RESUMEN CAPEX & OPEX ASSUMPTIONS	OPCION 1 MONTOS EN '000 USD	OPCION 2 MONTOS EN '000 USD	OPCION 3 MONTOS EN '000 USD
CAPEX Total	\$ 26.638	\$ 39.765	\$ 53.457
Equipamiento en Sitio	\$ 23.811	\$ 35.516	\$ 47.802
Obra Civil (BOS)	\$ 1.886	\$ 3.069	\$ 3.773
Obras Eléctricas (BOS)	\$ 941	\$ 1.179	\$ 1.883
OPEX ANUAL PV / MW	\$ 45,0	\$ 45,0	\$ 45,0

Tabla 34 – Resumen CAPEX, proyectos híbridos

Para un desarrollo del proyecto en etapas en forma híbrida o en su forma simple, es posible asumir de forma conservadora un CAPEX / OPEX proporcional. Lo más recomendable sería que si el proyecto se plantea en etapas, en la etapa 1 se pre-invierta los componentes que luego permitan la expansión del proyecto a su totalidad, lo cual implicaría que la etapa 1 tendría un costo más alto por MWp instalados. Como sería en caso de líneas de transmisión, celdas de llegada y salidas, adecuación en el punto de interconexión, sistema de medición, sistema de comunicación entre otros.

En la siguiente tabla a continuación se muestra un resumen de las evaluaciones económicas de los distintos proyectos.

INDICADORES ECONÓMICOS	UNID	SOLAR TRACKER	SOLAR FIJA	EÓLICA	HIBRIDA OPCION 1 50% SPV 50% EÓLICA	HIBRIDA OPCION 2 25% SPV 100% EÓLICA	HIBRIDA OPCION 3 100% SPV 100% EÓLICA
Cap. Instalada	MW	24 MWp	24 MWp	25,2 MW	12 MWp + 12,6 MW	6 MWp + 25,2 MW	24 MWp + 25,2 MW
APE	GWh	47,99	39,47	104,13	76,06	116,13	152,12
CAPEX	USD MM	18,17	16,44	35,29	26,64	39,76	53,46
CAPEX x MW Instalado	USDk/MWp	759,12	687,12	1.400,43	1.084,41	1.275,23	1.088,06
OPEX	USDk	358,95	299,13	756,00	557,48	845,74	1.114,95
LCOE	USD	49,15	53,51	44,50	45,83	44,92	45,97

Tabla 35 – Resumen de indicadores de evaluación económica

La solución solar representa los menores CAPEX por proyectos, pero por el contrario los mayores costos de nivelado de energía. Por otro lado, la solución eólica o híbrida representa los mayores CAPEX y los menores costos LCOE.

9. Impacto Ambiental

A medida que el Proyecto avance, y previo a la toma de decisión de su ejecución, será procedimiento obligatorio una Evaluación de Impacto Ambiental (EIA). La EIA permite predecir, evaluar y mitigar los potenciales impactos que el Proyecto pueda causar en el ambiente en el corto, mediano y largo plazo. El documento central del EIA a presentar ante las autoridades pertinentes será un Estudio de Impacto Ambiental (EslA).

A continuación, se detallan los impactos ambientales asociados al desarrollo de proyectos eólicos y solares fotovoltaicos.

9.1. Impacto Ambiental Asociado al Parque Solar Fotovoltaico

9.1.1. Etapa de Construcción

Las actividades principales para la etapa constructiva son: acondicionamiento del terreno para el emplazamiento; utilización de vehículos y maquinarias; transporte de insumos, residuos y mano de obra; construcción, operación y retiro de las instalaciones auxiliares; construcción de caminos; excavación, construcción y montaje de la infraestructura de captación y generación; construcción y montaje de estación eléctrica; tendido eléctrico (en superficie o subterráneo).

Afectación de la Calidad del Suelo y su Uso

La instalación de paneles fotovoltaicos sobre el suelo puede afectar el albedo superficial, generando sombras e interceptando la precipitación y la deposición atmosférica, como así también influenciar en la velocidad del viento y turbulencia a nivel superficial.

La aplicación de un sistema fotovoltaico en tierras cultivables elimina completamente esta capacidad; y difícilmente puedan generarse medidas de mitigación efectivas. En ese sentido, desde el diseño del proyecto debe tenerse en cuenta la productividad actual o potencial del suelo que se reemplaza por el nuevo uso. En el sitio preestablecido, se encuentran pasturas de alfalfa y alimento para ganado, se deberá tener en cuenta este factor para poder generar condiciones que puedan albergar ambas actividades en paralelo.

Impactos en la Biodiversidad

No se hallaron especies ni áreas protegidas en el área de influencia. Aun así, se encuentran cercanas anegaciones formadas por lluvias las cuales pueden formar aglomeraciones de distintas especies de aves y deben ser consideradas.

Generación de Ruido

El Proyecto reducirá significativamente el impacto sonoro en comparación con la generación actual.

9.1.2. Etapa de Operación

Para la etapa operativa: funcionamiento de la central; limpieza y lubricación de los sistemas de inversores y transformadores; mantenimiento de equipamiento eléctrico, sala de control y caminos. Por último, para la etapa de desmantelamiento y cierre: retiro de infraestructura de la central y la restauración del emplazamiento.

Impactos en la Biodiversidad

Se llevarán a cabo censos estacionales de fauna para monitorear las variaciones en la densidad de individuos de especies presentes en el área afectada al proyecto, por pérdida o deterioro del hábitat y molestias.

Uso de Agua para el Mantenimiento

El uso de agua para las centrales solares es significativamente menor que para otro tipo de proyectos de generación energética.

Impacto Lumínico

Se realizarán mapas de potencial deslumbramiento, y en función de ello mejorar el azimut y los ángulos de inclinación con seguidores solares fotovoltaicos a los efectos de reducir o evitar completamente el deslumbramiento en ciertos puntos. Es importante considerar la cercanía con la ruta de circulación 188.

Generación de Residuos

Con relación a este aspecto, debe considerarse con particular relevancia los residuos generados de los paneles, los cuales pueden tener una vida útil del orden de 25 a 30 años en promedio.

La generación de residuos peligrosos y de emisión gaseosos durante la operación constituye una cantidad escasa. Los principales residuos presentes serán líquidos (generación de aguas grises y negras) y sólidos (comedor y oficina).

9.2. Impacto Ambiental Asociado al Parque Eólico

9.2.1. Etapa de Construcción

Emisiones Gaseosas

Emisión de polvo y gases de combustión por fuentes móviles durante la preparación y construcción de la central.

Modificación en la calidad atmosférica por emisión de polvos y tierra por excavación mediante explosivos.

Alteración del Suelo

Incremento en los procesos erosivos del suelo al aumentar su exposición a la erosión hídrica y eólica.

Alteración Hídrica

Potencial alteración de la calidad del agua en cuerpos de agua cercanos.

Ruido

Reducción en la calidad acústica por emisión de ruido temporal durante las actividades de preparación, instalación de aerogeneradores y abandono del sitio. Entre las actividades que producen ruido figuran las voladuras, el acopio de materiales, la construcción de caminos y bases de los aerogeneradores, y el levantamiento de las propias turbinas.

Emisión de ruido y vibraciones por excavación mediante explosivos.

Flora y Fauna

Reducción en la cobertura vegetal. Reducción de abundancia florística y faunística durante desmonte y mantenimiento de caminos.

Generación de Residuos

Para la fase de preparación del sitio y construcción se prevé la generación de residuos domiciliarios y residuos peligrosos; en el caso de los domiciliarios serán restos de comidas, productos biodegradables, residuos de oficina, envases descartables y aquellos residuos no contaminados originados por la actividad de la empresa.

La corriente de residuos peligrosos, se gestionarán acorde a la legislación vigente.

Efluentes Líquidos

Para las fases de preparación de sitio y construcción del Parque Eólico solo se prevé generar aguas negras.

9.2.2. Etapa de Operación

Impacto Acústico por Ruido Operacional

Los aerogeneradores producen ruido en virtud de diferentes mecanismos, que en líneas generales se pueden agrupar según su origen sea mecánico o aerodinámico. Los principales componentes mecánicos son la multiplicadora, el generador y el sistema de posicionamiento, cada uno de los cuales genera un sonido característico. Otros sistemas mecánicos, como ventiladores y motores hidráulicos, también pueden contribuir a las emisiones acústicas generales. El ruido mecánico se irradia por la superficie de la turbina y por las aberturas en el alojamiento de la góndola. La interacción del aire y de las palas de las turbinas genera ruido aerodinámico a través de diversos procesos cuando el viento circula sobre las palas y a través de ellas.

Las medidas para prevenir y controlar el ruido estarán relacionadas principalmente con las normas de diseño de ingeniería y con el emplazamiento de los aerogeneradores. El proyecto en cuestión reducirá significativamente el impacto sonoro en comparación con la generación actual.

Impactos por "Parpadeo de Sombras"

El parpadeo de sombras se produce cuando el sol pasa por detrás de la turbina eólica y proyecta una sombra. Al girar las palas del rotor, las sombras se proyectan por el mismo punto, provocando un efecto denominado parpadeo de sombras. El parpadeo de sombras puede constituir un problema cuando en las proximidades hay receptores potencialmente sensibles (por ejemplo, viviendas, centros de trabajo y espacios o centros de enseñanza o de atención a la salud), o cuando estos están ubicados con una orientación específica hacia la instalación de generación de energía eólica.

Se utilizarán programas informáticos comerciales para elaborar prototipos de parpadeo de sombras con los que determinar la distancia hasta la que pueden extenderse sus posibles efectos. Esos mismos programas pueden utilizarse también para predecir la duración y frecuencia del parpadeo en condiciones meteorológicas reales en receptores específicos ubicados en la zona de impacto potencial del parpadeo. Se proyectará una distancia de 275 metros a la RN188 y RN35 las cuales tendrían el mayor impacto.

Colisiones y Perturbaciones de Aves y Murciélagos

En el área de influencia no se han observado hasta el momento especies circundantes protegidas u áreas de conservación. Se debe realizar un estudio de campo para poder contabilizar posibles especies y rutas migratorias.

Si se observan lagunas provisionarias formadas por lluvias cercanas a la zona, las cuales podrían formar aglomeraciones de especies de aves.

Para minimizar los riesgos de colisión de aves y murciélagos, los estudios de referencia serán diseñados y aplicados de forma que ofrezcan orientación adecuada sobre el emplazamiento de los aerogeneradores y a nivel micro-siting. Normalmente, esta tarea supone la recopilación de información relativamente precisa sobre los patrones espaciales que siguen en el lugar elegido las especies silvestres en riesgo, así como la consideración de la ubicación de ciertos elementos topográficos, ecológicos o paisajísticos que podrían atraer o concentrar la actividad de fauna voladora en la zona del proyecto y su paisaje circundante. La selección de los métodos para la recopilación de datos específicos y de los diseños de estudio debe realizarse en función de consideraciones concretas del lugar y las especies, contando con orientación de técnicos expertos; entre esos métodos pueden incluirse los estudios que se realizan desde observatorios estratégicos, estudios por conteo, métodos acústicos de ultrasonido, técnicas de teledetección para la recolección de datos u otras técnicas para conocer patrones de desplazamiento, según corresponda. El alcance de la recopilación de datos será ser proporcional al riesgo para la diversidad biológica derivado del eólico.

Riesgos sobre la Seguridad y Navegación Aérea

Se halla un aeropuerto pequeño de aviones utilizados para fumigaciones a 3 km aproximadamente del área de la central. El proyecto cumplirá con las condiciones necesarias para que el proyecto se ajuste a las normas de seguridad del tráfico aéreo. A través de la consulta a las autoridades aeronáuticas pertinentes antes de proceder a la instalación, de conformidad con las normas de seguridad del tráfico aéreo.

Generación de Residuos

En la fase de operación y mantenimiento se estima que los residuos generados serán residuos sólidos urbanos, asociado a la actividad diaria y residuos peligrosos (sólidos contaminados con aceites, combustibles, etc.) asociados al mantenimiento de equipos.

Efluentes Líquidos

Para la fase de operación y mantenimiento se prevé generar aguas grises y negras, provenientes de baños y comedor.

Impactos Visuales

En función de su ubicación, un parque eólico puede producir impactos sobre el paisaje, especialmente si el emplazamiento es visible desde áreas residenciales o lugares turísticos, o si está ubicado en sus proximidades. Los impactos visuales asociados con la energía eólica suelen derivarse de las propias turbinas instaladas y en funcionamiento. También se pueden producir impactos en relación con la interacción de parques eólicos operativos con el carácter del paisaje terrestre y/o marítimo circundante. Como ya se ha mencionado anteriormente, áreas reconocidas internacionalmente o protegidas legalmente no se encuentran en el área, pero si residenciales.

Las medidas para evitar y minimizar los impactos visuales se asociarán en gran medida con el emplazamiento y la disposición de los aerogeneradores e infraestructuras asociadas, como torres meteorológicas, pistas de acceso en las instalaciones terrestres y subestaciones. Se tomará en consideración la disposición de las turbinas, su tamaño y su escala en relación con el carácter de los paisajes terrestre circundantes, así como con los receptores visuales circundantes. También se tomará en consideración, la proximidad de los aerogeneradores a asentamientos, áreas residenciales y otros receptores visuales para minimizar los impactos visuales y los impactos sobre las áreas residenciales de recreo. Al estudiar el posible emplazamiento de las turbinas, deben tenerse en consideración todos los ángulos de visión, incluidas las panorámicas desde asentamientos cercanos.

10. Análisis de Riesgos y Oportunidades

A medida que se avance en el desarrollo del Proyecto será requerimiento una Matriz de R&O que identifique los Riesgos y Oportunidades en las distintas etapas del Proyecto:

- Desarrollo
- Financiamiento
- Construcción
- Operación y Mantenimiento
- Desmantelamiento

Que a su vez cuentan con distintas categorías, por ej:

- Construcción: Obra Civil, Obra Eléctrica, Puesta a Punto, Habilitación Comercial.

Luego, se debe evaluar la probabilidad de ocurrencia e impacto para analizar una estrategia de respuesta y así escalar, evitar, transferir, mitigar o aceptar dicho Riesgo u Oportunidad.

A continuación, se describen Riesgos y Oportunidades de carácter conceptual.

10.1. Riesgos

Los Riesgos más importante identificados al momento de redacción de este Informe son:

- Volatilidad de la moneda.
- Desconocimiento de fauna voladora (rutas de aves migratorias y quirópteros).
- Temporales.
- Vandalismo.

10.2. Oportunidades

Las Oportunidades que se identifican a priori en este informe son las siguientes:

- Presencia de un importante potencial energético solar y eólico en la región, que posiciona a la provincia como un actor importante en la futura matriz de transición energética limpia y diversificada. Generación eólica con alta calidad a nivel mundial con vientos de más de 6 m/s. Generación solar con una irradiación horizontal global superior a los 1,7 kWh/m², lo cual permite que sea técnicamente viable su explotación a gran escala.
- Atractivo de inversiones, enmarcado dentro del plan estratégico de energía para La Pampa, donde se busca alcanzar autarquía energética, promoción de energías renovables y disminución de consumo de combustibles fósiles.
- Atracción turística.
- Descarbonización de la zona para la generación de energía eléctrica sostenible.
- Fortalecimiento del sistema eléctrico de 132 y 33 kV en la zona.
 - Sustitución de centrales térmicas.
- Generación de empleo local altamente calificado y capacitaciones.
- Fomento de Proyectos de similares características en la Provincia de La Pampa.
- Mitigación de ruido.

11. Análisis de Marco Legal

11.1. Regulación Nacional

11.1.1. Régimen Eléctrico

El Régimen de Energía Eléctrica Nacional se encuentra regulado por la Ley N° 15.336 y sus normas reglamentarias, la Ley N° 24.065 y sus normas reglamentarias, y sus respectivas normas modificatorias.

La Ley N° 15.336 es aplicable, principalmente, a aquellas actividades de la industria eléctrica destinadas a la generación, transformación y transmisión, así como aquellas destinadas a la distribución de la electricidad, en cuanto las mismas correspondan a la jurisdicción nacional, con excepción del transporte y distribución de energía eléctrica cuando su objetivo principal fuera la transmisión de señales, palabras o imágenes, que se regirán por sus respectivas leyes especiales.

Se considera servicio público de electricidad a la distribución regular y continua de energía eléctrica para atender las necesidades indispensables y generales de electricidad de los usuarios de una colectividad o grupo social determinado de acuerdo con las regulaciones pertinentes.

Conforme al inciso “e” del artículo 6 de dicha Ley N° 15.336, será de aplicación la jurisdicción nacional sobre la generación de energía eléctrica, cualquiera sea su fuente, su transformación y transmisión, cuando, entre otras, “en cualquier punto del país integren la Red Nacional de Interconexión”.

Serán también de jurisdicción nacional los servicios públicos de distribución regular y continua de energía eléctrica cuando una ley del Congreso evidenciara el interés general y la conveniencia de su unificación.

El ejercicio por particulares de actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica de jurisdicción nacional, cualquiera sea la fuente de energía utilizada, requiere concesión del Poder Ejecutivo en los siguientes casos:

- a) Para el aprovechamiento de las fuentes de energía hidroeléctrica de los cursos de agua pública cuando la potencia normal que se conceda exceda de 500 kilovatios;
- b) Para el ejercicio de actividades destinadas al servicio público de transporte y/o distribución de electricidad.

El Poder Ejecutivo nacional otorgará las concesiones y ejercerá las funciones de policía y demás atribuciones inherentes al poder jurisdiccional. Esto incluye el derecho de otorgar el uso de tierras de propiedad nacional y demás lugares sometidos a la legislación exclusiva del Congreso Nacional.

Se denominan:

- **Sistemas Eléctricos Nacionales (SEN):** las centrales, líneas y redes de transmisión y distribución, y obras e instalaciones complementarias -sin distinción de las personas, públicas o privadas, a quienes pertenezcan-, sometidos a la jurisdicción nacional;

- Sistemas Eléctricos Provinciales (SEP): las centrales, líneas y redes de jurisdicción provincial;
- Sistemas Eléctricos del Estado (SEE): las centrales, líneas y redes de transmisión, y obras e instalaciones complementarias, de propiedad de Estado Nacional, o que el administra o explota;
- Red Nacional de Interconexión (RNI): conjunto de sistemas eléctricos nacionales interconectados.

Autoridad de Aplicación

La autoridad de aplicación es la Secretaría de Energía dependiente del Ministerio de Economía, quien ejerce las funciones y atribuciones de gobierno, inspección y policía, en materia de generación, transformación, transmisión y distribución de la energía eléctrica de jurisdicción nacional, y tiene a su cargo:

- a) Promover el desarrollo integral y racional funcionamiento de los Sistemas Eléctricos Nacionales (SEN), mediante la interconexión de las centrales y redes de jurisdicción nacional;
- b) Asegurar la libre circulación y distribución de la energía eléctrica en todo el territorio de la Nación;
- c) Mantener actualizado el inventario de las fuentes de energía, el catastro de las utilidades y la estadística de la industria eléctrica en todos sus aspectos; y
- d) Asesorar al Poder Ejecutivo con relación al otorgamiento de las concesiones y autorizaciones para la utilización de las fuentes de energía eléctrica y para la instalación de centrales y redes de jurisdicción nacional.

Servicio Público

La Ley N° 24.065 establece que se caracteriza como servicio público al transporte y distribución de electricidad, exceptuándose el régimen de ampliación del transporte que no tenga como objetivo principal la mejora o el mantenimiento de la confiabilidad que, en tanto comparta las reglas propias del mercado, será de libre iniciativa y a propio riesgo de quien la ejecute.

La actividad de generación, en cualquiera de sus modalidades, destinada total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público será considerada de interés general, afectada a dicho servicio y encuadra en las normas legales y reglamentarias que aseguren el normal funcionamiento del mismo.

La política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad tendrá los siguientes objetivos:

- Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios;
- Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo;
- Promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad;

- Regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables;
- Incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas; y
- Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

El Mercado Eléctrico

El transporte y la distribución de electricidad deberán prioritariamente ser realizados por personas jurídicas privadas a las que el Poder Ejecutivo les haya otorgado las correspondientes concesiones. En caso de que cumplidos los procedimientos de selección no existieran oferentes a los que puedan adjudicarse las prestaciones de los mismos, el Estado deberá proveer servicios de transporte o distribución, para garantizar la continuidad del servicio.

En las ampliaciones de transporte de libre iniciativa no se requerirá el otorgamiento de concesiones, siendo reguladas en aquellos aspectos y circunstancias que afecten el interés general, mediante el otorgamiento de una licencia por la Secretaría de Energía.

Son actores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM):

- **Generadores o productores, autogeneradores y cogeneradores:** es generador quien, siendo titular de una central eléctrica adquirida o instalada, o concesionarios de servicios de explotación, coloque su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte y/o distribución sujeta a jurisdicción nacional. Pueden celebrar contratos de suministro directamente con distribuidores y grandes usuarios, que serán libremente negociados entre las partes.
- **Transportistas:** quien, siendo titular de una concesión de transporte de energía eléctrica, es responsable de la transmisión y transformación a ésta vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador, hasta el punto de recepción por el distribuidor o gran usuario, según sea el caso.
- **Distribuidores:** quien, dentro de su zona de concesión, sea responsable de abastecer toda demanda a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente y realicen dentro de su zona de concesión, la actividad de transmitir toda la energía eléctrica demandada en la misma, a través de las instalaciones conectadas a la red de transporte y/o generación hasta las instalaciones del usuario.
- **Grandes Usuarios:** quien contrata, en forma independiente y para consumo propio, su abastecimiento de energía eléctrica con el generador y/o el distribuidor.
- **Comercializadores:** el que compre o venda para terceros energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista, realizando operaciones comerciales; y quienes reciban energía en bloque por pago de regalías o servicios que la comercialicen de igual manera que los generadores.

- **Autogenerador Distribuido:** consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad que los puntos de consumo y generación se vinculan al SADI en diferentes nodos de conexión.²²

Para iniciar cualquier obra de construcción, extensión o ampliación de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica y del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica concesionados por el Poder Ejecutivo Nacional, se deberá obtener previamente un Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública (el "Certificado") por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). Los pedidos de otorgamiento del Certificado para las ampliaciones de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal, solicitados por la metodología del "Contrato entre Partes" y de las ampliaciones del Sistema de Distribución de los concesionarios nacionales que involucren instalaciones iguales o mayores de 132kV y sus obras asociadas, serán publicados para que, quien considere que la obra pueda afectarlo en cuanto a las prestaciones eléctricas recibidas o sus intereses económicos, plantee su oposición fundada. Si la oposición planteada fuera común a otros usuarios, se convocará a una Audiencia Pública para recibir las oposiciones y que el solicitante del Certificado conteste y exponga sus argumentos. Los generadores, transportistas, distribuidores y usuarios de electricidad están obligados a operar y mantener sus instalaciones y equipos en forma que no constituyan peligro alguno para la seguridad pública, y a cumplir con los reglamentos y resoluciones que el ente emita a tal efecto. Las instalaciones estarán sujetas a la inspección, revisión y pruebas que realizará el ENRE.

La infraestructura física, las instalaciones y la operación de los equipos asociados con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, deberán adecuarse a las medidas destinadas a la protección de las cuentas hídricas y de los ecosistemas involucrados. Asimismo, deberán responder a los estándares de emisión de contaminantes vigentes y los que se establezcan en el futuro.

Quien requiera un servicio de suministro eléctrico de un distribuidor o acceso a la capacidad de transporte de un transportista o distribuidor y no llegue a un acuerdo sobre las condiciones del servicio requerido, podrá solicitar la intervención del ENRE el que, escuchando también a la otra parte, resolverá el diferendo, debiendo tener, a tales efectos, como objetivo fundamental el asegurar el abastecimiento.

Ningún generador, distribuidor, gran usuario ni empresa controlada por alguno de ellos o controlante de los mismos, podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o de su controlante. No obstante, ello, el Poder Ejecutivo podrá autorizar a un generador, distribuidor y/o gran usuario a construir, a su exclusivo costo y para su propia necesidad, una red de transporte, para lo cual establecerá las modalidades y forma de operación.

El despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) estará a cargo del Despacho Nacional de Cargas (DNDC). La Secretaría de Energía preparará y publicitará entre los interesados planes orientativos sobre las condiciones de oferta y de demanda del SADI, que

²² Incorporado por Resolución 269/2008 de la Secretaría de Energía

ofrezcan información fehaciente a los actores y potenciales inversores del MEM sobre las perspectivas de despacho.

El DNDC no impondrá restricciones a los autogeneradores que suministren energía a través de contratos libremente pactados con los demandantes, salvo que existieran razones técnicas fundadas, y canalizará ventas de saldos de este tipo de generación, en la medida que resulte económico para el sistema.

El ENRE deberá llevar a cabo todas las medidas necesarias para cumplir los objetivos de la ley. Entre sus facultades están: (i) hacer cumplir la ley, su reglamentación y disposiciones complementarias, controlando la prestación de los servicios y el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los contratos de concesión; (ii) dictar reglamentos a los cuales deberán ajustarse los productores, transportistas, distribuidores y usuarios de electricidad en materia de seguridad, normal y procedimientos técnicos, de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores, de interrupción y reconexión de los suministros, de acceso a inmuebles de terceros y de calidad a los servicios prestados; (iii) prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo a productores y usuarios; (iv) determinar las bases y condiciones de selección para el otorgamiento de concesiones de transporte y distribución de electricidad mediante procedimientos públicos o privados cuando razones especiales debidamente acreditadas así lo justifiquen; (v) llamará a participar en procedimientos de selección y efectuará las adjudicaciones correspondientes; (vi) autorizar las servidumbres de electroducto; (vii) aplicar las sanciones.

Toda controversia que se suscite entre generadores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios, con motivo del suministro o del servicio público de transporte y distribución de electricidad, deberá ser sometida en forma previa y obligatoria a la jurisdicción del ente. Es facultativo para los usuarios, así como para todo tipo de terceros interesados, ya sean personas físicas o jurídicas, el someterse a la jurisdicción previa y obligatoria del ente.

Es importante destacar que una serie de permisos serán necesarios para construir y operar un parque solar, eólico o mixto, principalmente:

- El permiso de acceso a la capacidad de transporte existente por parte del ENRE;
- Si fuera necesario ampliar la capacidad de transporte, será necesario el certificado de conveniencia y necesidad pública del ENRE;
- Habilitación como agente del Mercado Eléctrico Mayorista por parte de la Secretaría de Energía;
- Servidumbre de electroducto otorgada por el ENRE (se constituirá en favor del concesionario de subestaciones eléctricas, líneas de transporte de energía eléctrica y distribuidores de energía eléctrica sujetos a jurisdicción nacional); y
- Autorización de la Administración Nacional de Aviación Civil (ANAC) para emplazar objetos en altura (aplicable para los parques eólicos).

11.1.2. Energía Renovable

El régimen de fomento para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica está regulado por la Ley N° 26.190 y sus normas reglamentarias, la Ley N° 27.191 y la Ley N° 25.019.

Conforme al artículo 1 de la Ley N° 26.190, se declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público, y la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.

Bajo la Ley N° 26.190 se promueve la realización de nuevas inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes renovables de energía en todo el territorio nacional, entendiéndose por tales la construcción de las obras civiles, electromecánicas y de montaje, la fabricación y/o importación de componentes para su integración a equipos fabricados localmente y la explotación comercial.

Además, se establecieron determinados objetivos con respecto a la contribución de las fuentes de energía renovables, hasta alcanzar el veinte por ciento (20%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2025. Los sujetos obligados (conforme se identifican a continuación) deberán alcanzar dicho porcentaje del total de consumo propio de energía eléctrica, lo que debería hacerse en forma gradual conforme al siguiente esquema:

- a) Al 31 de diciembre de 2017: ocho por ciento (8%).
- b) Al 31 de diciembre de 2019: doce por ciento (12%).
- c) Al 31 de diciembre de 2021: dieciséis por ciento (16%).
- d) Al 31 de diciembre de 2023: dieciocho por ciento (18%).
- e) Al 31 de diciembre de 2025: veinte por ciento (20%).

Los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW) (los “Sujetos Obligados”) deberán cumplir efectiva e individualmente con los objetivos indicados. Podrán cumplir esta obligación por cualquiera de las siguientes formas: a) por contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables; b) por autogeneración o por cogeneración de fuentes renovables; c) por participación en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).

El mecanismo de compra conjunta consiste en la adquisición por CAMMESA de la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables necesaria para cumplir con los objetivos determinados por los Sujetos Obligados, mediante la celebración de contratos con generadores o comercializadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Los Sujetos Obligados que no manifiesten ante la autoridad de aplicación su decisión de cumplir con su obligación mediante la contratación individual o autogeneración o cogeneración, quedarán automáticamente incluidos en el mecanismo de compras conjuntas.

La Resolución 281/2017 del ex Ministerio de Energía y Minería establece que todos los proyectos de generación, cogeneración y autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable que se

desarrollen con conexión al Sistema Argentino de Interconexión deberán registrarse en el Registro Nacional de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (RENPER).

Además, la mencionada resolución aprueba el Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable, con el fin de establecer las condiciones de cumplimiento de los objetivos escalonados (mencionados anteriormente) por parte de los Sujetos Obligados a través de la contratación individual en el Mercado a Término de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables o por autogeneración de fuentes renovables.

Para estar habilitados para suministrar la energía eléctrica requerida por los Sujetos Obligados, los proyectos de generación, autogeneración o cogeneración de energía eléctrica de fuentes renovables deberán:

- a) Estar habilitados comercialmente por CAMMESA conforme a Los Procedimientos;
- b) Estar inscriptos en el RENPER;
- c) Que la potencia no esté comprometida bajo otro régimen contractual u otro acuerdo del MATER;
- d) En el caso de ampliaciones de proyectos comprometidos en contratos con CAMMESA, deberán contar con un sistema de medición comercial que permita medir de manera independiente la energía entregada por la ampliación.

La Ley N° 26.190 instituye un Régimen de Inversiones para la construcción de obras nuevas destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables de energía. Los beneficiarios de dicho régimen de inversiones serán las personas físicas y/o jurídicas que sean titulares de inversiones y concesionarios de obras nuevas de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables, aprobados por la Secretaría de Energía, en su carácter de autoridad de aplicación, con radicación en el territorio nacional, cuya producción esté destinada al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o la prestación de servicios públicos.

El acceso y la utilización de las fuentes renovables de energía no estarán gravados o alcanzados por ningún tipo de tributo específico, canon o regalías, sean nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, hasta el 31 de diciembre de 2025.

La Ley N° 25.019 declara de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional y establece que la actividad de generación de energía eléctrica de origen eólico y solar no requiere autorización previa del Poder Ejecutivo nacional para su ejercicio.

La generación de energía eléctrica de origen eólico y solar podrá ser realizada por personas físicas o jurídicas con domicilio en el país, constituidas de acuerdo a la legislación vigente.

11.1.3. Reglamentaciones de Cammesa: Procedimientos y Aplicación

La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) establece los procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios (“Los Procedimientos”).

Los Procedimientos establecen que, a efectos del funcionamiento del Mercado, el Sistema Argentino de Interconexión se considera dividido en Centros de Generación, Red de Transporte e Instalaciones de Distribución.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se compone de:

- a) Un Mercado a Término, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores;
- b) Un Mercado Spot, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción;
- c) Un Sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el Mercado Spot, destinado a la compra de los Distribuidores.

La coordinación de la operación técnica y administración del MEM se realizará a través de un Organismo Encargado del Despacho (OED).

Cada agente del MEM tendrá:

- Uno o más puntos de intercambio sobre el Sistema Eléctrico.
- Uno o más puntos de entrada o salida del Mercado donde se definirá su precio de compra/venta.

Ante solicitudes de incorporación al Sistema Eléctrico por parte de generadores o grandes usuarios, la Secretaría de Energía informará los antecedentes presentados a las empresas del MEM y al OED, quienes podrán solicitar información adicional y emitir su opinión al respecto.

La generación con fuentes renovables de energía (salvo la hidráulica) está prevista en los Anexos 39 y 40 de “Los Procedimientos” de CAMMESA. El Anexo 39 regula la generación con fuentes renovables, a excepción de la hidráulica y la eólica, y el Anexo 40 la generación eólica.

El Anexo 39 establece que será condición para el ingreso de la generación con fuentes renovables (a excepción de la hidráulica y eólica) al MEM que la misma totalice una potencia nominal igual o mayor a 0,5 MW, cualquiera sea la naturaleza del resto del equipamiento a cargo del mismo titular. Para el ingreso de generación eólica al MEM, será condición que totalice una potencia nominal igual o mayor a 1 MW. Además, en ambos casos se deberá cumplir con los requisitos generales para el ingreso de nueva generación al MEM.

El generador brindará al OED, mediante declaración jurada, las características operativas de sus unidades que éste solicite.

11.1.4. Ambiental

La Ley General de Ambiente, N° 25.675 establece los presupuestos mínimos para el logro de una gestión sustentable y adecuada del ambiente, la preservación y protección de la diversidad biológica y la implementación del desarrollo sustentable. La autoridad de aplicación de la Ley General de Ambiente es la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable del Ministerio de Desarrollo Social.

Entre los objetivos de la política ambiental nacional se encuentran: a) asegurar la preservación, conservación, recuperación y mejoramiento de la calidad de los recursos ambientales, tanto naturales como culturales, en la realización de las diferentes actividades antrópicas; b) promover el mejoramiento de la calidad de vida de las generaciones presentes y futuras; c) fomentar la participación social en los procesos de toma de decisión; y d) promover el uso racional y sustentable de los recursos naturales.

La legislación provincial y municipal referida a temas ambientales deberá ser adecuada a los principios y normas fijadas en la Ley N° 25.675, y, en caso de que así no fuere, prevalecerá la ley nacional.

Toda obra o actividad que sea susceptible de degradar el ambiente, alguno de sus componentes, o afectar la calidad de vida de la población, en forma significativa, estará sujeta a un procedimiento de evaluación de impacto ambiental, previo a su ejecución. Para dar inicio al procedimiento se presentará una declaración jurada, en la que se manifieste si las obras o actividades afectarán el ambiente. Las autoridades competentes determinarán la presentación de un estudio de impacto ambiental, y, en consecuencia, deberán realizar una evaluación de impacto ambiental y emitir una declaración de impacto ambiental en la que se manifieste la aprobación o rechazo de los estudios presentados.

Los estudios de impacto ambiental deberán contener una descripción detallada del proyecto de la obra o actividad a realizar, la identificación de las consecuencias sobre el ambiente, y las acciones destinadas a mitigar los efectos negativos.

La Ley General del Ambiente establece a su vez que toda persona tiene derecho a ser consultada y a opinar en procedimientos administrativos que se relacionen con la preservación y protección del ambiente, que sean de incidencia general o particular, y de alcance general. La opinión u objeción de los participantes en los procedimientos de consultas o audiencias públicas no será vinculante para las autoridades, pero en caso de que las autoridades presenten opinión contraria a los resultados alcanzados en la audiencia o consulta pública, deberán fundamentarla y hacerla pública.

La Ley General del Ambiente determina que toda persona que realice actividades riesgosas para el ambiente, los ecosistemas y sus elementos constitutivos, deberá contratar un seguro de cobertura con entidad suficiente para garantizar el financiamiento de la recomposición del daño que en su tipo pudiere producir. De todas formas, la Resolución 481/2011 de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable prevé que solo las actividades con un puntaje de nivel de complejidad ambiental ("NCA") igual o superior a 14,5 puntos deben contratar dicho seguro. El NCA se calculará conforme lo determinado por la Resolución N° 177/2007 de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable. Existen tres categorías de riesgo ambiental, según los valores de NCA: primera categoría (hasta 14,0 puntos inclusive); segunda categoría (14,5 a 25 puntos inclusive); y tercera categoría (mayor de 25 puntos).

El que cause el daño ambiental (definido como toda alteración relevante que modifique negativamente el ambiente, sus recursos, el equilibrio de los ecosistemas, o los bienes o valores colectivos) será objetivamente responsable de su restablecimiento al estado anterior a su producción. Si no fuera técnicamente factible, deberá la indemnización sustitutiva que determine la justicia ordinaria. La exención de responsabilidad solo se producirá acreditando

que, a pesar de haberse adoptado todas las medidas destinadas a evitarlo y sin mediar culpa concurrente del responsable, los daños se produjeron por culpa exclusiva de la víctima o de un tercero por quien no debe responder.

La Resolución 337/2019 de la Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable establece una Guía para la Elaboración de Estudios de Impacto Ambiental y una Guía para la Elaboración de una Evaluación Ambiental Estratégica.

La Ley N° 27.520 establece los presupuestos mínimos de protección ambiental para garantizar acciones, instrumentos y estrategias adecuadas de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático en todo el territorio nacional y crea el Gabinete Nacional de Adaptación al Cambio Climático. Entre las medidas a establecer por dicho gabinete, se encuentra la utilización progresiva de energías renovables y la consecuente reducción gradual de emisiones de gases de efecto invernadero.

11.2. Regulación Provincial

11.2.1. Energía

A- Régimen Eléctrico

El Régimen de Desarrollo Energético de la provincia de La Pampa está conformado por la Ley N° 3285 y por su Decreto Reglamentario N° 1362 (el “Régimen”), y su autoridad de aplicación es la Secretaría de Energía y Minería. El Régimen declara de interés estratégico en la provincia, entre otros, la generación de energía eléctrica que priorice el aprovechamiento de fuentes renovables con destino a la prestación de servicio público, producción e investigación para el desarrollo tecnológico y la fabricación de equipos e instalaciones con esa finalidad.

Asimismo, dentro de los objetivos del Régimen se encuentran:

- i. Propiciar el abastecimiento de manera sustentable de toda la demanda provincial de energía, reducir la huella de carbono y mejorar las prestaciones de productos y servicios energéticos;
- ii. Promover la mejora continua en los sistemas energéticos, impulsar acciones de eficiencia en el ámbito público y privado, la reducción de pérdidas en el sistema eléctrico provincial y el consumo racional y sustentable minimizando sus costos; y
- iii. La protección ambiental prevista en el artículo 41 de la Constitución Nacional y en el artículo 18 de la Constitución Provincial y la protección de los derechos de los usuarios en cuanto a la equidad, no discriminación y libre acceso en los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad.

A su vez, se establecen como lineamientos estratégicos de la políticas energética, entre otros: a) la reconversión de Pampetrol SAPEM como empresa provincial de energía eléctrica en la provincia; b) a los efectos de garantizar el desarrollo de los sistemas energéticos se propiciará contar con fondos de financiación para la promoción del desarrollo e innovación en temas energéticos, así como la creación de instrumentos específicos para el favorecimiento de inversiones y el desarrollo de capacidades industriales en la materia. Se identificarán las líneas de acción para la integración de las políticas de abastecimiento y de los nichos industriales y tecnológicos donde se articulará y generará valor agregado en la integración de procesos.

El artículo 53 de la Ley N° 3285 establece la creación de un Fondo Específico para la Transición Energética – F.E.T.E. – que tendrá por objeto la incorporación de tecnología y mejoras en el Sistema Eléctrico Provincial que propendan a lograr el uso eficiente de la energía. La Secretaría de Energía y Minería elevará al Poder Ejecutivo la planificación trienal de las obras, reemplazos e incorporaciones tecnológicas, cuyo financiamiento se realizará a través del F.E.T.E.

La afectación del F.E.T.E. se realizará de conformidad con los procedimientos administrativos de contratación. La Secretaría de Energía y Minería evaluará y autorizará las obras, reemplazos e incorporaciones tecnológicas, considerando los siguientes criterios de selección: a) resolver el abastecimiento de energía de corto y mediano plazo en los distintos puntos del Sistema Eléctrico Provincial (SEP), estableciendo prioridades que garanticen el abastecimiento en puntos con pronóstico de saturación, caídas de tensión u otros efectos que comprometan la calidad del suministro, como solución alternativa a inversiones de mayor costo o menor rentabilidad; b) impactos socio-ambientales; c) progresiva sustitución de combustibles fósiles; d) reducción en compras a terceros agentes del MEM y adicionales de servicios asociados; e) ventajas comparativas de costo-beneficio en relación a otras alternativas de inversión y; f) estabilidad que aportan al SEP. En todos los casos y siempre que se encuentren cumplidos los criterios establecidos en el párrafo precedente, tendrán prioridad aquellos proyectos en los que participe Pampetrol SAPEM.

La Secretaría de Energía y Minería, en su carácter de autoridad de aplicación, establecerá las condiciones contractuales de las transacciones que se realicen en el Mercado Local de Energía Eléctrica. Además, se autoriza a la Administración Provincial de Energía a suscribir contratos de abastecimiento de energía eléctrica generada en el ámbito provincial, para atender la demanda de la Provincia.

B- Energías Renovables

La energía proveniente de fuentes renovables está regulada en La Pampa por el Régimen de Desarrollo Energético, y por la Ley N° 2918, que establece la adhesión de la provincia de La Pampa a la Ley Nacional N° 27.191, modificatoria de la Ley Nacional N° 26.190 (Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica), y declara de interés provincial *“la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables, con destino a la prestación de servicio público, producción e investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos e instalaciones con esa finalidad.”*

Tanto el Régimen de Desarrollo Energético (en el artículo 8 de la Ley N° 3285), como la Ley N° 2918 (artículo 4) prevén el fomento de las energías renovables y establecen que *“Se promoverá la realización de nuevas inversiones en emprendimientos de generación de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes renovables de energía en todo el territorio provincial”* y que se considerarán parte de las inversiones *“la construcción de las obras civiles y complementarias de las centrales de generación de energía eléctrica, la construcción de las obras electromecánicas y de montaje de equipos y toda obra eléctrica destinada a la interconexión de estas centrales a la red pública provincial, la fabricación y provisión de equipos o componentes para su integración a equipos fabricados localmente en relación a las fuentes renovables.”* Para acceder a dicho

régimen promocional se deberá: (i) estar inscripto en el Registro de Beneficiarios de Energía a partir de Fuentes Renovables creado a tal efecto (y mantener dicha inscripción vigente); (ii) obtener la aprobación del resumen ejecutivo del proyecto por la Secretaría de Energía y Minería; y (iii) no registrar deuda con la Dirección General de Rentas. De todas formas, cuando se trate de proyectos ejecutivos evaluados y financiados por otra jurisdicción, la Secretaría de Energía y Minería podrá tomar como válidos estos antecedentes para dar por cumplido el punto (ii) mencionado.

El Registro de Beneficiarios de Energía a partir de Fuentes Renovables funciona bajo la órbita de la Secretaría de Energía y Minería, quien establece los requisitos y procedimientos para la inscripción, que tendrá una validez de un año.

Además, la Ley N° 3285 establece una serie de políticas públicas destinadas a promover la inversión en el campo de las energías renovables, que el Poder Ejecutivo Provincial instrumentará, a través de la Secretaría de Energía y Minería, entre las que se encuentra elaborar un Programa Provincial para el Desarrollo de las Energías y los Recursos Renovables en todo el territorio provincial (art. 9) y un régimen de inversiones – por un período de 10 años desde la entrada en vigencia de la ley en diciembre del año 2020 – para la construcción de obras nuevas o ampliaciones y mejores de obras preexistentes a la ley, destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables. Dicho régimen de inversiones también se encuentra previsto en el artículo 9 de la Ley N° 2918, que a su vez establece que este régimen de inversiones será complementario del establecido por la Ley N° 2870 de Promoción Económica, detallado abajo.

11.2.2. Contrataciones en General

A- Ley de Contabilidad

La Ley de Contabilidad de La Pampa (Ley N° 3) establece que toda contratación en la que el Estado Provincial sea parte y, en general, toda aquella que signifique entrada o salida de fondos, que no esté reglada de forma especial, se regirá por la Ley de Contabilidad, por lo que aparece como una norma supletoria. Esta ley establece que las contrataciones se realizarán por licitación pública. De todas formas, el artículo 34 trae una serie de excepciones, entre las que se encuentran:

- i. Las contrataciones cuyo monto estimado no exceda de DIEZ MILLONES CIENTO CUARENTA MIL PESOS (\$ 10.140.000,00), en cuyo caso, se seguirá el procedimiento de la licitación privada y siempre que el importe de la preadjudicación no supere en un veinticinco (25%) por ciento el máximo señalado;
- ii. las contrataciones que se especifican seguidamente y que podrán efectuarse en forma directa cuando:
 - 1) razones de urgencia o emergencia aducidas en las actuaciones, evidencien que el trámite no puede diferirse hasta el lapso que demande la licitación;
 - 2) en la licitación no se hubieren presentado propuestas o las presentadas no fueran admisibles;

- 3) la operación se realice con reparticiones públicas nacionales, provinciales, municipales o entidades en que dichos estados tengan participación mayoritaria en su Administración o capital;
- 4) se trata de operaciones que promocionen la producción artesanal y artística pampeana a través del sistema de mercado artesanal;
- 5) se trate de adquisiciones o locaciones en los siguientes casos:
 - a) que no excedan de \$202.650²³;
 - b) de bienes cuya venta sea exclusiva de quienes tengan privilegio para ello, o que sólo posea una determinada persona o entidad y no hubiere substitutos convenientes;
 - c) de obras científicas, técnicas o artísticas cuya ejecución deba confiarse a artistas, operarios, empresas o técnicos especializados o de reconocida capacidad.
 - d) cuando exista notoria escasez de los bienes a adquirir, circunstancia que deberá ser acreditada en cada caso por el organismo técnico competente;
 - e) de bienes cuyos precios sean determinados por el Estado;
 - f) de semillas, plantas o semovientes por selección, circunstancia que deberá ser acreditada en cada caso por el organismo técnico competente;
 - g) de periódicos, diarios, revistas, libros o publicaciones en general;
 - h) de publicaciones oficiales.
 - i) Se trata de contratar servicios artísticos, técnicos u operativos en forma transitoria para la Dirección General de Radio y Televisión de acuerdo a las modalidades y particularidades propias de su operatoria. El Poder Ejecutivo reglamentará las condiciones a las que deberán ajustarse las contrataciones mencionadas, sobre la base que en ningún caso la contratación de estos servicios generará relación de empleo público.
 - j) se contratarán servicios de profesionales de la salud ajenos al sistema, que tengan por único objeto la realización de guardias activas, con las limitaciones establecidas en el inciso i) del Artículo 4° de la Ley N° 1420.

Además, la Ley de contabilidad establece que los bienes que se hallen afectados a un servicio público determinado serán administrados por el ministerio o entidad que tenga a su cargo dicho servicio, a cuyo efecto se considerará concedido su uso a título gratuito, pero los gastos de conservación, reparación de los mismos y administración estarán a cargo de la entidad usuaria. Los bienes inmuebles de la Provincia sean de dominio público o privado, se consideran atribuidos a la jurisdicción del Ministerio de Hacienda y Finanzas a los efectos de su administración, destino y registro patrimonial.

²³ El Decreto 52/21 establece que quedan comprendidas en este apartado las contrataciones del art. 34 inc. C) subincisos 1, 3 y 5 apartados b), c), d), e), f), g) y h); y las reparaciones de maquinarias, vehículos, motores, equipos y cualquier otro bien cuyo desarme, traslado o examen previo sea imprescindible para estimar su costo.

Las otras adquisiciones cuyo monto esté comprendido en el determinado, debe haberse mediante solicitud de cotización a tres oferentes del ramo como mínimo.

El Decreto N° 95/54, reglamentario de la Ley N° 3 establece que las emergencias de carácter imprevisible por las que se justifica una forma excepcional de contratación (distinta a la licitación pública) serán probadas por el organismo o funcionario que las invoque.

Además, el Decreto N° 52/21 establece que las licitaciones públicas y privadas iniciadas por los organismos de la Administración Central deberán realizarse a través del Departamento Compras y Suministros de la Contaduría General de la Provincia, salvo que una disposición legal disponga lo contrario.

Respecto a las formas de pago, los llamados a licitación pública o privada y las contrataciones directas, deberán contener una o ambas de las siguientes alternativas de pago:

- Anticipado (que se hará previa constitución de una contragarantía, salvo determinadas excepciones), y
- A los siete días hábiles de recibidos los bienes o prestados los servicios de conformidad, según lo dispuesto en el Reglamento de Contrataciones.

El Decreto N° 52/21 prevé una serie de autorizaciones a funcionarios y organismos para realizar determinadas contrataciones.

B- Decreto N° 470/73 – Reglamento de Contrataciones

Al iniciarse toda contratación, las oficinas correspondientes cumplirán con los siguientes requisitos: (i) formular el pedido por escrito; (ii) establecer respecto del objeto motivo de la contratación: si los elementos deben ser nuevos, usados o reacondicionados; cantidad, especie y calidad; (iii) dar las razones que justifiquen la solicitud de bienes o servicios con características, plazo de entrega, otras condiciones que difieran de las comunes o que signifiquen restringir la concurrencia de oferentes; (iv) estimar su costo; (e) suministrar todo antecedente que suponga de interés para la mejor apreciación de lo solicitado y que permita fijar con precisión la imputación del gasto.

El Departamento de Compras y Suministros llevará el Registro de Proveedores.

A los efectos de determinar el procedimiento a seguir para las contrataciones, se considerarán los montos máximos de contratación establecidos en la Ley de Contabilidad.

En las licitaciones privadas se invitará a por lo menos 5 proveedores del ramo, y en los concursos de precios a 3 firmas del ramo inscriptas en el Registro de Proveedores.

El Reglamento de Contrataciones establece ciertos supuestos en los que se aceptarán propuestas de oferentes que no estén inscriptos en el Registro de Proveedores.

Los proponentes y los adjudicatarios deberán constituir las siguientes garantías (salvo en ciertas excepciones previstas):

- De la oferta: 1% del valor total de la oferta, en los casos de suministros, servicios, concesiones o ventas
- De la adjudicación: 5% del valor total de la adjudicación.

- Contragarantía: por el equivalente de los montos que reciba el adjudicatario como adelanto en aquellas contrataciones en que los planes de financiamiento prevean tales entregas, debiendo ser reajutable su monto si así se prevé en las cláusulas particulares.

Las compras directas están excluidas de este reglamento, y se registrarán por las respectivas disposiciones que las normatizan.

11.2.3. Obras Públicas

Las obras públicas se encuentran reguladas, principalmente, por la Ley N° 38, que define a las obras públicas como las construcciones o instalaciones y los trabajos por ellas motivados, que se realicen con fondos de la provincia o que sean garantizados o subvencionados por ella.

El Ministerio de Obras y Servicios Públicos está a cargo del estudio, la ejecución y la fiscalización de las obras, que se llevarán a cabo bajo la dirección de las reparticiones técnicas de su dependencia o funcionario legalmente autorizado.

Previo a toda resolución que disponga construir una obra pública deberá acreditarse que la provincia es propietaria, o poseedora por disposición judicial, del inmueble donde se la deba emplazar. Esto no será necesario para las obras dentro de la provincia que se emplacen en inmuebles pertenecientes a la Nación, a las Comunas o a Cooperativas de Servicios Públicos, o a entidades de bien público con personería jurídica; o fuera de la provincia, las que se realicen para posibilitar o facilitar la prestación de servicios públicos.

Cuando se acuerden subsidios o subvención por parte de la Provincia para una obra:

- Quedará sometida en su construcción a la fiscalización de la Dirección o Repartición respectiva.
- Si la obra la ejecuta el subvencionado, someterá el contrato a la aprobación por el Poder Ejecutivo. Sino no se pagará la subvención.
- Si la obra la ejecuta la provincia, con el compromiso de un aporte por parte del subvencionado, éste debe ser depositado en Tesorería General, antes de que se autorice la licitación.

Por regla general, la ejecución de las obras se adjudicará por licitación pública, con las siguientes excepciones:

- Según el monto: (i) Contratación directa: cuando su valor no exceda de \$5.350.000; (ii) Concurso de precios: cuando su valor no exceda de \$16.100.000; (iii) Licitación privada: cuando su valor no exceda de \$32.150.000²⁴
- Cuando se tratare de obras que exijan determinada capacidad artística, técnica o científica u objetos de arte o de técnica especial que sólo pudieran confiarse a científicos, técnicos, artistas, empresarios u operarios especialmente capacitados o cuando deban utilizarse patentes o privilegios exclusivos
- Cuando existan razones probadas de urgencia, las que deberán ser resueltas por el Poder Ejecutivo

²⁴ Actualizado por ley 3.379 de 2021

- Cuando sea necesaria una garantía especial o gran reserva
- Cuando licitada una obra no haya habido proponentes o no se hubiere hecho oferta conveniente a los intereses del Estado
- Cuando por su naturaleza no puedan ser especificadas, presupuestadas o computadas en forma clara las ofertas a los efectos de la licitación
- Cuando estén comprendidas dentro de la capacidad ordinaria de trabajo de la repartición respectiva exigiendo solamente aumento de personal obrero.

En todos los casos de excepción, el Consejo de Obras Públicas deberá dictaminar sobre su procedencia.

Antes del remate público de una obra, o a iniciar su construcción, debe estar prevista su financiación y realizado el estudio de las condiciones, implementos técnicos y materiales que deben tenerse en cuenta para confeccionar el proyecto. Los organismos técnicos competentes prepararán el proyecto que constará de: (i) Planos generales; (ii) Pliego de bases y condiciones especiales de acuerdo a la naturaleza de la obra, para complementar los establecidos en esta ley y su reglamentación; (iii) Presupuesto detallado; (iv) Memoria descriptiva; y (v) Todos los demás datos o antecedentes que se consideren necesarios o útiles, destinados a dar idea exacta de la importancia y naturaleza de la obra. Podrá prescindirse de algunos elementos del proyecto en toda obra cuyo monto no supere el importe establecido para el Concurso de Precios. Los documentos mencionados deberán ser elevados al Poder Ejecutivo para su aprobación.

La licitación se hará por los sistemas ajuste alzado, precio unitario, o por sistemas de excepción que se establezcan, previo dictamen del Consejo de Obras Públicas.

Quienes pretendan tener acceso a las licitaciones deberán estar inscriptos en el Registro Permanente de Licitadores, llevado por el Ministerio de Obras Públicas. El Consejo de Obras Públicas otorgará la constancia de la capacidad técnica financiera con respecto a los contratistas

Antes de presentar una propuesta, se debe depositar, en efectivo, en títulos de la provincia o de la nación, en el Banco de la Provincia o de la Nación Argentina, a la orden de la autoridad competente respectiva, una suma no inferior al 1% del importe del presupuesto oficial de las obras licitadas. Se podrán aceptar en calidad de garantía, fianzas bancarias por el valor indicado, que a juicio de la Repartición resulten satisfactorias. Hasta que no se firme el contrato pertinente, se reservarán los depósitos que la autoridad competente crea conveniente entre las ofertas más ventajosas, devolviéndose a los restantes.

Se adjudicará la obra a la propuesta que a juicio de la administración resulte más ventajosa, siempre que cumpla con las bases y condiciones de la licitación, no siendo la presentación de una sola propuesta impedimento para la adjudicación, pero deberá haber un informe fundado de la repartición correspondiente sobre la conveniencia de la oferta y un dictamen del Consejo de Obras Públicas sobre la urgencia en la necesidad de realización de la obra. El Poder Ejecutivo podrá rechazar las propuestas sin que se creen derechos a favor de los proponentes ni obligaciones a cargo del Estado.

El Fiscal de Estado dará su conformidad con la adjudicación y dentro de los 10 días hábiles de dicha conformidad se notificará al adjudicatario, que tendrá 10 días desde la notificación para

firmar el contrato. La conformidad del Fiscal de Estado podrá ser expresa o tácita (cuando pasados 5 días hábiles de comunicada la adjudicación, no la observará).

Si el adjudicatario no firmara el contrato en plazo, se aplicará una multa del 5% del depósito en garantía, por cada día de retraso. Pasados 30 días, se podrá dejar sin efecto la adjudicación, y el adjudicatario perderá la garantía.

Antes de la firma del contrato deberá afianzarse su cumplimiento, mediante un depósito en el Banco de la Provincia o de la Nación, en efectivo o en títulos al valor corriente de plaza, para completar, con el de la garantía de mantenimiento de oferta, el importe de la garantía equivalente al cinco por ciento (5%) del importe total de su propuesta. Este depósito se mantendrá hasta la recepción definitiva de la obra.

Firmado el contrato, el contratista no podrá transferirlo ni cederlo, en todo o parte, a otra persona o entidad, ni asociarse para su cumplimiento, sin autorización y aprobación de autoridad competente.

El Consejo de Obras Públicas, entre otras atribuciones: a) le incumbe la aprobación de los planos y presupuestos de obras públicas proyectados por cada repartición a fin de someterlos a la decisión del Ministerio; b) toma conocimiento de las licitaciones efectuadas por las distintas reparticiones y aconseja al Ministerio sobre su aprobación o rechazo.

Por último, se establece que la Ley de Contabilidad será de aplicación subsidiaria de la Ley de Obras Públicas.

11.2.4. Ambiental

La Ley N° 1.914 ambiental tiene como objeto la protección, conservación, defensa y mejoramiento de los recursos naturales y del ambiente en el ámbito provincial, y dispone que su autoridad de aplicación es la Subsecretaría de Ecología.

Entre los principios de política ambiental se encuentra que todo emprendimiento, público o privado, cuyas acciones u obras sean susceptibles de producir efectos negativos sobre el ambiente, debe contar con una Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) previa. De todas formas, el Poder Ejecutivo, a través de la autoridad de aplicación y a pedido de parte interesada, podrá eximir de la presentación de la Evaluación de Impacto Ambiental en función de la entidad del impacto de la obra o acción a desarrollar. En este caso, el responsable de la obra o acción presentará una declaración jurada y/o informe ambiental.

Además, los proyectos de obras y acciones públicas o privadas, capaces de modificar directa o indirectamente el ambiente del territorio provincial, que se enuncian en el Anexo I²⁵, deberán

²⁵ 1) Generación y transmisión de energía hidroeléctrica y térmica. 2) Construcción de embalses, presas y diques. 3) Administración, conducción, tratamiento y descarga de aguas servidas urbanas y suburbanas. 4) localización de parques y complejos industriales. 5) Exploración y explotación de hidrocarburos. 6) Construcción y funcionamiento u operación de gasoductos, oleoductos, acueductos y cualquier otro ducto de energía o sustancias. 7) Construcción y funcionamiento u operación de rutas, autopistas, líneas férreas y aeropuertos. 8) Plantas siderúrgicas. 9) Instalaciones químicas (papeleras, curtiembres, etc). 10) Manejo

obtener la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), expedida por la Subsecretaría de Ecología, previa resolución del Ente de Políticas Ecológicas de la Provincia. Está prohibida la autorización administrativa y la ejecución de acciones que no cumplan dicho recaudo. La DIA dispondrá: autorizar la realización de la obra o acción en los términos de la EIA, autorizar la realización de la obra o acción, pero condicionada al cumplimiento de las instrucciones del Ente de Políticas Ecológicas, o negar la autorización.

El responsable de la obra deberá presentar, integrando su propuesta una EIA ante el organismo provincial o municipal encargado de autorizar el emprendimiento, que lo remitirá (con el informe técnico correspondiente) a la Subsecretaría de Ecología a fin de tramitar la DIA. La Subsecretaría someterá el proyecto a aprobación del Ente de Políticas Ecológicas, que convocará a audiencia pública con la participación de los potenciales afectados por el proyecto y de las ONGs interesadas en la preservación de los valores ambientales. Las ponencias y observaciones de los participantes no serán sometidas a votación ni revestirán carácter vinculante, pero quedarán consignadas en el acta de la reunión para su evaluación por el Ente de Políticas Ecológicas.

Para la presentación de la EIA de la actividad privada, será requisito estar inscripto en el registro provincial de Consultoras y/o Profesionales Especializados en Evaluación de Impacto Ambiental.

El Decreto Reglamentario N° 2.139/2003 de la ley 1914 aclara que deben presentar la EIA los titulares de un emprendimiento a ejecutarse total o parcialmente en el territorio de la provincia comprendido en el Anexo I de la Ley Ambiental. Es decir, si bien si bien esto pareciera contradecirse con la Ley Ambiental que establece que todas las actividades que sean susceptibles de producir efectos negativos sobre el ambiente deben presentar la EIA (sin importar si se encuentran incluidas en el Anexo I o no), el Decreto establece que el titular de una obra o acción podrá solicitar a la autoridad de aplicación que se lo exima de la presentación de la EIA, mediante una concreta fundamentación técnica, en función de la escasa entidad ambiental que a su criterio revista el proyecto. De aceptarse esta solicitud, se determinará qué tipo de estudio ambiental será exigido: Declaración Jurada Ambiental o Informe de Impacto Ambiental.

Cumplidos los pasos previstos, la Subsecretaría de Ecología conforme lo resuelto por el Ente de Políticas Ecológicas emitirá la DIA.

El Decreto N° 2139/2003 detalla el contenido que debe incluir la Declaración Jurada Ambiental, el Informe de Impacto Ambiental y de la Evaluación de Impacto Ambiental.

de residuos peligrosos. 11) Instalación de establecimientos industriales. 12) Instalaciones poblacionales masivas, cuando entrañen riesgos para ellas o para el ambiente. 13) Refinerías de petróleo bruto. 14) Emplazamiento de centros turísticos y deportivos. 15) Plantas de almacenamiento, tratamiento y/o disposición final de residuos sólidos urbanos, industriales y rurales. 16) Proyectos de desarrollo agrícola bajo riego y en seco. 17) Solicitudes de desmonte que afecten superficies mayores del cincuenta por ciento (50%) de la superficie total del predio.

Áreas Protegidas

La Ley Provincial N° 2.651 determina que los espacios naturales o antropizados ubicados en territorio provincial que revistan importancia ecológica, económica, social, historia o estética podrán ser declarados “áreas protegidas” a los efectos de su recuperación, preservación, conservación, restauración y aprovechamiento de sus recursos naturales y de sus servicios ecosistémicos, armonizando las actividades que se cumplan en los mismos. Además, declara de interés provincial la constitución y manejo de las áreas protegidas para beneficio de las presentes y futuras generaciones.

Los objetivos de la determinación de áreas protegidas son:

- a) mantener y conservar muestras representativas de ecosistemas existentes en la Provincia, asegurando procesos evolutivos de regulación ambiental;
- b) mantener y conservar la diversidad biológica para evitar la pérdida de especies vegetales y animales;
- c) mantener y conservar sitios y formaciones de importancia geológica y paleontológica o elementos que revistan relevancia histórica y/o estética;
- d) mantener la calidad de los suelos y recuperar los degradados;
- e) determinar ámbitos propicios para la investigación, la recreación y la educación ambiental; y
- f) propender a la permanencia de los grupos sociales que históricamente hayan vivido en el área.

La afectación y desafectación de las áreas protegidas se efectivizará por ley, y la Subsecretaría de Ecología, en su carácter de autoridad de aplicación, establecerá los criterios y acciones conservacionistas y de manejo, los que serán aplicados en forma especial en cada área.

El Poder Ejecutivo, a propuesta de la autoridad de aplicación, establecerá los criterios generales de conservación, ordenamiento y manejo de áreas protegidas.

Las áreas protegidas se clasifican en las siguientes categorías de manejo, las cuales están basadas en la clasificación realizada por la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza:

- **Categoría I:** Reserva Natural Estricta o Área Silvestre. Son áreas estrictamente protegidas, reservadas para proteger la biodiversidad, así como los rasgos geológicos/ geomorfológicos en las cuales las visitas, el uso y los impactos están estrictamente controlados y limitados para asegurar la protección de los valores de conservación. Su objetivo es conservar ecosistemas a escala regional, nacional o global, especies y/o rasgos de geodiversidad extraordinarios.

En esta categoría no se deberá permitir: a) el uso de las zonas para fines económicos, extractivos y/o recreativos; b) la introducción de especies de flora y fauna exóticas, así como cualquier otra modificación del ecosistema; c) la pesca, la caza y la recolección de flora o de cualquier objeto de interés geológico o biológico, a menos que sea expresamente autorizado con un fin científico o de manejo; d) el uso o dispersión de sustancias contaminantes (tóxicas o no), salvo que sea expresamente autorizado con un fin científico o de manejo; e) los asentamientos humanos; f) el acceso del público en general; y g) la construcción de edificios, caminos u otras obras de

desarrollo físico, con excepción de aquellas mínimas necesarias para la administración y observación científica.

- **Categoría II:** Parque Provincial. Son grandes áreas naturales o casi naturales establecidas para proteger procesos ecológicos a gran escala, junto con el complemento de especies y ecosistemas característicos del área, que también proporcionan la base de oportunidades espirituales, científicas, educativas, recreativas y de visita que sean ambiental y culturalmente compatibles. Su objetivo es proteger la biodiversidad natural junto con la estructura ecológica subyacente y promover la educación y el uso recreativo.

En esta categoría no se deberá permitir: a) asentamientos humanos, salvo los indispensables para la administración de la unidad; b) la exploración y explotación minera, salvo excepciones; c) la instalación de industrial, la explotación agropecuaria, forestal y cualquier tipo de aprovechamiento de los recursos naturales; d) la caza, la pesca y cualquier otro tipo de acción sobre la fauna, salvo que fuese necesario, por razones de orden biológico, técnico o científico; e) la introducción, trasplante y propagación de fauna y flora exótica.

- **Categoría III:** Monumento Natural: Son áreas que se establecen para proteger un monumento natural concreto, que puede ser una formación terrestre, una montaña, una caverna submarina, un rasgo geológico como una cueva o incluso un elemento vivo como una arboleda antigua. Su objetivo de conservación es proteger específicos rasgos naturales sobresalientes y la biodiversidad y los hábitats asociados a ellos.
- **Categoría IV:** Áreas de Gestión de Hábitats o Especies: el objetivo es la protección de hábitats o especies concretas y su gestión reflejará dicha prioridad. Su objetivo es mantener, conservar y restaurar especies y hábitats.
- **Categoría V:** Reserva de Paisaje Protegido: área protegida en la que la interacción entre los seres humanos y la naturaleza ha producido un área de carácter distintivo con valores ecológicos, biológicos, culturales y estéticos significativos, y en la que salvaguardar la integridad de dicha interacción es vital para proteger y mantener el área, la conservación de su naturaleza y otros valores. Su objetivo es primario de conservación es proteger y mantener paisajes terrestres/marinos importantes y la conservación de la naturaleza asociada a ellos, así como otros valores creados por las interacciones con los seres humanos mediante prácticas de gestión tradicionales.
- **Categoría VI:** Reserva con Uso Sostenible de los Recursos Naturales: conservan ecosistemas y hábitats, junto con los valores culturales y los sistemas tradicionales de gestión de recursos naturales asociados a ellos. Uno de los objetivos principales del área es el uso no industrial y de bajo nivel de los recursos naturales, compatible con la conservación de la naturaleza.

A los fines de la administración y gestión de estas áreas, podrán distinguirse hasta tres tipos de zonas:

- a) **Zona Intangible**, que será caracterizada como reserva natural estricta. Son aquellas no afectadas por la actividad del hombre, que contienen ecosistemas y especies de flora y

- fauna de valor científico actual o potencial y en las cuales los procesos ecológicos han podido seguir su curso espontáneo o con un mínimo de interferencias.
- b) **Zona Restringida.** Son aquellas en las que su estado natural solamente podrá ser alterado el mínimo necesario para asegurar el control y la protección de la influencia externa de las zonas intangibles con las que lindan. Queda prohibido: i) la propiedad privada, arrendamiento de tierras y otorgamiento de concesiones de uso de tierras del dominio del Estado, y los asentamientos humanos a excepción de los necesarios de la administración; ii) la exploración y explotación minera; iii) la instalación de industrias; iv) la explotación agropecuaria, forestal y cualquier otro tipo de aprovechamiento de los recursos naturales, a excepción de las actividades vinculadas al turismo y la pesca deportiva; v) la pesca comercial; vi) la caza y cualquier otro tipo de acción sobre la fauna, salvo que fuese necesario por razones de orden biológico, técnico o científico; vii) la introducción, transporte y propagación de flora y/o fauna exótica; viii) la introducción de animales domésticos; ix) toda acción u omisión que pudiese originar alguna modificación del paisaje o del equilibrio ecológico.
- c) **Zona de Uso Controlado.** Solo se podrán realizar aquellas actividades económicas cuyo efecto sobre el entorno o ecosistema, sean de carácter conservativo o recuperativo, quedando expresamente prohibidos cualquier clase de explotación minera y de hidrocarburos, la caza y pesca comercial y la introducción de especies de flora y fauna exótica.

El Decreto N° 405/2014, reglamentario de la Ley 2.651 regula las Reservas Naturales Privadas, áreas con elementos naturales similares a los de un Área Protegida Provincial y las Reservas Municipales. Se constituirán mediante solicitudes presentadas ante el organismo de aplicación, que decidirá sobre la procedencia de la petición. En las Reservas Naturales Privadas reconocidas podrán ser permitidas y promovidas las actividades de: a) investigación; b) educación y cultura; y c) recreación y turismo; las que deberán desarrollarse conforme a la reglamentación de la autoridad de aplicación y al correspondiente plan de manejo.

El plan de manejo es el documento que sintetiza el proceso de planificación participativo y científico, que incorpora objetivos, metas, estrategias de administración y programas de vigilancia inequívocos en materia de diversidad biológica aprovechando las metodologías existentes.

11.2.5. Promoción Económica

La Ley N° 2.870 instituye un régimen de promoción de las actividades económicas tendientes al fortalecimiento y expansión de la economía provincial, estimulando la iniciativa privada, con el objetivo de promover el desarrollo económico y territorial equilibrado y con equidad social, la creación de empleo, la diversificación de la producción, la industria, el comercio y los servicios, la mejora de la competitividad de los diversos sectores económicos para su mejor inserción en los mercados y el crecimiento equitativo y sustentable de la provincia de La Pampa y sus habitantes.

Uno de los objetivos del régimen es fomentar inversiones en actividades de producción de energías convencionales y alternativas, y sus propósitos son: 1) Lograr la creación y/o radicación

de nuevas empresas o emprendimientos; el apoyo al desarrollo, crecimiento y/o transformación de las existentes, como así la recuperación y puesta en marcha de aquellas paralizadas en su actividad; 2) Impulsar la promoción económica local, regional o provincial, sea por actividades generadas por el propio Estado o apoyando aquellas que realicen organizaciones vinculadas a los diferentes sectores productivos; y 3) Alentar, fomentar, impulsar y financiar actividades que los Municipios y Comisiones de Fomento de la Provincia consideren de interés local.

Además, se establece que el Poder Ejecutivo estará facultado para llamar a concurso público provincial, nacional o internacional para la realización de inversiones productivas o de infraestructura que considere necesarias para favorecer o dinamizar el logro de los objetivos de la ley.

Los interesados en formular proyectos de emprendimientos cuya elaboración y encargo resuelva la autoridad de aplicación, realizar evaluaciones técnicas, económicas y/o financieras de proyectos presentados por los eventuales beneficiarios, o cumplir con funciones de asesoramiento y/o tutoría de emprendimiento deberán inscribirse en el Registro de Consultores.

12. Conclusiones y Recomendaciones

El objetivo principal de este estudio es realizar los estudios de factibilidad de reemplazo de la generación diésel existente CT Realicó 24MW, puesta en marcha desde el año 2011. En la actualiza la misma continúa funcionando en horas pico de demanda, corrección de perfiles de tensión, fallas de las LAT en 132 kV o por salidas programas por mantenimiento (LAT Realicó-H. Renancó o Realicó-General Pico). Siendo unos de los principales problemas de la zona de Realicó la calidad de energía por los bajos niveles de tensión admisibles en las barras de 132 kV de la ET Realicó, indicado en las directrices de la APELP Guía de Referencia 2022-2026.

En la actualidad y según proyecciones futuras para los escenarios de verano 2022-2025 los perfiles de tensión oscilan entre 92,3% y 90,9%, siendo los valores aceptables entre $\pm 5\%$ de la nominal de 132 kV. No es a partir del año 2026 que se prevé la incorporación de una nueva LAT 132 kV Gral. Pico - Realicó que mejorará los niveles de tensión en las barras de 132 kV del Sistema APELP.

En el desarrollo de este proyecto se ha diseñado una planta solar fotovoltaica de 18,4 MW nominales con potencia pico de 24 MW_p situada en la localidad de Realicó, a 500 m de la Estación Transformadora ET Realicó 132/33 kV a la que se conectará la instalación proyectada en el lado de media tensión (33 kV). Para segunda propuesta de proyecto eólico se diseñó de 25,2 MW nominales, a 3 km de la ET Realicó igualmente proyectada de conectar en 33 kV. Luego se analizó una solución híbrida que resulta de la combinación del 50% del proyecto solar con el 50% del proyecto eólico, 25% del proyecto solar con el 100% del proyecto eólico y por ultima del 100% del proyecto solar con el 100% del proyecto eólico.

Para los escenarios / proyectos propuestos en este estudio se indicar el siguiente balance de energía.

Proyectos	Demanda Anual Estimada	Producción Anual	Importación Anual	% Import Anual	Exportacion Anual
SFV sin tracker	108 GWh	39 GWh	71 GWh	65%	1 GWh
Eólico		104 GWh	32 GWh	30%	28 GWh
Híbrido 50% Eólico 50% SFV sin tracker		72 GWh	38 GWh	35%	1 GWh
Híbrido 100% Eólico 25% SFV sin tracker		116 GWh	23 GWh	22%	29 GWh
Híbrido 100% Eólico 100% SFV sin tracker		152 GWh	5 GWh	5%	40 GWh

Tabla 36 – Producción de energía anual de proyectos vs demanda

Si bien en ninguno de los escenarios se logra la independencia de la red externa en un 100% en los diferentes horarios, si se logra un desplazamiento de la generación diésel existente. Los mejores escenarios de producción – demanda se consiguen en los casos de generación eólica o híbrida solar-eólica con una menor importación de la red ente el 30% y 35% respectivamente desde la ET Realicó.

En ambos casos (eólico e híbrido), la generación local es permanente, ya que estadísticamente no existirán horarios en los que no haya generación local, lo cual mitigará significativamente los riesgos de problemas por los perfiles de tensión en la calidad de la red, ya que habrá una menor demanda de la red, lo cual permite mejorar los perfiles de tensión. Esto no ocurre en el caso de

la generación solar, ya que durante gran parte del día (principalmente en horarios nocturnos) se demandará una potencia significativa de la red sin contar con generación local. En todos los casos, se recomienda realizar estudios de flujos de carga para un mejor análisis del riesgo.

En términos económicos, la solución solar representa el menor costo de inversión (CAPEX) de USD 16,5M, pero tendrá el mayor costo nivelado de energía (LCOE) de USD 53,51 (para una solución sin tracker). Por otro lado, la solución eólica representa el mayor CAPEX, USD 35,2M seguido por la solución híbrida con un CAPEX de USD 26,8M (OPCION 1), pero con los menores costos nivelados de energía (LCOE), USD 44,5 para la solución eólica y USD 45,83 para la solución híbrida (OPCION 1).

En términos de producción energética, la solución híbrida (OPCION 3), representa la mejor solución, por disminuir la dependencia de la red en un 95% y una exportación anual en el orden de 40 GWh, cubriendo no solo la demanda interna sino supliendo energía a la red.

Desde el punto de vista legal, se declara de interés provincial la investigación, el desarrollo, la generación y el uso sustentable de energías alternativas, blandas o no convencionales. El propósito principal de estas leyes es promover el fortalecimiento y expansión de la economía provincial y a su vez lograr la reducción de la dependencia energética extra provincial, considerando que podría resultar aplicable a la construcción y operación de un parque eólico, solar o híbrido, así como de un plan de operaciones y negocios.

13. Anexos

Anexo 1: Reporte de Producción Energética Solar FV

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Realico
Variante: Estructura Fija
Sistema de cobertizos
Potencia del sistema: 23.93 MWp
Realicó - Argentina

Autor(a)

Alcaal Renovables (Argentina)





Proyecto: Realico

Variante: Estructura Fija

Alcaal Renovables (Argentina)

PVsyst V7.2.13

VCO, Fecha de simulación:
11/04/22 09:45
con v7.2.13

Resumen del proyecto

Sitio geográfico	Situación	Configuración del proyecto
Realicó	Latitud -35.06 °S	Albedo 0.20
Argentina	Longitud -64.24 °W	
	Altitud 184 m	
	Zona horaria UTC-3	
Datos meteo		
Realicó		
Meteonorm 8.0 (1997-2007), Sat=100% - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red	Sistema de cobertizos	
Simulación para el año n° 1		
Orientación campo FV	Sombreados cercanos	Necesidades del usuario
Plano fijo	Sombreados lineales	Carga ilimitada (red)
Inclinación/Azimut 32 / 0 °		
Información del sistema		
Conjunto FV	Inversores	
Núm. de módulos 43904 unidades	Núm. de unidades 4 unidades	
Pnom total 23.93 MWp	Pnom total 18.40 MWca	
	Proporción Pnom 1.300	

Resumen de resultados

Energía producida 39 GWh/año	Producción específica 1648 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 85.55 %
Energía aparente 41500 MVAh		

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	4
Resultados principales	5
Diagrama de pérdida	6
Gráficos especiales	7
Herramienta de envejecimiento	8
Gráficos predefinidos	10
Evaluación P50 - P90	15
Costo del sistema	16
Balance de emisiones de CO ₂	17



Proyecto: Realico

Variante: Estructura Fija

Alcaal Renovables (Argentina)

PVsyst V7.2.13

VCO, Fecha de simulación:
11/04/22 09:45
con v7.2.13

Parámetros generales

Sistema conectado a la red		Sistema de cobertizos			
Orientación campo FV		Configuración de cobertizos		Modelos usados	
Orientación		Núm. de cobertizos 43904 unidades		Transposición Perez	
Plano fijo		Tamaños		Difuso Perez, Meteonorm	
Inclinación/Azimut 32 / 0 °		Espaciamiento cobertizos 8.58 m		Circunsolar separado	
		Ancho de colector 2.28 m			
		Proporc. cob. suelo (GCR) 26.6 %			
Horizonte		Sombreados cercanos		Necesidades del usuario	
Horizonte libre		Sombreados lineales		Carga ilimitada (red)	
Punto de inyección de red					
Factor de potencia					
Cos(phi) (principal) 0.950					

Características del conjunto FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Suntech	Fabricante	SMA
Modelo	STP545S-C72/Vmh_1500V_20V02	Modelo	Sunny Central 4600 UP
(Definición de parámetros personalizados)		(Definición de parámetros personalizados)	
Unidad Nom. Potencia	545 Wp	Unidad Nom. Potencia	4600 kWca
Número de módulos FV	43904 unidades	Número de inversores	4 unidades
Nominal (STC)	23.93 MWp	Potencia total	18400 kWca
Módulos	1568 Cadenas x 28 En series	Voltaje de funcionamiento	1003-1325 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	1.30
Pmpp	21.85 MWp	Potencia total del inversor	
U mpp	1043 V	Potencia total	18400 kWca
I mpp	20953 A	Número de inversores	4 unidades
Potencia FV total		Proporción Pnom	1.30
Nominal (STC)	23928 kWp		
Total	43904 módulos		
Área del módulo	113465 m ²		
Área celular	104695 m ²		

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC		Pérdida de calidad módulo				
Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global 0.82 mΩ		Frac. de pérdida -0.8 %				
Uc (const) 20.0 W/m ² K		Frac. de pérdida 1.5 % en STC						
Uv (viento) 0.0 W/m ² K/m/s								
Pérdidas de desajuste de módulo		Pérdidas de desajuste de cadenas		Módulo de degradación media				
Frac. de pérdida 2.0 % en MPP		Frac. de pérdida 0.1 %		Año n° 1				
				Factor de pérdida 0.4 %/año				
				Desajuste debido a la degradación				
				Dispersión Imp RMS 0.4 %/año				
				Dispersión Vmp RMS 0.4 %/año				
Factor de pérdida IAM								
Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.981	0.946	0.920	0.857	0.707	0.000



Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

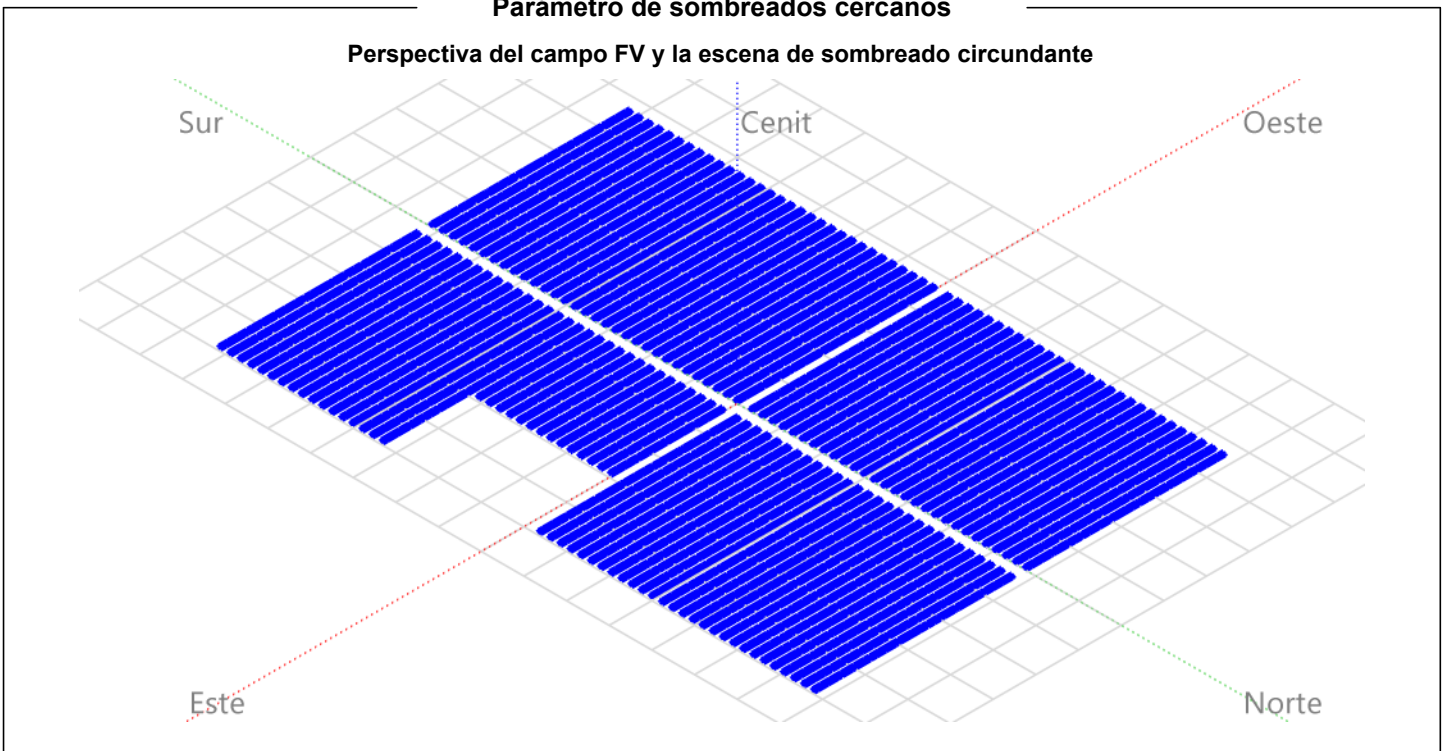
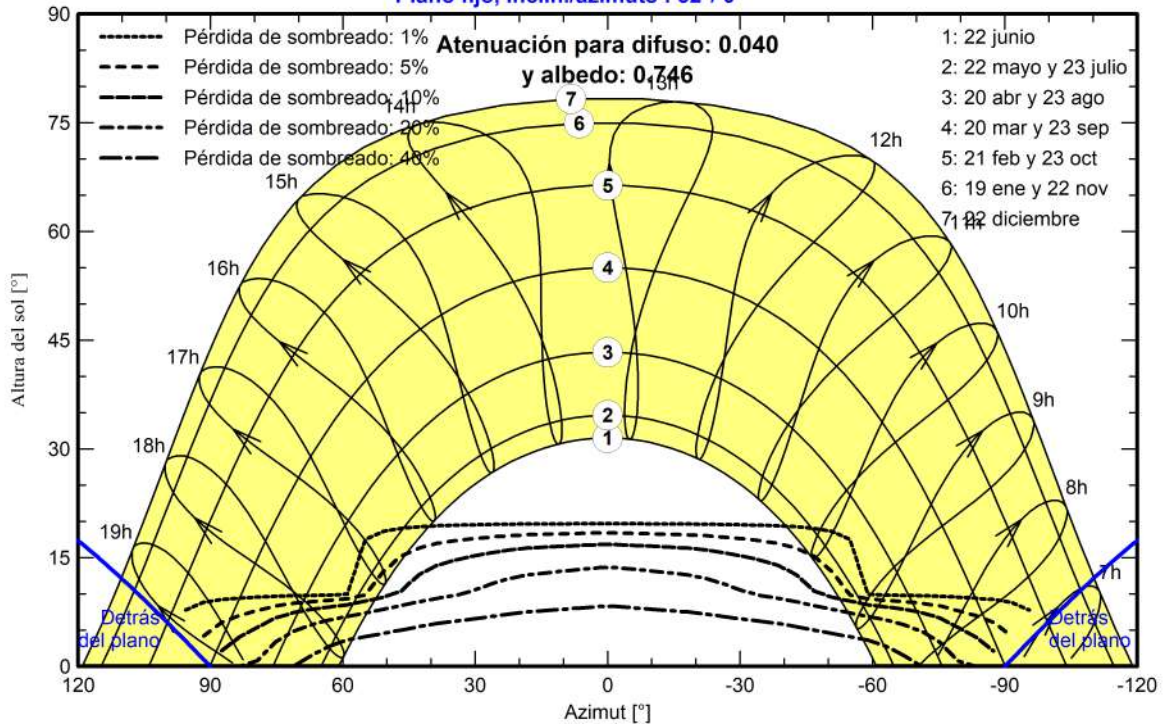


Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1

Plano fijo, Inclín./azimuts : 32°/ 0°



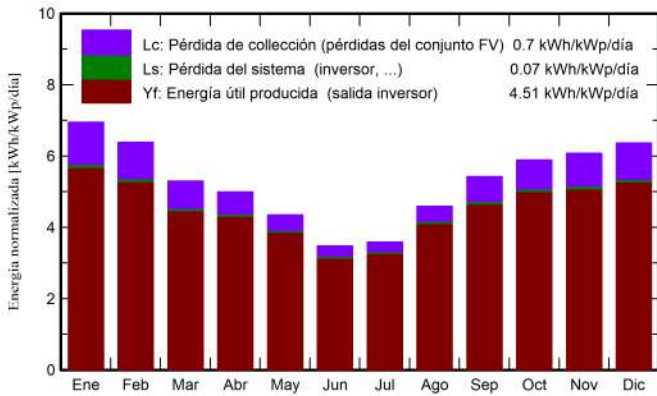


Resultados principales

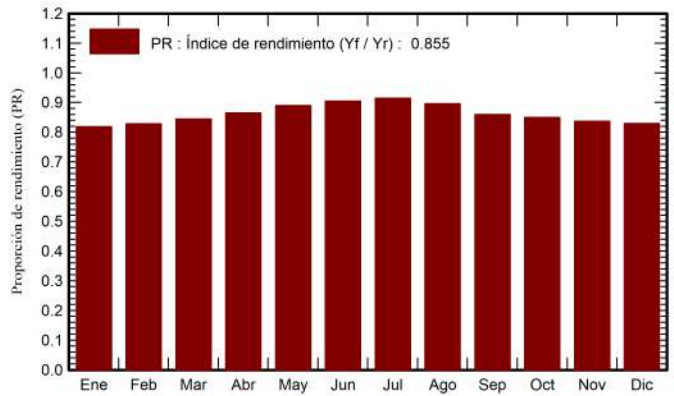
Producción del sistema

Energía producida (P50) 39 GWh/año Producción específica (P50) 1648 kWh/kWp/año Proporción de rendimiento (PR) 85.5 %
 Energía producida (P90) 37.2 GWh/año Producción específica (P90) 1556 kWh/kWp/año
 Energía producida (P95) 36.6 GWh/año Producción específica (P95) 1530 kWh/kWp/año
 Energía aparente 41500 MVAh

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	GWh	GWh	proporción
Enero	232.0	81.11	24.33	215.5	208.9	4.280	4.219	0.818
Febrero	175.4	69.58	22.63	178.8	173.8	3.595	3.544	0.828
Marzo	145.0	68.69	20.20	164.2	159.5	3.365	3.317	0.844
Abril	114.5	46.83	16.18	149.7	146.0	3.144	3.099	0.865
Mayo	87.0	31.05	12.21	134.7	131.3	2.912	2.870	0.890
Junio	65.5	29.34	8.63	104.4	100.8	2.293	2.260	0.905
Julio	73.7	35.98	7.81	111.2	107.9	2.468	2.432	0.915
Agosto	101.9	40.00	10.28	142.4	139.2	3.099	3.054	0.897
Septiembre	133.8	46.34	13.12	162.7	158.7	3.395	3.345	0.859
Octubre	172.6	69.12	16.88	182.5	177.2	3.768	3.714	0.850
Noviembre	190.7	77.58	20.16	182.4	176.6	3.704	3.651	0.837
Diciembre	218.0	91.09	23.22	197.4	190.7	3.972	3.916	0.829
Año	1710.1	686.70	16.27	1925.9	1870.7	39.994	39.421	0.855

Legendas

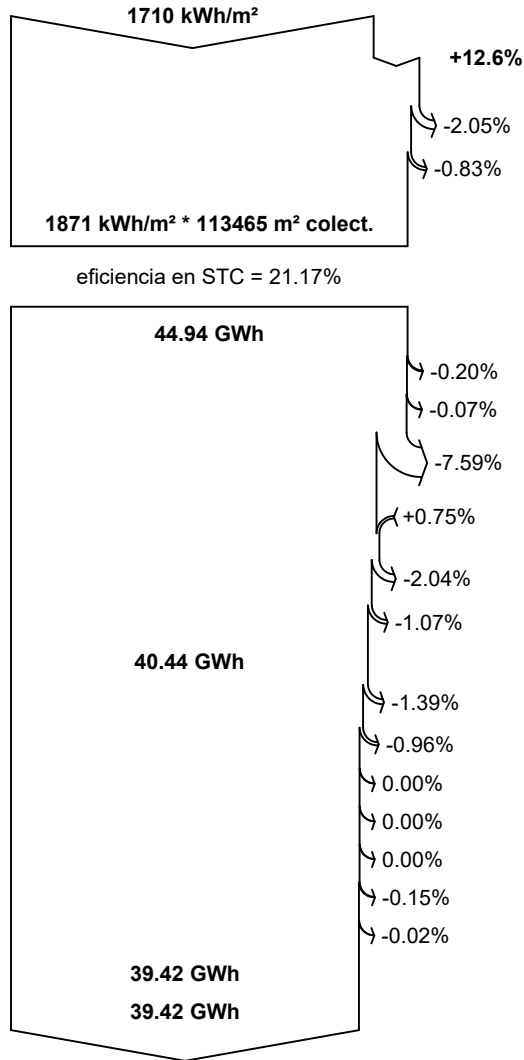
GlobHor Irradiación horizontal global EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
 DiffHor Irradiación difusa horizontal E_Grid Energía inyectada en la red
 T_Amb Temperatura ambiente PR Proporción de rendimiento
 GlobInc Global incidente plano receptor
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados



PVsyst V7.2.13

VCO, Fecha de simulación:
11/04/22 09:45
con v7.2.13

Diagrama de pérdida



12.97 kVAR
41.50 kVA

Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Sombreados cercanos: perdida de irradiancia

Factor IAM en global

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida de degradación módulos (por año #1)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Pérdida calidad de módulo

Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Consumo nocturno

Energía disponible en la salida del inversor

Energía activa inyectada en la red

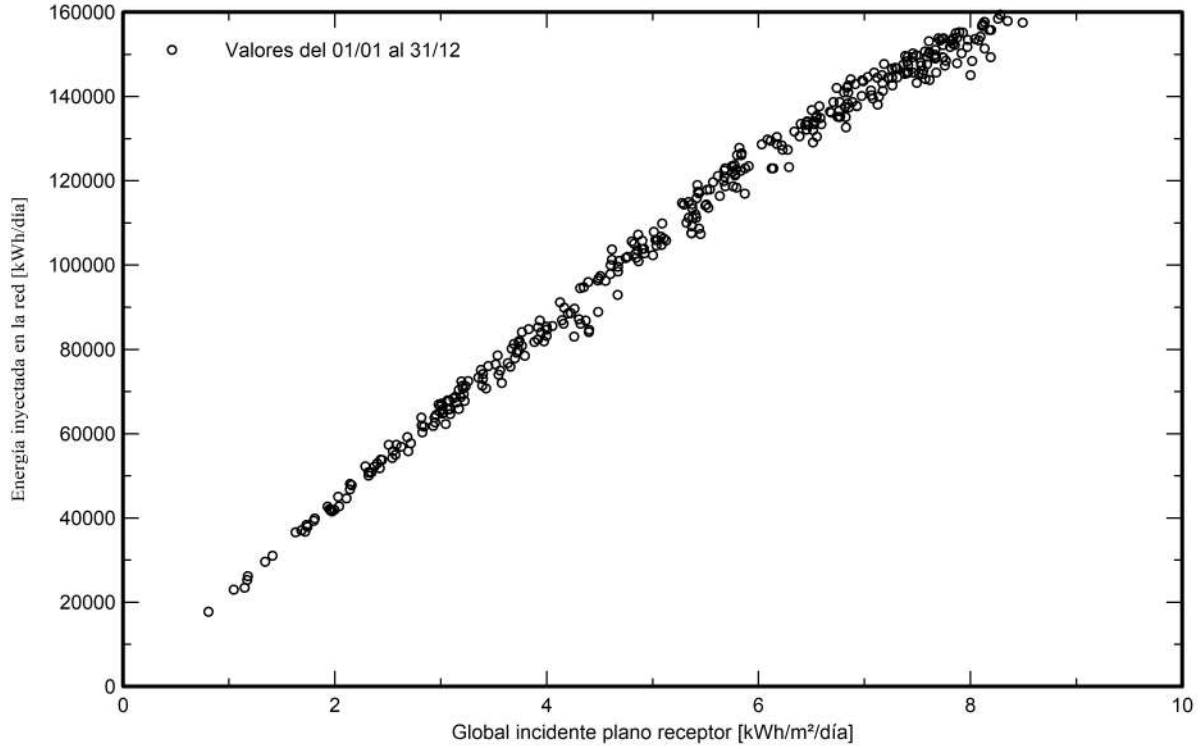
Energía reactiva a la red: Cos(phi) prom. = 0.950

Energía aparente a la red

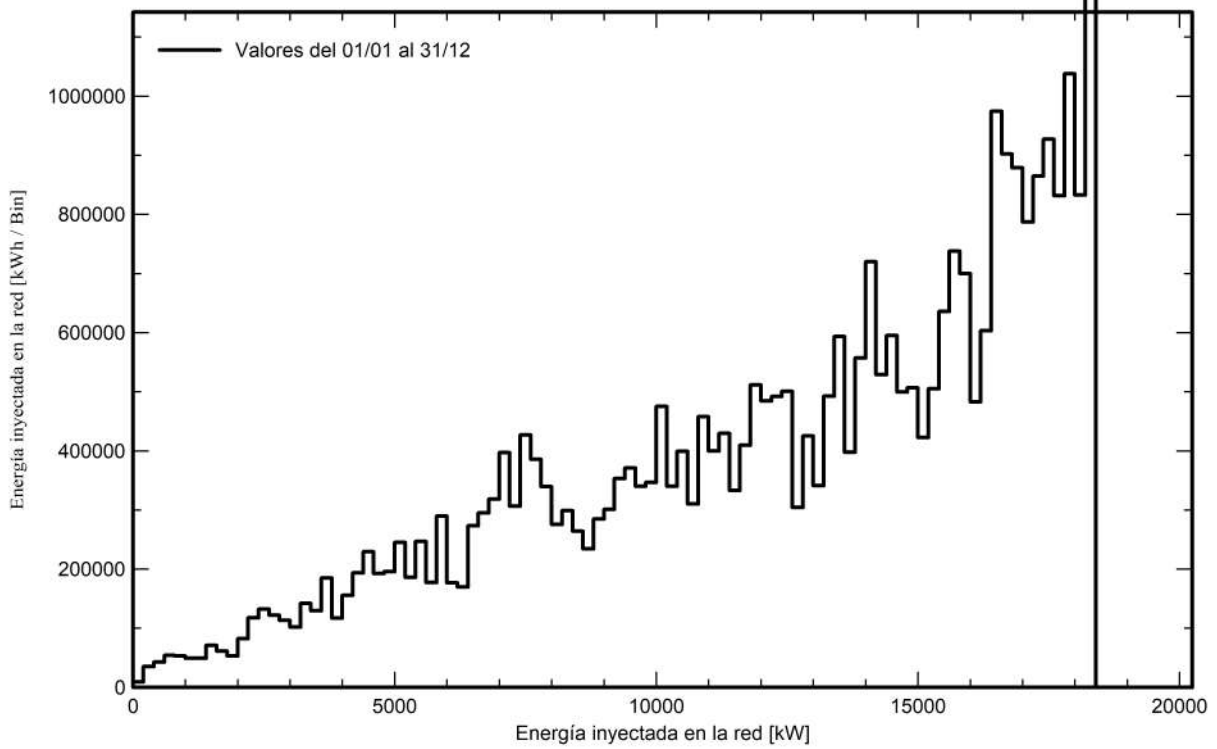


Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V7.2.13

VCO, Fecha de simulación:
11/04/22 09:45
con v7.2.13

Alcaal Renovables (Argentina)

Herramienta de envejecimiento

Parámetros de envejecimiento

Lapso de tiempo de la simulación 20 años

Módulo de degradación media

Factor de pérdida 0.4 %/año

Desajuste debido a la degradación

Dispersión Imp RMS 0.4 %/año

Dispersión Vmp RMS 0.4 %/año

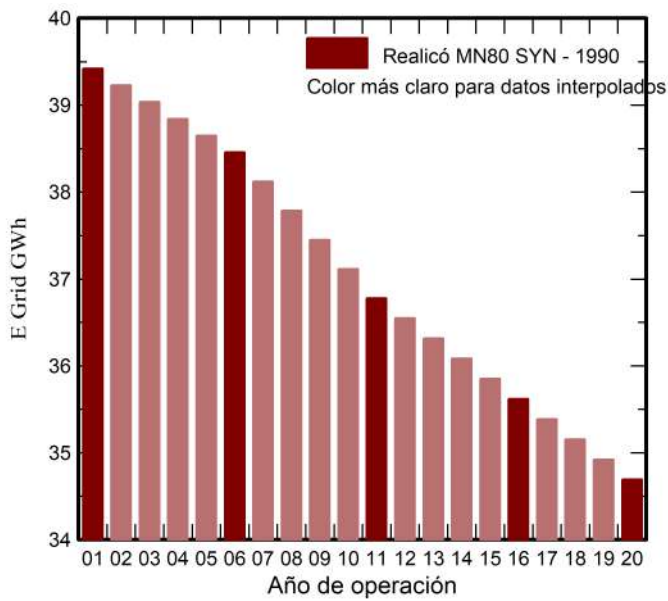
Meteo usado en la simulación

#1 Realicó MN80 SYN

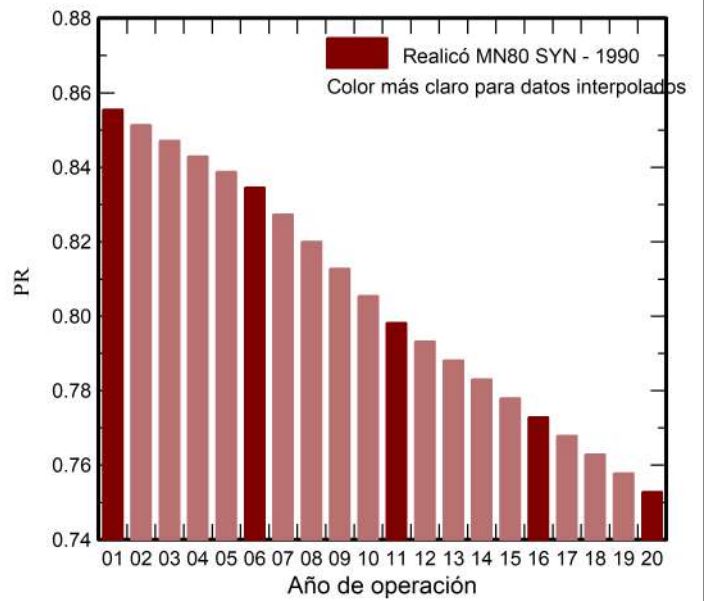
Años 1990 (año de referencia)

Años simulados 1,6,11,16,20

Energía inyectada en la red



Proporción de rendimiento





Proyecto: Realico

Variante: Estructura Fija

PVsyst V7.2.13

VC0, Fecha de simulación:
11/04/22 09:45
con v7.2.13

Alcaal Renovables (Argentina)

Herramienta de envejecimiento

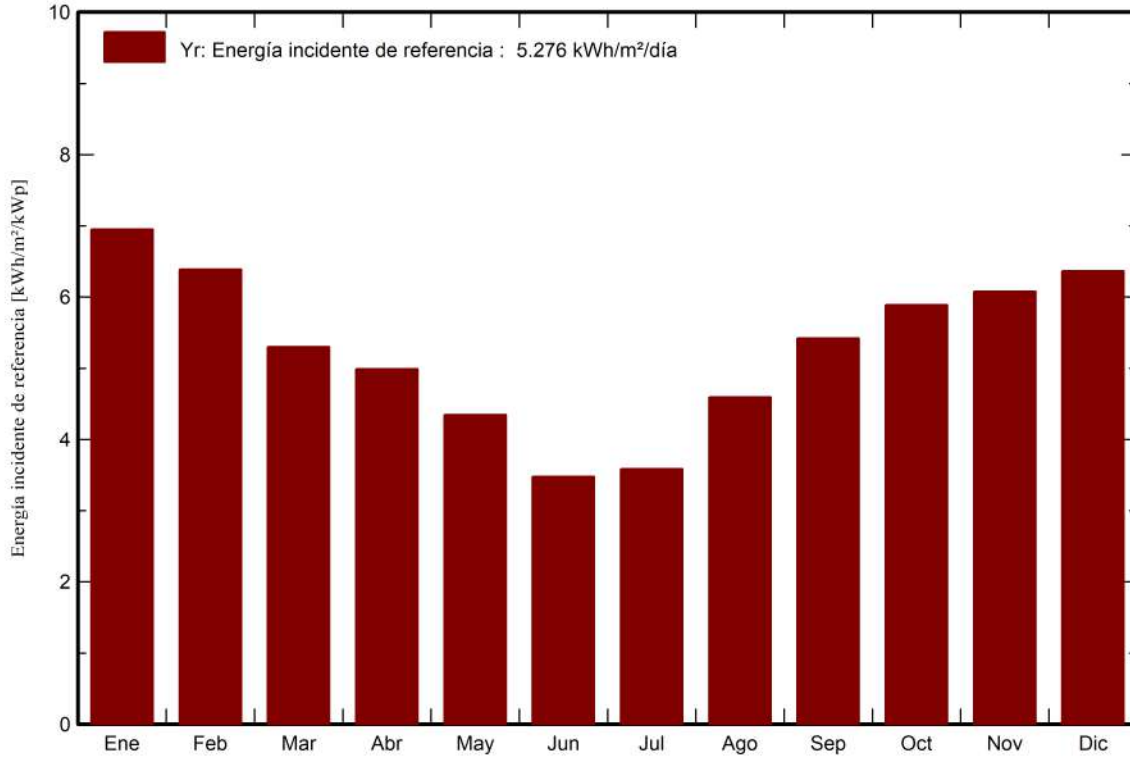
Realicó MN80 SYN

Año	E Grid GWh	PR	Pérdida de PR %
1	39.42	0.856	0%
2	39.23	0.851	-0.5%
3	39.04	0.847	-1%
4	38.84	0.843	-1.5%
5	38.65	0.839	-2%
6	38.46	0.835	-2.4%
7	38.12	0.827	-3.3%
8	37.79	0.82	-4.1%
9	37.45	0.813	-5%
10	37.12	0.805	-5.8%
11	36.78	0.798	-6.7%
12	36.55	0.793	-7.3%
13	36.32	0.788	-7.9%
14	36.08	0.783	-8.5%
15	35.85	0.778	-9.1%
16	35.62	0.773	-9.7%
17	35.39	0.768	-10.2%
18	35.15	0.763	-10.8%
19	34.92	0.758	-11.4%
20	34.69	0.753	-12%

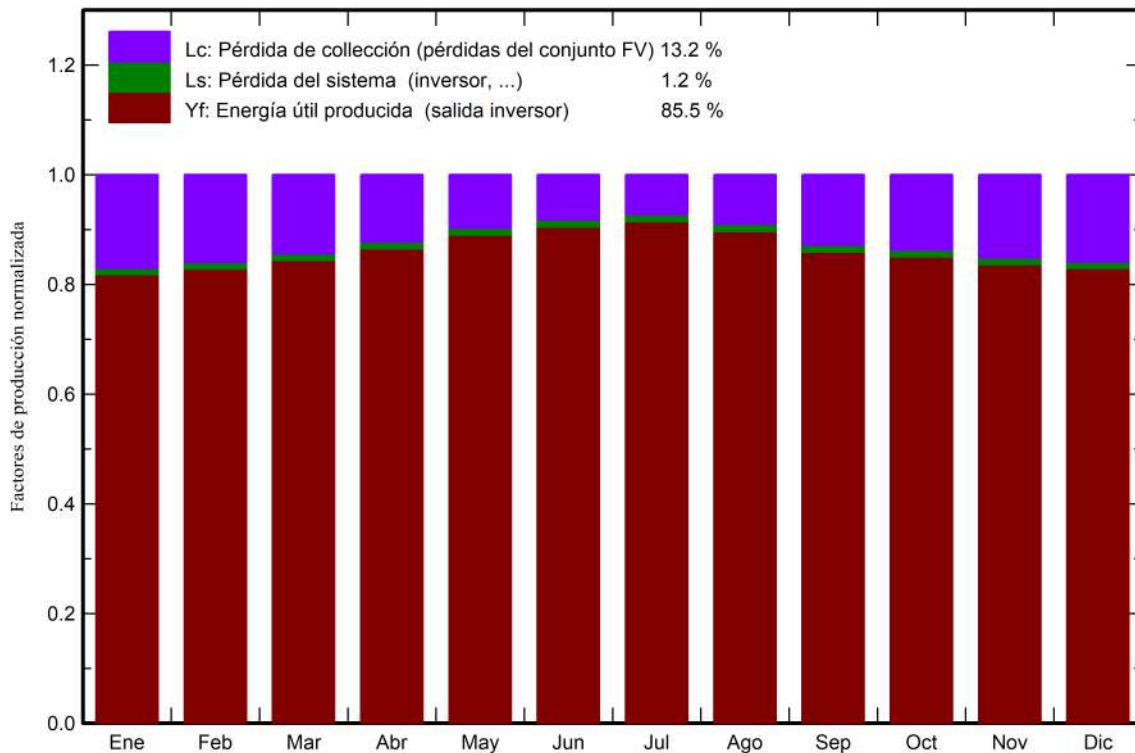


Gráficos predefinidos

Energía incidente de referencia en el plano colector



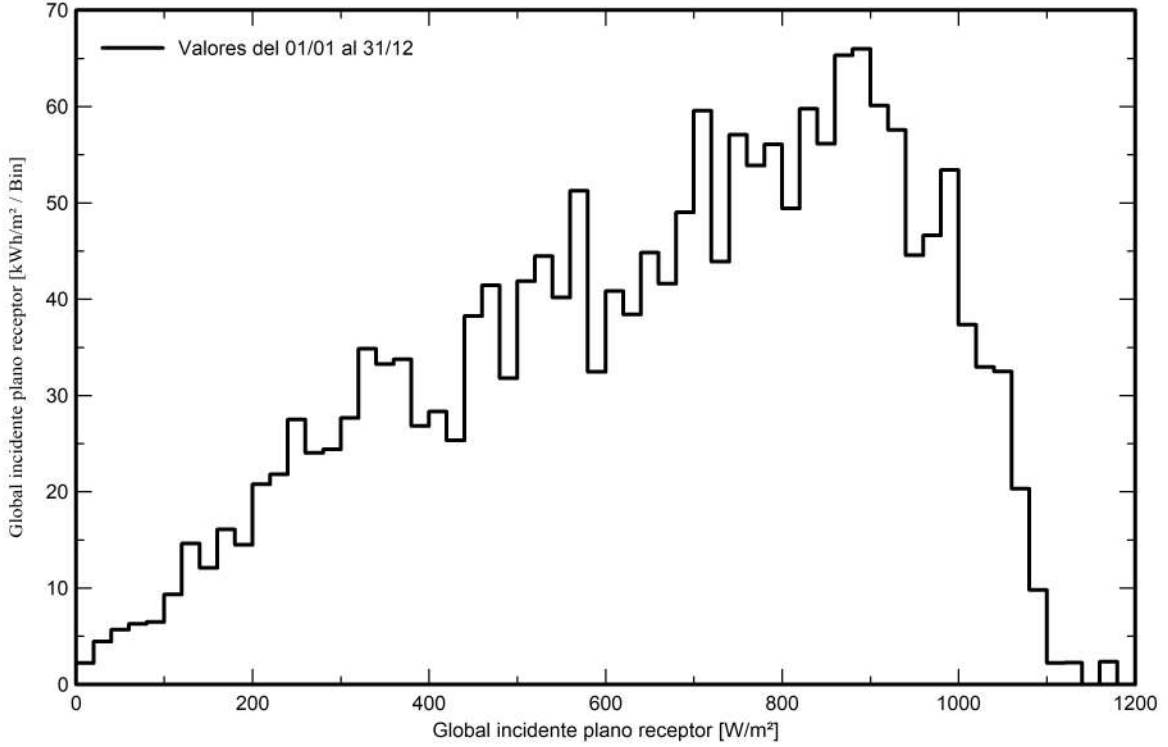
Producción normalizada y factores de pérdida



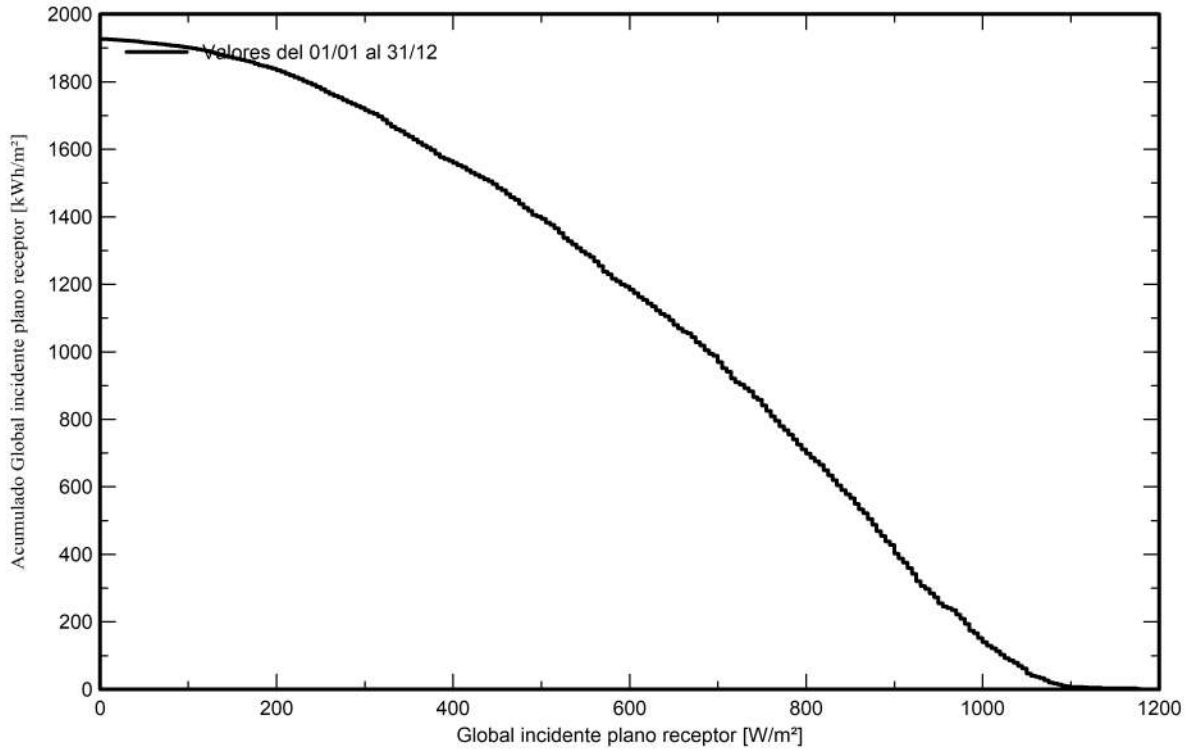


Gráficos predefinidos

Distribución de irradiación incidente



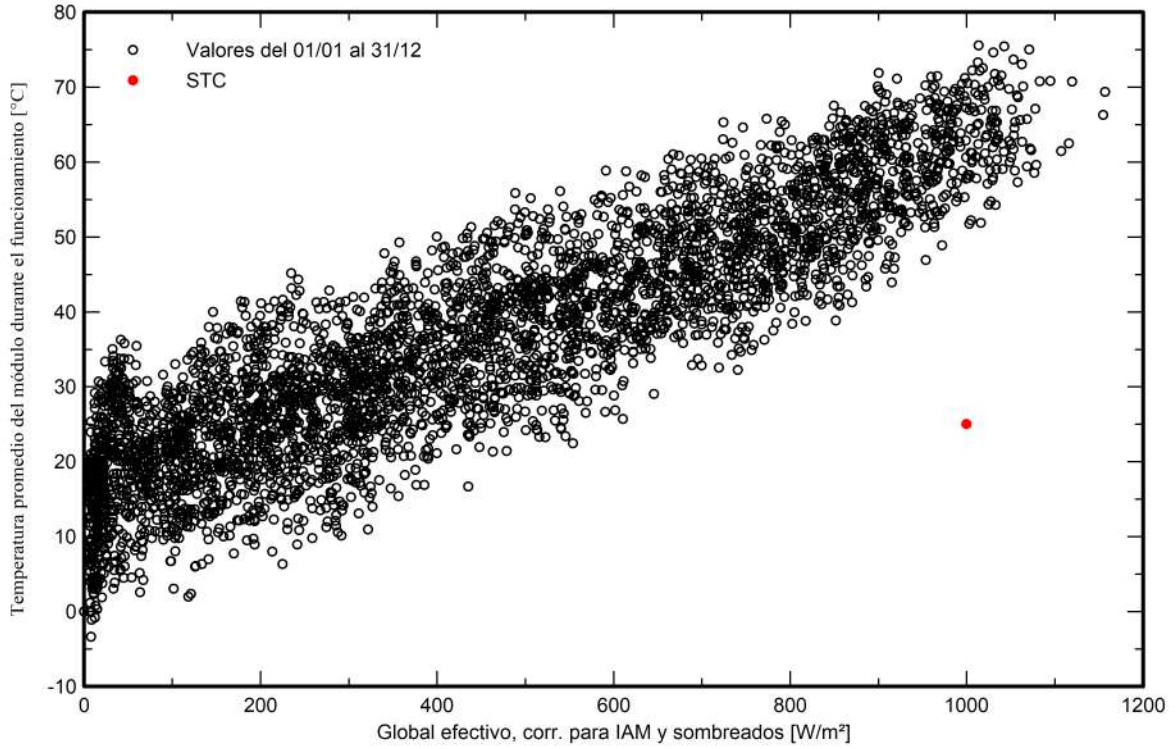
Cola de distribución de irradiación incidente



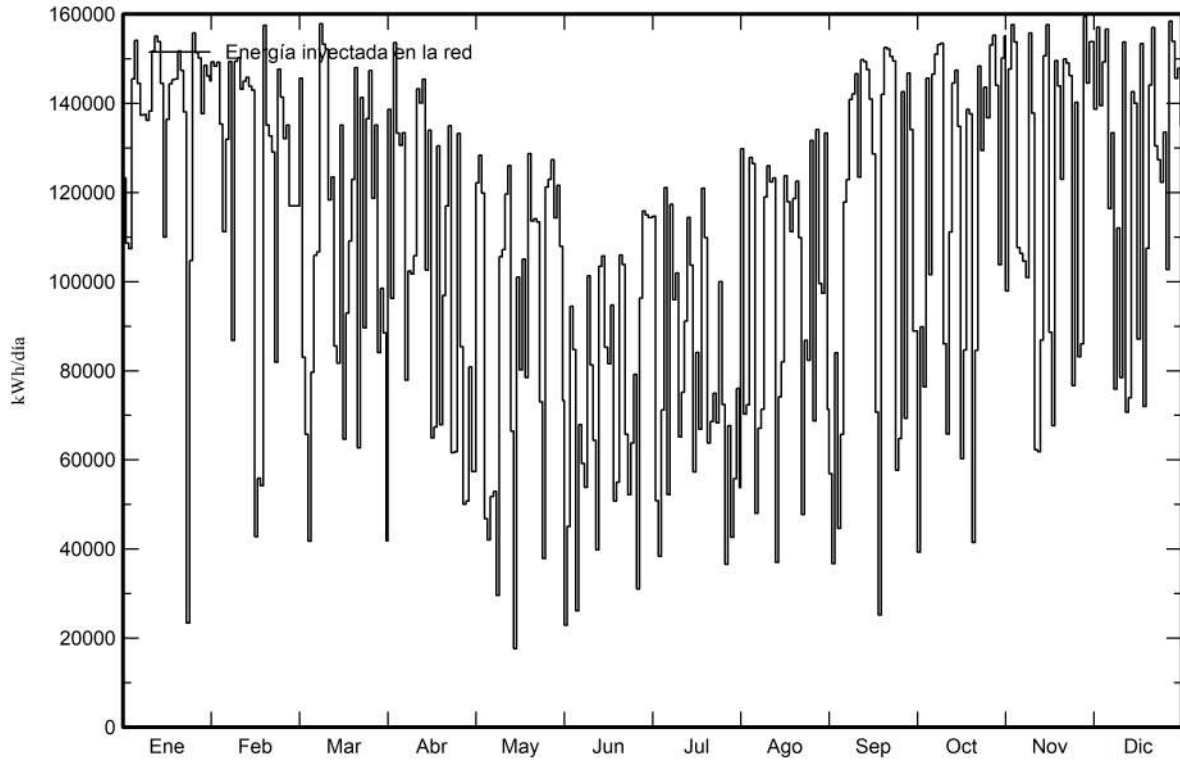


Gráficos predefinidos

Temperatura del conjunto vs irradiancia efectiva



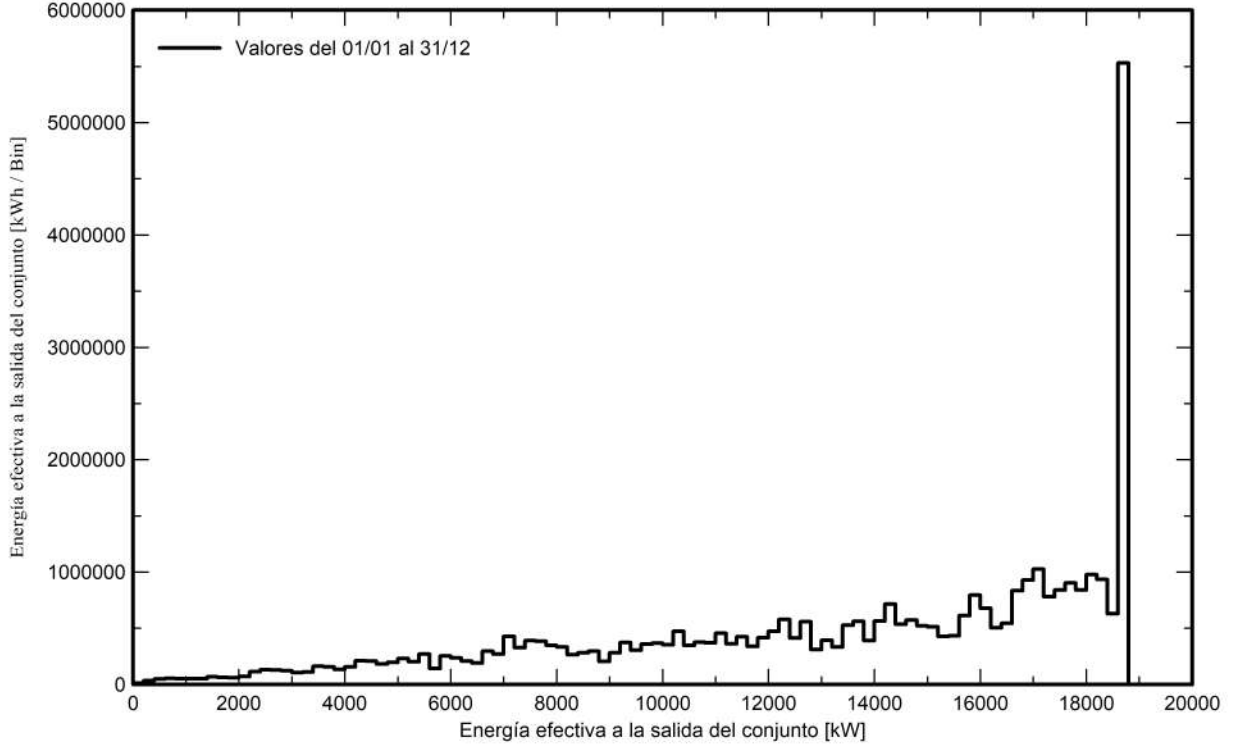
Energía diaria a la salida del sistema



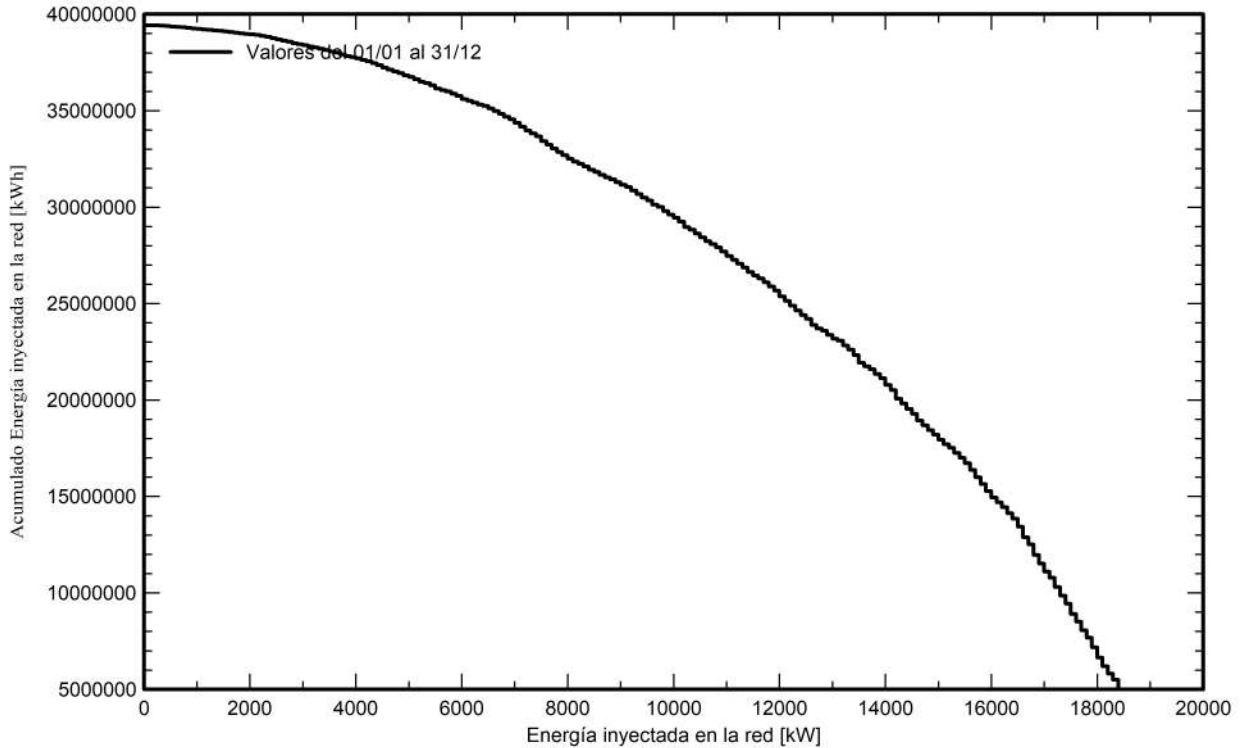


Gráficos predefinidos

Distribución de la potencia del conjunto



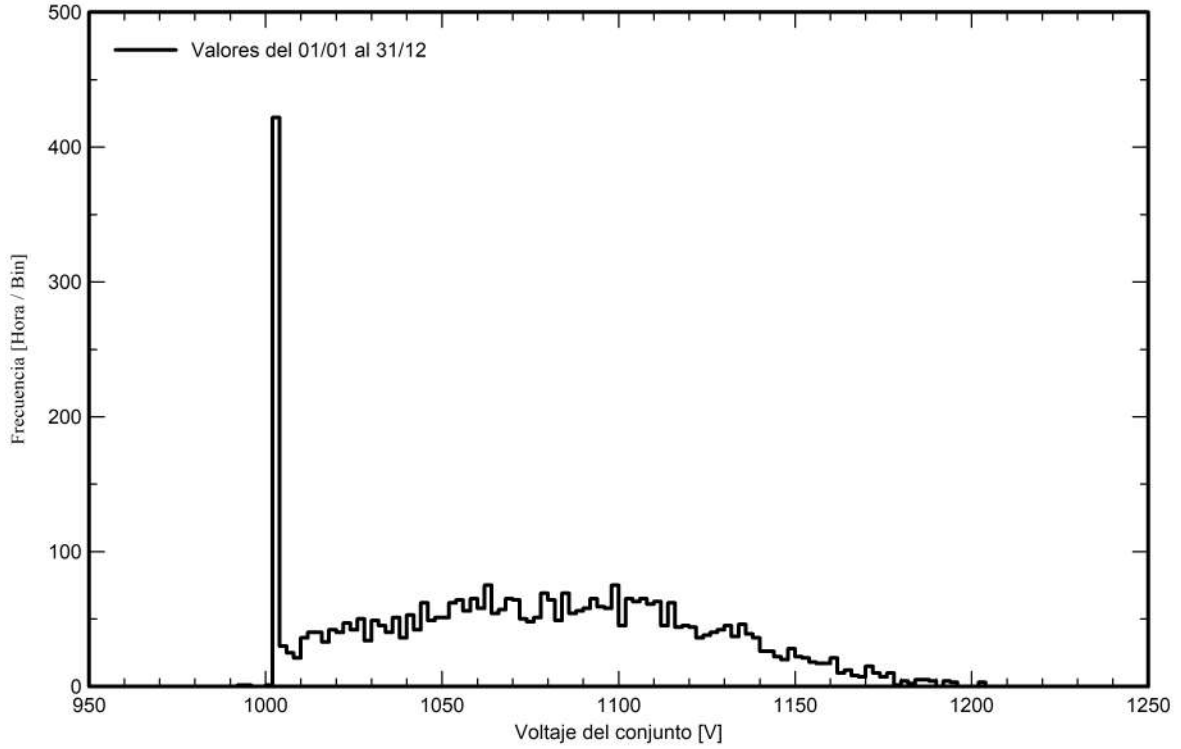
Distribución de cola de potencia de salida del sistema



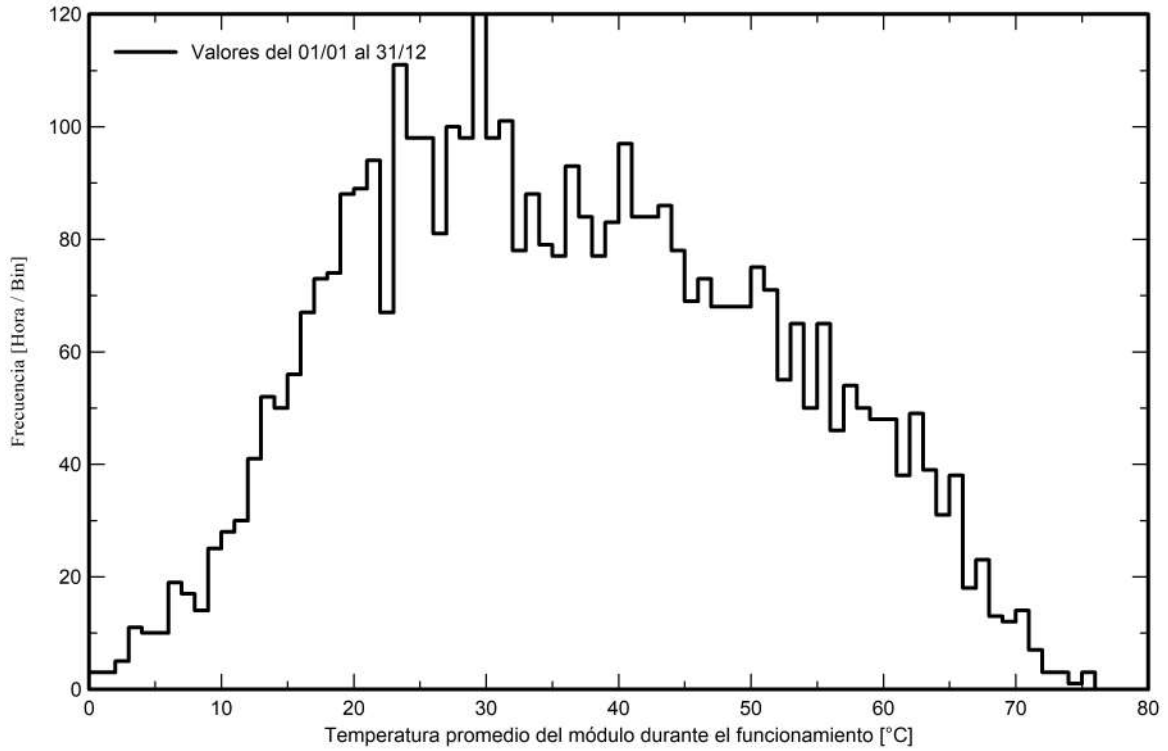


Gráficos predefinidos

Distribución del voltaje del conjunto



Distribución de la temperatura del conjunto durante la ejecución





Evaluación P50 - P90

Datos meteo

Fuente Meteonorm 8.0 (1997-2007), Sat=100%
Tipo Promedios mensuales
Sintético - Promedio multianual
Variabilidad año a año (Varianza) 3.9 %

Desviación especificada

Cambio climático 0.0 %

Variabilidad global (meteo y sistema)

Variabilidad (Suma cuadrática) 4.3 %

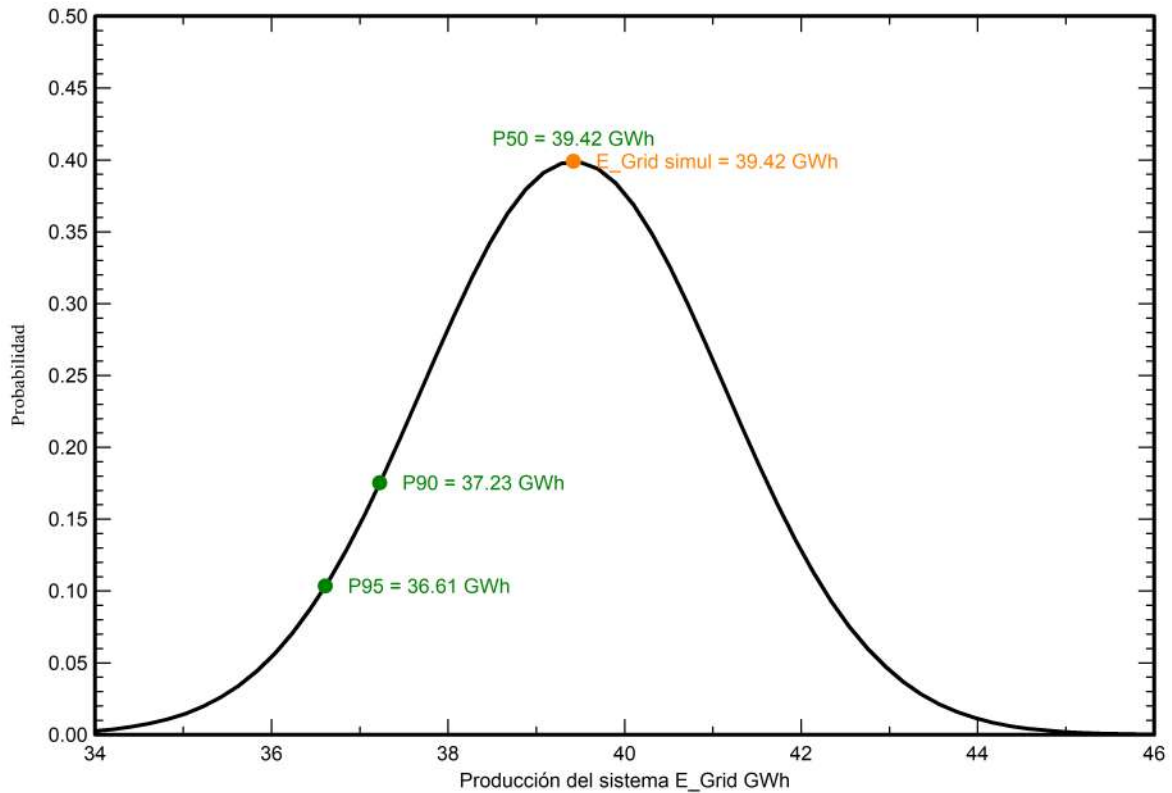
Incertidumbres sobre la simulación y los parámetros

Modelado/parámetros del módulo FV 1.0 %
Incertidumbre eficiencia inversor 0.5 %
Incertidumbres de suciedad y desajuste 1.0 %
Incertidumbre de degradación 1.0 %

Probabilidad de producción anual

Variabilidad 1.71 GWh
P50 39.42 GWh
P90 37.23 GWh
P95 36.61 GWh

Distribución de probabilidad





PVsyst V7.2.13

VCO, Fecha de simulación:
11/04/22 09:45
con v7.2.13

Balance de emisiones de CO₂

Total: 219958.8 tCO₂

Emisiones generadas

Total: 42051.40 tCO₂

Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla:

Emisiones reemplazadas

Total: 287776.1 tCO₂

Sistema de producción: 39421.39 MWh/año

Emisiones del ciclo de vida de la red: 365 gCO₂/kWh

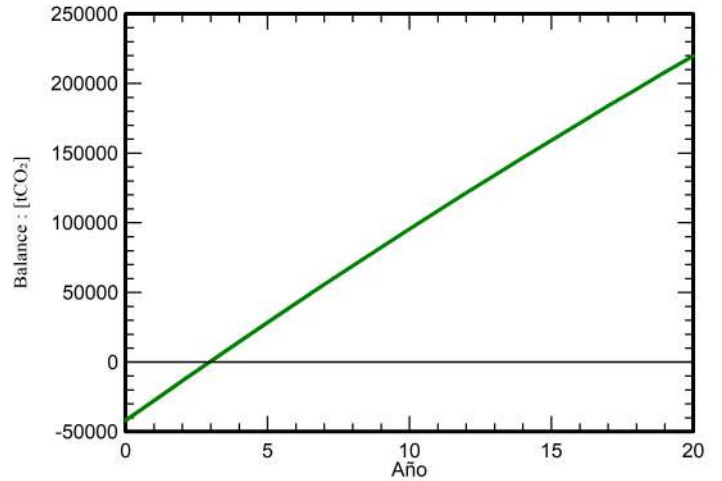
Fuente: Lista IEA

País: Argentina

Toda la vida: 20 años

Degradación anual: 1.0 %

Emisión de CO₂ ahorrada vs tiempo



Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema

Artículo	LCE	Cantidad	Subtotal
			[kgCO ₂]
Módulos	1713 kgCO ₂ /kWp	23928 kWp	40981416
Soportes	2.43 kgCO ₂ /kg	439040 kg	1068865
Inversores	280 kgCO ₂ /unidades	4.00 unidades	1118

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Realico

Variante: Tracker

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 23.93 MWp

Realicó - Argentina

Autor(a)

Alcaal Renovables (Argentina)





Proyecto: Realico

Variante: Tracker

PVsyst V7.2.11

VC1, Fecha de simulación:
20/02/22 16:34
con v7.2.11

Alcaal Renovables (Argentina)

Resumen del proyecto

Sitio geográfico Realicó Argentina	Situación Latitud -35.06 °S Longitud -64.24 °W Altitud 184 m Zona horaria UTC-3	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo Realicó Meteonorm 8.0 (1997-2007), Sat=100% - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red Orientación campo FV Plano de rastreo, eje horizontal N-S Azimut del eje 0 °	Sin escena 3D definida, sin sombras Sombreados cercanos Sin sombreados	Necesidades del usuario Carga ilimitada (red)
Información del sistema Conjunto FV Núm. de módulos 43904 unidades Pnom total 23.93 MWp	Inversores Núm. de unidades 4 unidades Pnom total 18.40 MWca Proporción Pnom 1.300	

Resumen de resultados

Energía producida 48 GWh/año	Producción específica 2005 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 86.24 %
Energía aparente 50512 MVAh		

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Resultados principales	4
Diagrama de pérdida	5
Gráficos especiales	6
Evaluación P50 - P90	7



Parámetros generales

Sistema conectado a la red	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	Configuración de rastreadores	Modelos usados
Orientación	Sin escena 3D definida	Transposición Perez
Plano de rastreo, eje horizontal N-S		Difuso Perez, Meteonorm
Azimut del eje 0 °		Circunsolar separado
Horizonte	Sombreados cercanos	Necesidades del usuario
Horizonte libre	Sin sombreados	Carga ilimitada (red)
Punto de inyección de red		
Factor de potencia		
Cos(phi) (principal) 0.950		

Características del conjunto FV

Módulo FV	Inversor
Fabricante Suntech	Fabricante SMA
Modelo STP545S-C72/Vmh_1500V_20V02	Modelo Sunny Central 4600 UP
(Definición de parámetros personalizados)	(Definición de parámetros personalizados)
Unidad Nom. Potencia 545 Wp	Unidad Nom. Potencia 4600 kWca
Número de módulos FV 43904 unidades	Número de inversores 4 unidades
Nominal (STC) 23.93 MWp	Potencia total 18400 kWca
Módulos 1568 Cadenas x 28 En series	Voltaje de funcionamiento 1003-1325 V
En cond. de funcionam. (50°C)	Proporción Pnom (CC:CA) 1.30
Pmpp 21.85 MWp	
U mpp 1043 V	
I mpp 20953 A	
Potencia FV total	Potencia total del inversor
Nominal (STC) 23928 kWp	Potencia total 18400 kWca
Total 43904 módulos	Número de inversores 4 unidades
Área del módulo 113465 m²	Proporción Pnom 1.30
Área celular 104695 m²	

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida térmica	Pérdidas de cableado CC	Pérdida de calidad módulo						
Temperatura módulo según irradiancia	Res. conjunto global 0.82 mΩ	Frac. de pérdida -0.8 %						
Uc (const) 20.0 W/m²K	Frac. de pérdida 1.5 % en STC							
Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s								
Pérdidas de desajuste de módulo	Pérdidas de desajuste de cadenas							
Frac. de pérdida 2.0 % en MPP	Frac. de pérdida 0.1 %							
Factor de pérdida IAM								
Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.981	0.946	0.920	0.857	0.707	0.000

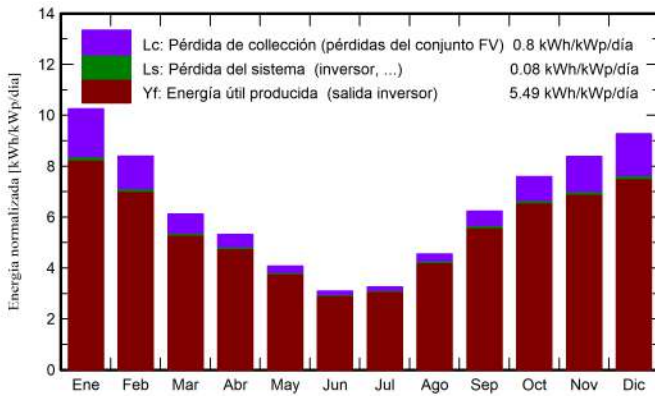


Resultados principales

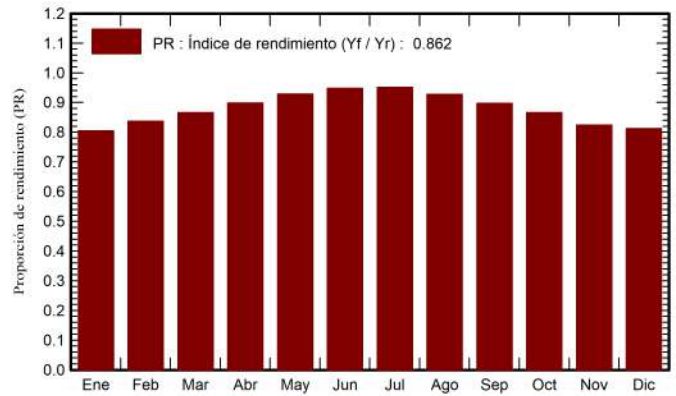
Producción del sistema

Energía producida (P50) 48 GWh/año Producción específica (P50) 2005 kWh/kWp/año Proporción de rendimiento (PR) 86.24 %
 Energía producida (P90) 45.3 GWh/año Producción específica (P90) 1894 kWh/kWp/año
 Energía producida (P95) 44.6 GWh/año Producción específica (P95) 1862 kWh/kWp/año
 Energía aparente 50512 MVAh

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	GWh	GWh	proporción
Enero	232.0	81.11	24.33	318.1	317.3	6.217	6.126	0.805
Febrero	175.4	69.58	22.63	235.2	234.5	4.779	4.710	0.837
Marzo	145.0	68.69	20.20	190.0	189.1	3.994	3.937	0.866
Abril	114.5	46.83	16.18	159.6	159.0	3.480	3.431	0.898
Mayo	87.0	31.05	12.21	126.3	125.8	2.846	2.807	0.928
Junio	65.5	29.34	8.63	92.9	92.2	2.136	2.106	0.947
Julio	73.7	35.98	7.81	100.9	100.2	2.328	2.296	0.951
Agosto	101.9	40.00	10.28	141.3	140.8	3.182	3.137	0.928
Septiembre	133.8	46.34	13.12	187.1	186.5	4.077	4.017	0.897
Octubre	172.6	69.12	16.88	235.2	234.4	4.946	4.874	0.866
Noviembre	190.7	77.58	20.16	251.4	250.5	5.033	4.959	0.824
Diciembre	218.0	91.09	23.22	287.4	286.4	5.668	5.586	0.812
Año	1710.1	686.70	16.27	2325.5	2316.4	48.685	47.986	0.862

Leyendas

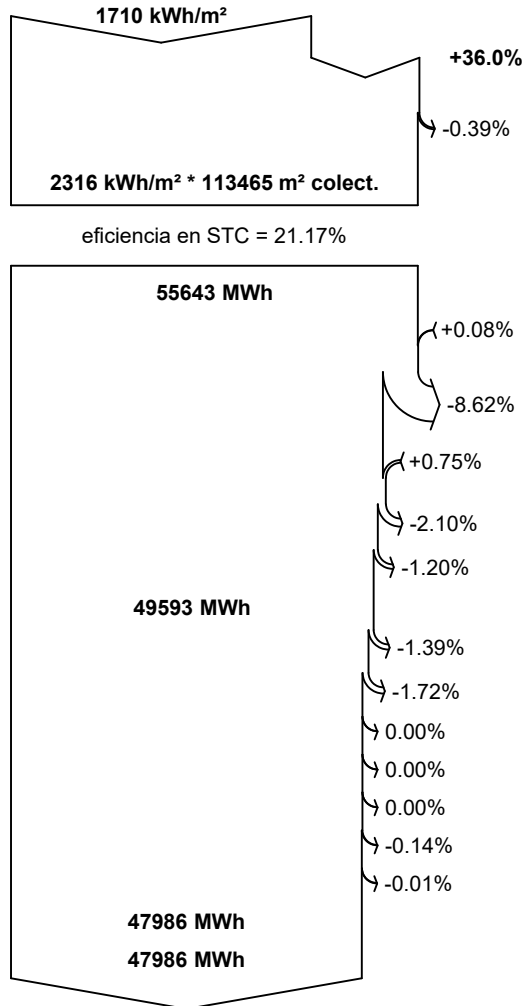
GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		



PVsyst V7.2.11

VC1, Fecha de simulación:
20/02/22 16:34
con v7.2.11

Diagrama de pérdida



eficiencia en STC = 21.17%

15772 MVAR
50512 MVA

Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Factor IAM en global

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Pérdida calidad de módulo

Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Consumo nocturno

Energía disponible en la salida del inversor

Energía activa inyectada en la red

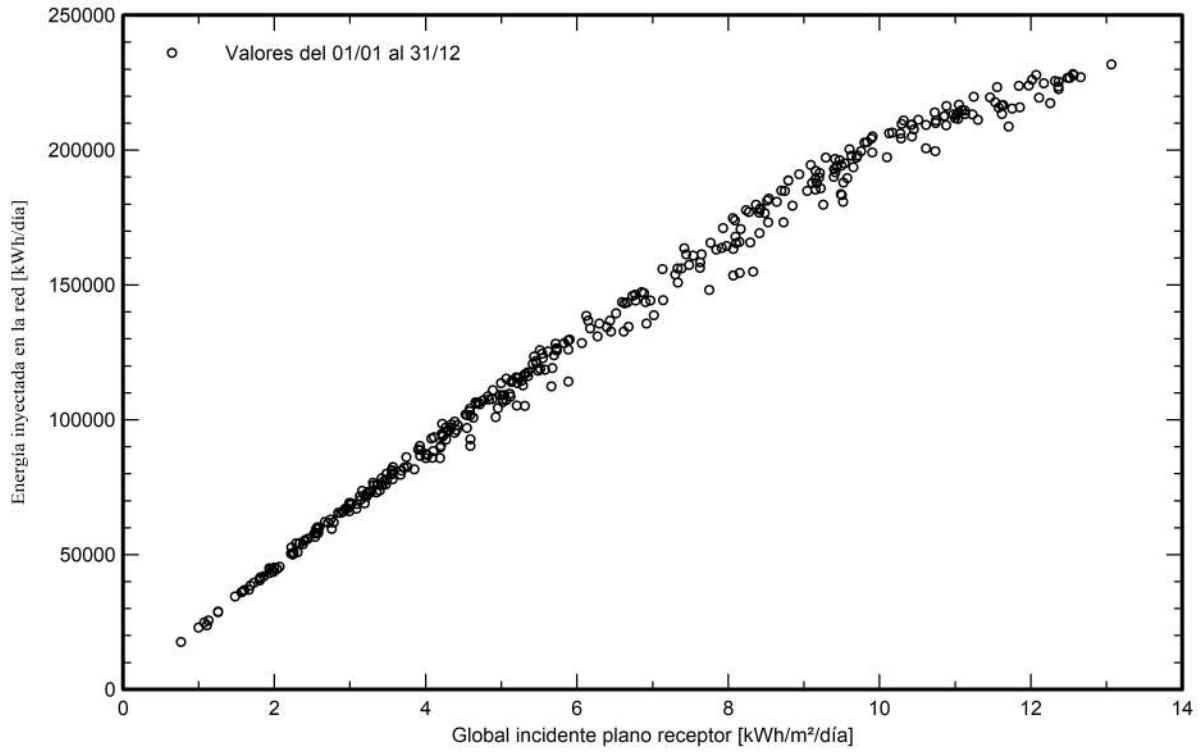
Energía reactiva a la red: Cos(phi) prom. = 0.950

Energía aparente a la red

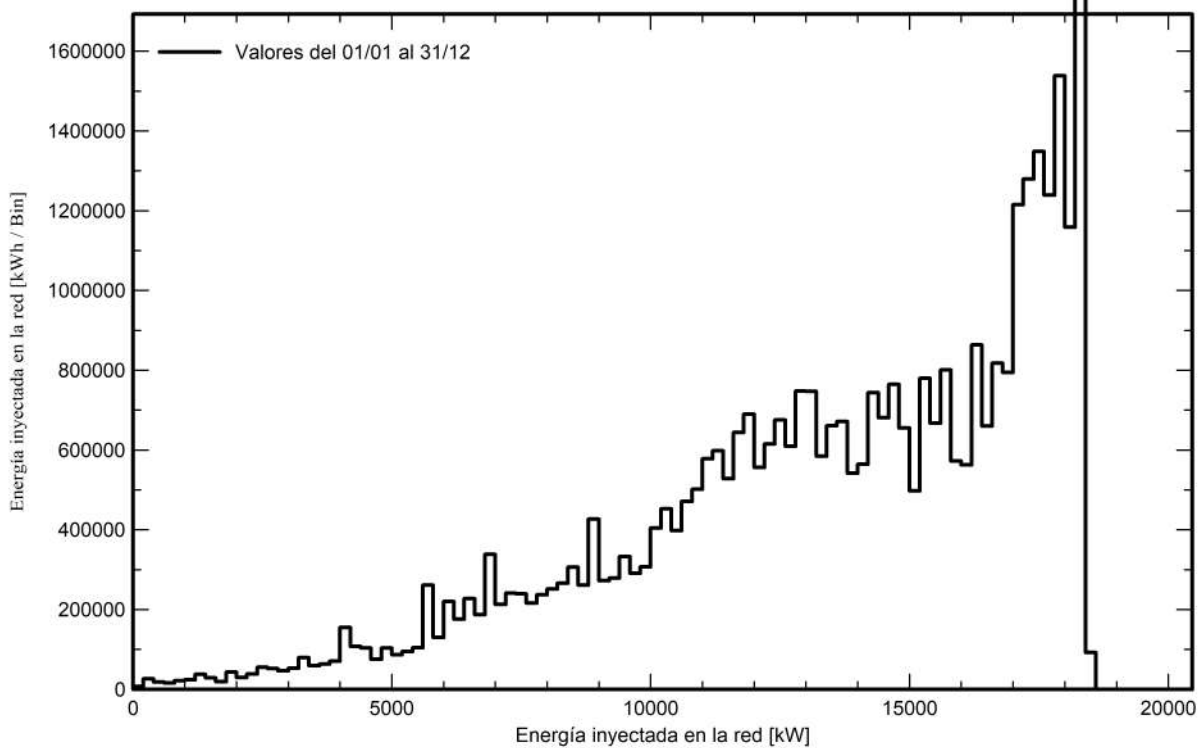


Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





Evaluación P50 - P90

Datos meteo

Fuente Meteororm 8.0 (1997-2007), Sat=100%
Tipo Promedios mensuales
Sintético - Promedio multianual
Variabilidad año a año(Varianza) 3.9 %

Desviación especificada

Cambio climático 0.0 %

Variabilidad global (meteo y sistema)

Variabilidad (Suma cuadrática) 4.3 %

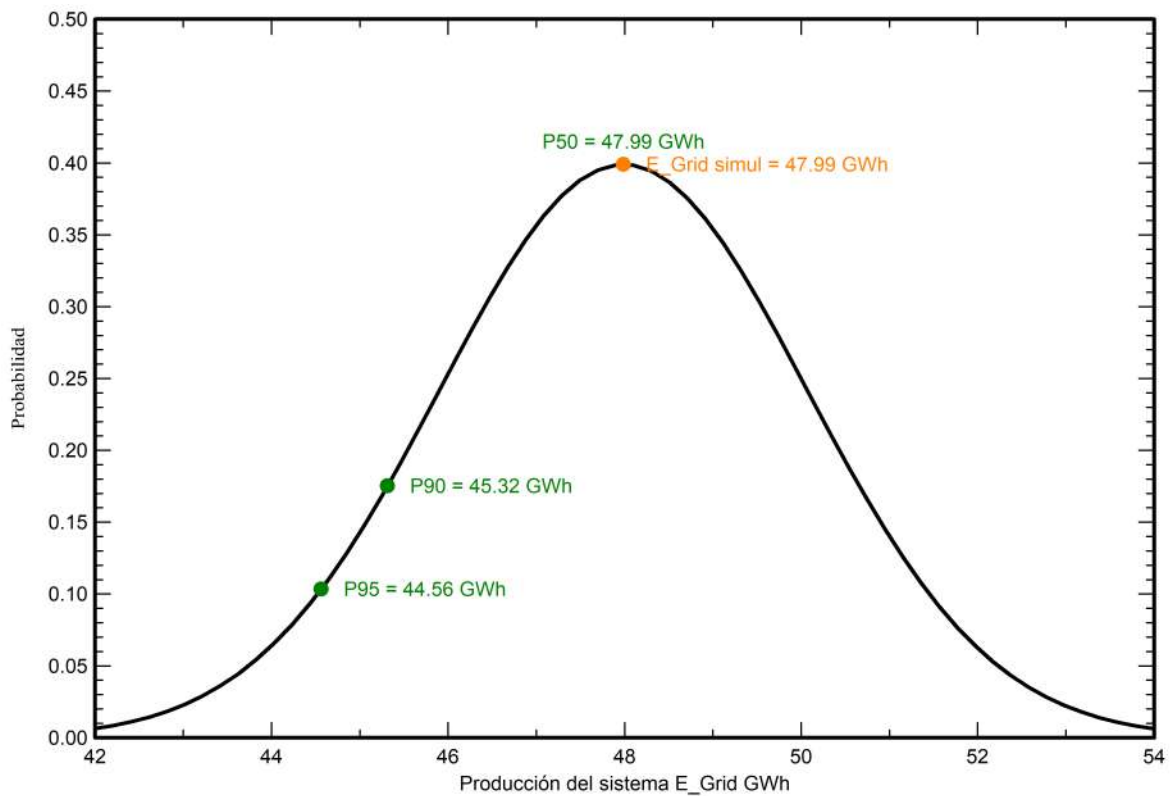
Incertidumbres sobre la simulación y los parámetros

Modelado/parámetros del módulo FV 1.0 %
Incertidumbre eficiencia inversor 0.5 %
Incertidumbres de suciedad y desajuste 1.0 %
Incertidumbre de degradación 1.0 %

Probabilidad de producción anual

Variabilidad 2.08 GWh
P50 47.99 GWh
P90 45.32 GWh
P95 44.56 GWh

Distribución de probabilidad



Anexo 2: Reporte de Producción Energética Eólica

PARQUE EÓLICO REALICO - LA PAMPA

Análisis de Aerogeneradores

PROJECT SITE: Realico

Project Site - Wind Parameters						
Elevation	Avg. Wind Speed	Avg. TI	Weibull Scale	Weibull Shape		Shear Coeff.
100 m	8,13 m/s	9,00%	9,18	2,34		0,23
110 m						Air Density
120 m	8,48 m/s	9,00%	9,58	2,20		1,18
130 m						

104,13 GWh/yr

Wind Turbine Parameters							
FABRICANTE	MODELO	POTENCIA PLACA	DIAMETRO ROTOR	ALTURA BUJE	PERDIDAS SISTEMA	FACTOR DE PLANTA NETO (P50)	AEP neta (P50)
VESTAS	V150-4.2	4,30 MW	150 m	120 m	15,0%	46,1%	17,36 GWh/yr
WEG	AGW-147-4.0	4,00 MW	147 m	120 m	15,0%	46,1%	16,15 GWh/yr
AXIONA	AWP-132-3.465	3,47 MW	132 m	120 m	15,0%	45,9%	13,94 GWh/yr
NORDEX	N149-4.5	4,50 MW	149 m	120 m	15,0%	45,9%	18,08 GWh/yr
ENERCON	E147-4.3	4,36 MW	147 m	120 m	15,0%	44,0%	16,79 GWh/yr
GOLDWIND	GW155-4.2	4,20 MW	155 m	120 m	15,0%	47,7%	17,57 GWh/yr

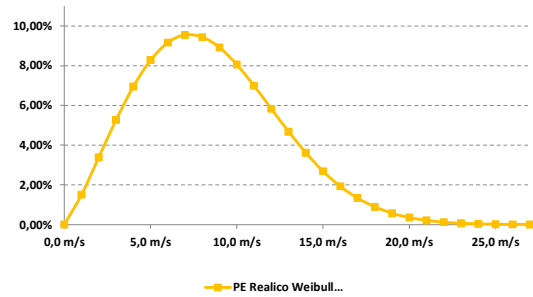
PARQUE EÓLICO REALICO - LA PAMPA

Feasibility Study - Wind Speed - Probability Density Functions

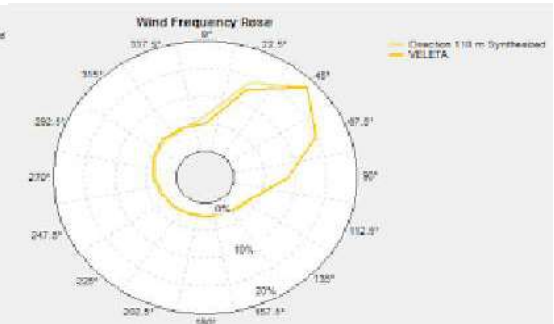
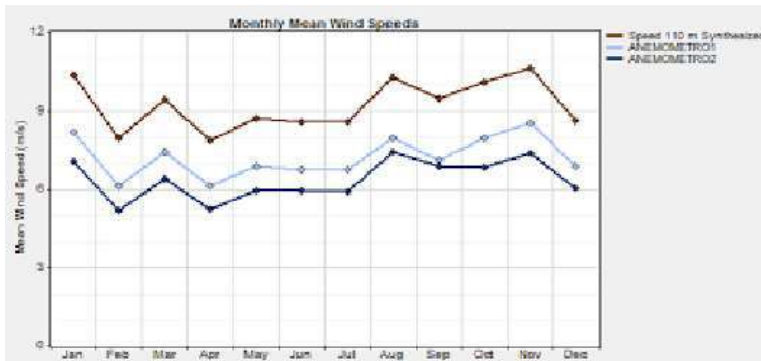
Weibull	Realico			
	110 m	100 m	120 m	130 m
Height	110 m	100 m	120 m	130 m
Scale Factor - c	9,69	9,18	9,58	10,22
Shape Factor - k	2,27	2,34	2,20	2,21
extrap. Coeff. - n	0,1699			
Avg wind Speed	8,58 m/s	8,13 m/s	8,48 m/s	9,05 m/s

hr	
110	9,87
	2,36

v (m/s)	PE Realico Weibull @110m	PE Realico Weibull @100m	PE Realico Weibull @120m	PE Realico Weibull @130m
0,0 m/s	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
1,0 m/s	1,30%	1,30%	1,51%	1,29%
2,0 m/s	3,07%	3,22%	3,39%	2,92%
3,0 m/s	4,93%	5,29%	5,27%	4,59%
4,0 m/s	6,66%	7,26%	6,96%	6,13%
5,0 m/s	8,09%	8,87%	8,29%	7,41%
6,0 m/s	9,10%	9,96%	9,16%	8,34%
7,0 m/s	9,61%	10,43%	9,54%	8,87%
8,0 m/s	9,61%	10,27%	9,44%	8,98%
9,0 m/s	9,16%	9,55%	8,91%	8,71%
10,0 m/s	8,33%	8,43%	8,06%	8,12%
11,0 m/s	7,25%	7,06%	6,99%	7,29%
12,0 m/s	6,05%	5,62%	5,83%	6,31%
13,0 m/s	4,85%	4,25%	4,68%	5,28%
14,0 m/s	3,73%	3,06%	3,62%	4,26%
15,0 m/s	2,75%	2,10%	2,69%	3,33%
16,0 m/s	1,95%	1,37%	1,93%	2,52%
17,0 m/s	1,33%	0,85%	1,34%	1,84%
18,0 m/s	0,87%	0,50%	0,89%	1,30%
19,0 m/s	0,55%	0,28%	0,57%	0,89%
20,0 m/s	0,33%	0,15%	0,36%	0,59%
21,0 m/s	0,19%	0,08%	0,21%	0,38%
22,0 m/s	0,11%	0,04%	0,12%	0,24%
23,0 m/s	0,06%	0,02%	0,07%	0,14%
24,0 m/s	0,03%	0,01%	0,04%	0,08%
25,0 m/s	0,01%	0,00%	0,02%	0,05%
26,0 m/s	0,01%	0,00%	0,01%	0,03%
27,0 m/s	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%
CHECK	1,00	1,00	1,00	1,00



WINDOGRAPHER - AWS TRUEPOWER SUMMARY



REFERENCES

[1] C. G. Justus and A. Mikhail, "Height variation of wind speed and wind distribution statistics," *Geophysical Research Letters*, vol. 3, pp. 261–264, 1967

[2] **Methods to extrapolate wind resource to the turbine hub height based on power law: A 1-h wind speed vs. Weibull distribution extrapolation comparison**

Giovanni Gualtieri^{a,*}, Sauro Secci^b

^aNational Research Council Institute for biometeorology (CNR-IBIMET), Via Caproni 8, 50145 Firenze, Italy
^bFest Impianti Srl, Via Codacci di Cefalonia, 31 – 50127 Firenze, Italy

[3] **Análisis del Potencial de Generación Eléctrica en el Corredor Eólico Sur de la Provincia de Córdoba**

2.4. *The Weibull wind speed distribution extrapolation*

Both PL and LogL models have been developed based on "instantaneous" (e.g., 1-min or, more generally, 1-h averaged) and simultaneous wind speeds v_1 and v_2 . However, Justus and Mikhail [15] suggested being more useful to deal with the full range of wind speed, as required to specify the wind speed probability distribution. They demonstrated the PL relationship between "instantaneous" wind profiles (Eq. (1)) to be consistent with the height variation of the Weibull wind speed distribution, at least under the assumption of heights below 100 m and a fairly level terrain (though over a wide range of z_0) [5]. Thus, if $p(v_1)$ is known at reference height h_1 , then $p(v_2)$ at any other height h_2 may be derived. In other words, if c_1 and k_1 Weibull functions are known at some anemometer height h_1 , then the values of c_2 and k_2 at any desired height h_2 (e.g., the turbine hub height) can be assessed by:

$$c_2 = c_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^n \quad (17)$$

$$k_2 = k_1 \frac{1 - 0.0881 \ln(h_1/h_r)}{1 - 0.0881 \ln(h_2/h_r)} \quad (18)$$

where h_r is a reference height of 10 m and the exponent n was empirically found to be:

$$n = \frac{0.37 - 0.0881 \ln(c_1)}{1 - 0.0881 \ln(h_1/h_r)} \quad (19)$$

PARQUE EÓLICO REALICO - LA PAMPA

Feasibility Study - Wind Speed Profile

Power Law 0,23 1/4,34782608695652 assumed - derived from measurements near site

H_interval 5 m

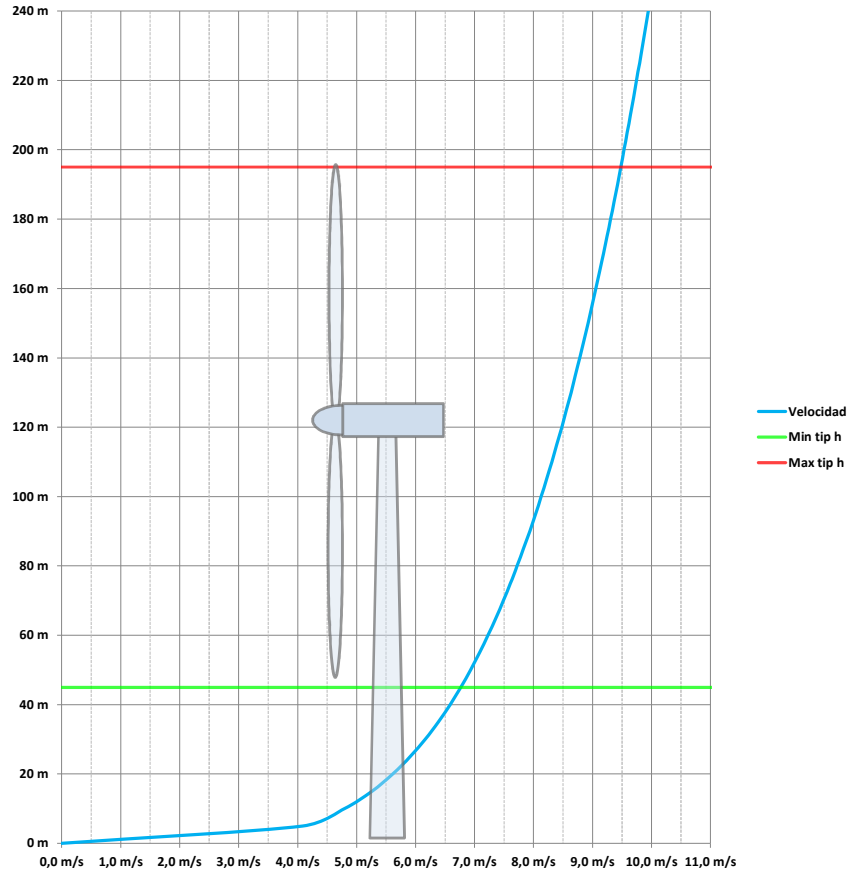
Height	Velocidad
0 m	0,0 m/s
5 m	4,1 m/s
10 m	4,8 m/s
15 m	5,3 m/s
20 m	5,6 m/s
25 m	5,9 m/s
30 m	6,2 m/s
35 m	6,4 m/s
40 m	6,6 m/s
45 m	6,8 m/s
50 m	6,9 m/s
55 m	7,1 m/s
60 m	7,2 m/s
65 m	7,4 m/s
70 m	7,5 m/s
75 m	7,6 m/s
80 m	7,7 m/s
85 m	7,8 m/s
90 m	7,9 m/s
95 m	8,0 m/s
100 m	8,1 m/s
105 m	8,2 m/s
110 m	8,3 m/s
115 m	8,4 m/s
120 m	8,5 m/s
125 m	8,6 m/s
130 m	8,6 m/s
135 m	8,7 m/s
140 m	8,8 m/s
145 m	8,9 m/s
150 m	8,9 m/s
155 m	9,0 m/s
160 m	9,1 m/s
165 m	9,1 m/s
170 m	9,2 m/s
175 m	9,2 m/s
180 m	9,3 m/s
185 m	9,4 m/s
190 m	9,4 m/s
195 m	9,5 m/s
200 m	9,5 m/s
205 m	9,6 m/s
210 m	9,6 m/s
215 m	9,7 m/s
220 m	9,7 m/s
225 m	9,8 m/s
230 m	9,8 m/s
235 m	9,9 m/s
240 m	9,9 m/s
245 m	10,0 m/s
250 m	10,0 m/s
255 m	10,1 m/s
260 m	10,1 m/s
265 m	10,2 m/s
270 m	10,2 m/s
275 m	10,3 m/s
280 m	10,3 m/s
285 m	10,3 m/s
290 m	10,4 m/s
295 m	10,4 m/s
300 m	10,5 m/s
305 m	10,5 m/s
310 m	10,5 m/s
315 m	10,6 m/s
320 m	10,6 m/s
325 m	10,7 m/s
330 m	10,7 m/s
335 m	10,7 m/s
340 m	10,8 m/s
345 m	10,8 m/s
350 m	10,8 m/s
355 m	10,9 m/s
360 m	10,9 m/s
365 m	11,0 m/s
370 m	11,0 m/s
375 m	11,0 m/s
380 m	11,1 m/s
385 m	11,1 m/s
390 m	11,1 m/s
395 m	11,2 m/s
400 m	11,2 m/s
405 m	11,2 m/s
410 m	11,2 m/s
415 m	11,3 m/s
420 m	11,3 m/s
425 m	11,3 m/s

v_ref	8,13 m/s
h_ref	100 m

v_hub	8,48 m/s
h_hub	120 m

RD	150 m
----	-------

Perfil Vertical de Velocidad de Viento



	Min tip h	Max tip h
0,00 m/s	45 m	195 m
2,00 m/s	45 m	195 m
4,00 m/s	45 m	195 m
6,00 m/s	45 m	195 m
8,00 m/s	45 m	195 m
10,00 m/s	45 m	195 m
12,00 m/s	45 m	195 m

V150-4.2 Power Curve, Power Optimized Mode PO1/PO1-0S														
Wind speed [m/s]	Air density [kg/m ³]													
	1,225	0,95	0,975	1,0	1,025	1,05	1,075	1,1	1,125	1,15	1,175	1,2	1,25	1,275
3,0	81	51	54	57	60	62	65	68	70	73	76	79	84	87
3,5	172	123	127	132	136	141	145	150	154	159	163	168	177	181
4,0	285	210	217	224	231	238	244	251	258	265	272	278	292	299
4,5	424	318	328	337	347	357	366	376	386	395	405	415	434	444
5,0	597	452	465	478	492	505	518	531	544	557	571	584	610	623
5,5	809	616	633	651	669	686	704	721	739	757	774	792	827	844
6,0	1062	813	835	858	881	904	926	949	972	995	1017	1040	1085	1108
6,5	1361	1045	1074	1103	1131	1160	1189	1218	1247	1275	1304	1332	1389	1418
7,0	1709	1317	1353	1389	1425	1461	1496	1532	1568	1603	1639	1674	1744	1779
7,5	2101	1628	1671	1715	1758	1802	1845	1888	1931	1974	2016	2058	2143	2185
8,0	2545	1982	2034	2086	2137	2189	2240	2292	2343	2394	2444	2494	2594	2644
8,5	3014	2375	2435	2496	2556	2616	2674	2732	2790	2848	2904	2959	3067	3120
9,0	3458	2791	2856	2921	2986	3052	3112	3172	3232	3292	3348	3403	3510	3562
9,5	3807	3180	3246	3312	3377	3443	3499	3556	3613	3669	3715	3761	3845	3884
10,0	4038	3543	3602	3662	3722	3781	3824	3866	3909	3951	3980	4009	4059	4079
10,5	4143	3842	3884	3926	3969	4012	4035	4059	4083	4107	4119	4131	4150	4158
11,0	4191	4055	4078	4100	4122	4145	4154	4162	4171	4180	4184	4187	4193	4195
11,5	4199	4152	4160	4168	4176	4185	4188	4190	4193	4196	4197	4198	4199	4200
12,0	4200	4185	4188	4191	4194	4198	4198	4199	4199	4200	4200	4200	4200	4200
12,5	4200	4197	4197	4198	4199	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
13,0	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
13,5	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
14,0	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
14,5	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
15,0	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
15,5	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
16,0	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
16,5	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
17,0	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
17,5	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
18,0	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
18,5	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
19,0	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
19,5	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
20,0	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
20,5	4186	4186	4186	4186	4186	4186	4186	4186	4186	4186	4186	4186	4186	4186
21,0	3870	3870	3870	3870	3870	3870	3870	3870	3870	3870	3870	3870	3870	3870
21,5	3373	3373	3373	3373	3373	3373	3373	3373	3373	3373	3373	3373	3373	3373
22,0	2745	2745	2745	2745	2745	2745	2745	2745	2745	2745	2745	2745	2745	2744
22,5	2154	2154	2154	2154	2154	2154	2154	2154	2154	2154	2154	2154	2154	2154
23,0	1805	1805	1805	1805	1805	1805	1805	1805	1805	1805	1805	1805	1805	1805
23,5	1526	1526	1526	1526	1526	1526	1526	1526	1526	1526	1526	1526	1526	1526
24,0	1283	1283	1283	1283	1283	1283	1283	1283	1283	1283	1283	1283	1283	1283
24,5	1116	1116	1116	1116	1116	1116	1116	1116	1116	1116	1116	1116	1116	1116

Table 7-1: Power curve, Power Optimized Mode PO1/PO1-0S

AGW147-4.0 PC Power Curve, POTENCIA INSTANTANEA [kW]

Vel. Viento [m/s]	Densidad promedio del aire [kg/m³]							
	1,225	1,20	1,180	1,2	1,140	1,12	1,090	1,1
3,0	52	50	48	46	45	43	40	37
3,5	137	133	130	126	123	119	114	109
4,0	245	239	234	229	225	220	212	204
4,5	375	367	360	354	347	341	330	320
5,0	537	526	517	508	499	489	475	461
5,5	736	721	709	697	684	672	652	633
6,0	974	954	939	923	906	890	865	840
6,5	1254	1229	1209	1188	1168	1147	1115	1083
7,0	1579	1548	1523	1497	1471	1445	1405	1365
7,5	1947	1909	1879	1848	1816	1785	1736	1687
8,0	2362	2317	2280	2242	2205	2167	2109	2049
8,5	2836	2781	2736	2691	2645	2599	2528	2457
9,0	3245	3195	3154	3112	3071	3028	2964	2898
9,5	3576	3533	3498	3463	3427	3391	3336	3280
10,0	3797	3767	3742	3717	3692	3667	3628	3589
10,5	3903	3888	3875	3863	3850	3837	3818	3798
11,0	3950	3943	3937	3931	3926	3920	3911	3901
11,5	3979	3974	3971	3967	3963	3959	3954	3948
12,0	4000	3997	3994	3991	3988	3985	3981	3976
12,5	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
13,0	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
13,5	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
14,0	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
14,5	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
15,0	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
15,5	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
16,0	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
16,5	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
17,0	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
17,5	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
18,0	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
18,5	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
19,0	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
19,5	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
20,0	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000

AWP-132-3.465 CURVA DE POTENCIA / POWER CURVE VALUES

Hub wind speed [m/s]	Potencia / Power (kW)									
	1.225 (kg/m ³)	1.03 (kg/m ³)	1.06 (kg/m ³)	1.09 (kg/m ³)	1.12 (kg/m ³)	1.15 (kg/m ³)	1.18 (kg/m ³)	1.21 (kg/m ³)	1.24 (kg/m ³)	1.27 (kg/m ³)
3	36	23	24	26	27	29	32	35	37	40
3,5	98	71	75	78	82	85	90	95	100	105
4	188	146	152	158	164	171	177	184	191	198
4,5	296	239	247	255	263	271	281	291	300	310
5	431	352	363	375	386	398	411	425	438	451
5,5	600	493	508	524	540	555	573	591	608	625
6	801	663	683	703	724	744	767	790	812	834
6,5	1036	862	888	914	940	966	994	1022	1050	1077
7	1306	1092	1124	1156	1188	1221	1255	1289	1323	1356
7,5	1611	1353	1392	1431	1470	1509	1550	1591	1631	1671
8	1951	1642	1689	1736	1783	1831	1879	1927	1974	2021
8,5	2319	1957	2014	2071	2127	2184	2238	2292	2345	2397
9	2690	2287	2354	2421	2489	2556	2610	2663	2716	2767
9,5	3016	2612	2685	2758	2831	2904	2950	2994	3038	3081
10	3244	2892	2964	3036	3108	3180	3206	3231	3256	3281
10,5	3368	3136	3185	3233	3282	3330	3346	3361	3376	3391
11	3439	3304	3332	3360	3388	3416	3425	3434	3443	3452
11,5	3465	3414	3427	3439	3452	3465	3465	3465	3465	3465
12	3465	3458	3460	3462	3463	3465	3465	3465	3465	3465
12,5	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465
13	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465
13,5	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465
14	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465
14,5	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465
15	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465
15,5	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465
16	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465
16,5	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465
17	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465
17,5	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465
18	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465
18,5	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465
19	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465
19,5	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465
20	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465	3465
20,5	3449	3449	3449	3449	3449	3449	3449	3449	3449	3449
21	3432	3432	3432	3432	3432	3432	3432	3432	3432	3432
21,5	3416	3416	3416	3416	3416	3416	3416	3416	3416	3416
22	3399	3399	3399	3399	3399	3399	3399	3399	3399	3399
22,5	3383	3383	3383	3383	3383	3383	3383	3383	3383	3383
23	3366	3366	3366	3366	3366	3366	3366	3366	3366	3366
23,5	3350	3350	3350	3350	3350	3350	3350	3350	3350	3350
24	3333	3333	3333	3333	3333	3333	3333	3333	3333	3333
24,5	3317	3317	3317	3317	3317	3317	3317	3317	3317	3317
25	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300

**Power curves - Nordex N149/4.0-4.5
Mode 0**

wind speed V _{hub} [m/s]	for hub heights: 105 m, 125 m, 145 m, 164 m															
	1,225	0,900	0,925	0,95	0,975	1	1,025	1,05	1,075	1,100	1,125	1,175	1,200	1,250	1,275	1,300
3.0	31	9	11	13	14	16	18	19	21	23	24	28	29	32	34	36
3.5	122	77	80	84	87	91	94	98	101	105	108	115	119	126	129	133
4.0	247	169	175	181	187	193	199	205	211	217	223	235	241	253	259	265
4.5	400	282	291	300	309	318	327	336	346	355	364	382	391	409	419	428
5.0	584	417	430	443	455	468	481	494	507	520	533	558	571	597	610	622
5.5	800	576	593	611	628	645	662	680	697	714	731	766	783	817	834	852
6.0	1054	763	786	808	831	853	875	898	920	942	964	1009	1031	1076	1098	1120
6.5	1349	982	1010	1039	1067	1095	1124	1152	1180	1208	1236	1293	1321	1377	1405	1433
7.0	1691	1235	1271	1306	1341	1376	1411	1446	1481	1516	1551	1621	1656	1726	1761	1796
7.5	2083	1526	1569	1612	1655	1698	1741	1784	1827	1870	1912	1998	2040	2125	2168	2210
8.0	2527	1856	1908	1960	2012	2064	2115	2167	2219	2270	2322	2424	2476	2578	2629	2680
8.5	3016	2228	2290	2351	2413	2475	2536	2597	2659	2720	2781	2901	2959	3072	3127	3180
9.0	3506	2633	2705	2778	2850	2923	2995	3066	3137	3207	3275	3401	3458	3553	3600	3644
9.5	3894	3051	3135	3218	3299	3379	3458	3530	3590	3649	3706	3810	3857	3930	3966	3999
10.0	4177	3462	3551	3635	3702	3769	3836	3894	3942	3990	4035	4116	4151	4203	4227	4250
10.5	4367	3816	3890	3960	4014	4068	4121	4167	4203	4238	4271	4328	4351	4381	4394	4407
11.0	4470	4083	4142	4199	4239	4279	4319	4352	4376	4399	4419	4453	4465	4474	4478	4481
11.5	4500	4273	4318	4360	4387	4414	4441	4460	4470	4479	4487	4498	4500	4500	4500	4500
12.0	4500	4398	4429	4456	4468	4481	4493	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
12.5	4500	4470	4485	4498	4499	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
13.0	4500	4498	4499	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
13.5	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
14.0	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
14.5	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
15.0	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
15.5	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
16.0	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
16.5	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
17.0	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
17.5	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
18.0	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
18.5	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
19.0	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
19.5	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
20.0	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
20.5	4455	4455*	4455*	4455*	4455*	4455*	4455*	4455*	4455*	4455*	4455*	4455*	4455*	4455*	4455*	4455*
21.0	4307	4307*	4307*	4307*	4307*	4307*	4307*	4307*	4307*	4307*	4307*	4307*	4307*	4307*	4307*	4307*
21.5	4131	4131*	4131*	4131*	4131*	4131*	4131*	4131*	4131*	4131*	4131*	4131*	4131*	4131*	4131*	4131*
22.0	3951	3951*	3951*	3951*	3951*	3951*	3951*	3951*	3951*	3951*	3951*	3951*	3951*	3951*	3951*	3951*
22.5	3776	3776*	3776*	3776*	3776*	3776*	3776*	3776*	3776*	3776*	3776*	3776*	3776*	3776*	3776*	3776*
23.0	3600	3600*	3600*	3600*	3600*	3600*	3600*	3600*	3600*	3600*	3600*	3600*	3600*	3600*	3600*	3600*
23.5	3420	3420*	3420*	3420*	3420*	3420*	3420*	3420*	3420*	3420*	3420*	3420*	3420*	3420*	3420*	3420*
24.0	3245	3245*	3245*	3245*	3245*	3245*	3245*	3245*	3245*	3245*	3245*	3245*	3245*	3245*	3245*	3245*
24.5	3065	3065*	3065*	3065*	3065*	3065*	3065*	3065*	3065*	3065*	3065*	3065*	3065*	3065*	3065*	3065*
25.0	2885	2885*	2885*	2885*	2885*	2885*	2885*	2885*	2885*	2885*	2885*	2885*	2885*	2885*	2885*	2885*
25.5	2705	2705*	2705*	2705*	2705*	2705*	2705*	2705*	2705*	2705*	2705*	2705*	2705*	2705*	2705*	2705*
26.0	2529	2529*	2529*	2529*	2529*	2529*	2529*	2529*	2529*	2529*	2529*	2529*	2529*	2529*	2529*	2529*

* these values are based on a software function that is not feasible at all sites

Power Curve L147-4.3MW

Wind speed [m/s]	Power Output [kW]	Wind speed [m/s]	Power Output [kW]
3	78	0	0
4	259	0,5	0
5	558	1	0
6	993	1,5	0
7	1578	2	0
8	2283	2,5	0
9	3023	3	78
10	3659	3,5	168,5
11	4075	4	259
12	4272	4,5	408,5
13	4340	5	558
14	4358	5,5	775,5
15	4361	6	993
16	4361	6,5	1285,5
17	4361	7	1578
18	4361	7,5	1930,5
19	4361	8	2283
20	4361	8,5	2653
21	4361	9	3023
22	4361	9,5	3341
23	4361	10	3659
24	4361	10,5	3867
25	4361	11	4075
		11,5	4173,5
		12	4272
		12,5	4306
		13	4340
		13,5	4349
		14	4358
		14,5	4359,5
		15	4361
		15,5	4361
		16	4361
		16,5	4361
		17	4361
		17,5	4361
		18	4361
		18,5	4361
		19	4361
		19,5	4361
		20	4361
		20,5	4361
		21	4361
		21,5	4361
		22	4361
		22,5	4361
		23	4361
		23,5	4361
		24	4361
		24,5	4361
		25	4361
		25,5	0
		26	0
		26,5	0
		27	0
		27,5	0
		28	0
		28,5	0

GW155-4.2. Calculated power curve and the thrust coefficient

Table 1 dynamic power (air density 1.225kg/m ³ , turbulence intensity 10%)	
Wind speed (m/s)	Power (kW)
2,5	14,9
3	83,7
3,5	184,8
4	312,3
4,5	463,3
5	646,4
5,5	872,9
6	1139,8
6,5	1452,2
7	1807,4
7,5	2192,8
8	2603,4
8,5	3011
9	3387,5
9,5	3745,8
10	4021,2
10,5	4140
11	4187,4
11,5	4200
12	4200
12,5	4200
13	4200
13,5	4200
14	4200
14,5	4200
15	4200
15,5	4200
16	4200
16,5	4200
17	4200
17,5	4200
18	4200
18,5	4200
19	4200
19,5	4200
20	4200
20,5	4200
21	4180,8
21,5	4145,3
22	4070,5
22,5	3953,3
23	3808,3
23,5	3653,2
24	3480,7
24,5	3329
25	3179,1
25,5	3055,9
26	2962,6

Table 2 thrust coefficient (air density 1.225kg/m³, turbulence intensity 10%)

Wind speed (m/s)	CT	Wind speed (m/s)	CT
2,5	0,9999	14,5	0,15935
3	0,9971	15	0,14391
3,5	0,9496	15,5	0,13055
4	0,8536	16	0,11893
4,5	0,8021	16,5	0,10869
5	0,8022	17	0,09967
5,5	0,8018	17,5	0,09169
6	0,80196	18	0,08461
6,5	0,80221	18,5	0,07835
7	0,80222	19	0,07268
7,5	0,77234	19,5	0,0676
8	0,72762	20	0,06304
8,5	0,68535	20,5	0,05891
9	0,64538	21	0,05516
9,5	0,60738	21,5	0,05175
10	0,57105	22	0,04864
10,5	0,46362	22,5	0,04582
11	0,38832	23	0,04323
11,5	0,33257	23,5	0,04085
12	0,28848	24	0,03866
12,5	0,2528	24,5	0,03663
13	0,22313	25	0,03475
13,5	0,19823	25,5	0,03305
14	0,17722	26	0,03178

Anexo 3: Fichas Técnicas

Ultra V

HALF-CELL MONOFACIAL MODULE

TYPE: STPXXXS - C72/Vmh



POWER OUTPUT

530-550W

MAX EFFICIENCY

21.3%

Features



High module conversion efficiency

Module efficiency up to **21.3%** achieved through advanced cell technology and manufacturing process



Lower operating temperature

Lower operating temperature and temperature coefficient increases the power output



Suntech current sorting process

Up to **2%** power loss caused by current mismatch could be diminished by current sorting technique to maximize system power output



Extended wind and snow load tests

Module certified to withstand extreme wind (2400 Pascal) and snow loads (5400 Pascal) *



Excellent weak light performance

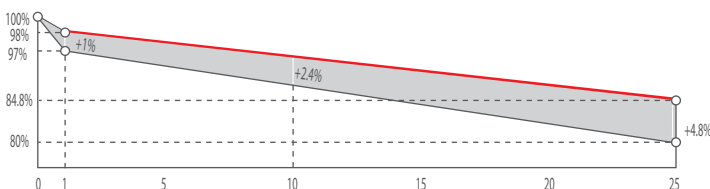
More power output in weak light condition, such as cloudy, morning and sunset



Withstanding harsh environment

Reliable quality leads to a better sustainability even in harsh environment like desert, farm and coastline

Industry-leading Warranty **



- ◆ First year power degradation: 2%
- ◆ Annual degradation: 0.55%
- ◆ Product warranty: 12 years
- ◆ linear warranty: 25 years

Certifications and Standards

CE IEC 61730 IEC 61215
 SA 8000 Social Responsibility Standards
 ISO 9001 Quality Management System
 ISO 14001 Environment Management System
 ISO 45001 Occupational Health and Safety
 IEC TS 62941 Guideline for module design qualification and type approval



Munich RE ****

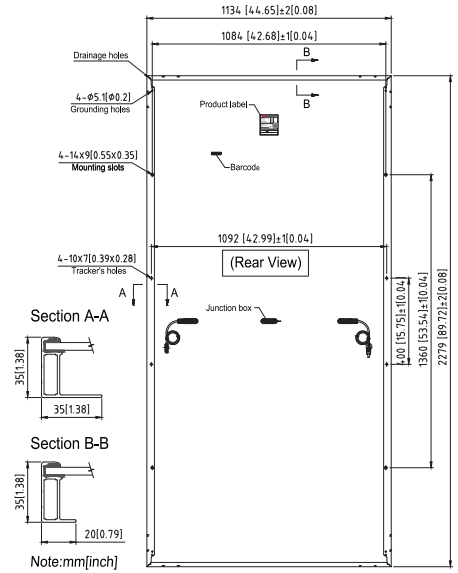
* Please refer to Suntech Standard Module Installation Manual for details.
 ** Please refer to Suntech Limited Warranty for details.

*** WEEE only for EU market.
 **** Suntech reserves the right to the final interpretation of the warranty by Munich RE.

Mechanical Characteristics

Solar Cell	Monocrystalline silicon 182 mm
No. of Cells	144 (6 × 24)
Dimensions	2279 × 1134 × 35 mm (89.7 × 44.6 × 1.4 inches)
Weight	29.1 kgs (64.2 lbs.)
Front Glass	3.2 mm (0.126 inches) fully tempered glass
Output Cables	4.0 mm ² , (-) 350 mm (+) 160 mm in length or customized length
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C
Maximum System Voltage	1500 V DC (IEC)
Maximum Series Fuse Rating	25 A
Power Tolerance	0/+5 W

For tracker installation, please turn to Suntech for mechanical load information.



Electrical Characteristics

Module Type	STP550S-C72/Vmh		STP545S-C72/Vmh		STP540S-C72/Vmh		STP535S-C72/Vmh		STP530S-C72/Vmh	
	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT
Maximum Power (Pmax/W)	550	415.0	545	411.5	540	408.0	535	404.3	530	400.6
Optimum Operating Voltage (Vmp/V)	42.05	38.9	41.87	38.7	41.75	38.6	41.57	38.4	41.39	38.2
Optimum Operating Current (Imp/A)	13.08	10.67	13.02	10.63	12.94	10.58	12.87	10.53	12.81	10.47
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.88	46.9	49.69	46.7	49.54	46.5	49.39	46.4	49.24	46.3
Short Circuit Current (Isc/A)	14.01	11.22	13.96	11.18	13.89	11.13	13.83	11.08	13.76	11.02
Module Efficiency (%)	21.3		21.1		20.9		20.7		20.5	

STC: Irradiance 1000 W/m², module temperature 25 °C, AM=1.5; NMOT: Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, AM=1.5, wind speed 1 m/s; Tolerance of Pmax is within +/- 3%;

Temperature Characteristics

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42 ± 2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.36%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.304%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.050%/°C

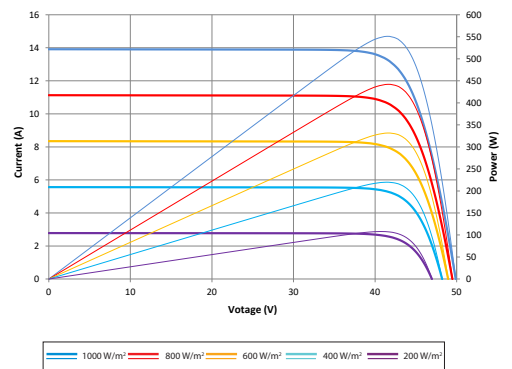
Packing Configuration

Container	40' HC
Pieces per pallet	31
Pallets per container	20
Pieces per container	620
Packaging box dimensions	2310×1130×1269 mm
Packaging box weight	965 kg

Information on how to install and operate this product is available in the installation instruction. All values indicated in this data sheet are subject to change without prior announcement. The specifications may vary slightly. All specifications are in accordance with standard EN 50380. Color differences of the modules relative to the figures as well as discolorations of/in the modules which do not impair their proper functioning are possible and do not constitute a deviation from the specification.

Graphs

Current-Voltage & Power-Voltage Curve (550S)



MV POWER STATION

4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2



MVPS-4000-S2 / MVPS-4200-S2 / MVPS-4400-S2 / MVPS-4600-S2



Robust

- Station and all individual components type-tested
- Optimally suited to extreme ambient conditions

Easy to Use

- Plug and play concept
- Completely pre-assembled for easy set-up and commissioning

Cost-Effective

- Easy planning and installation
- Low transport costs due to 20-foot skid

Flexible

- One design for the whole world
- DC-Coupling Ready
- Numerous options

MV POWER STATION 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Turnkey Solution for PV Power Plants and large-scale storage systems

With the power of the new robust central inverters, the Sunny Central UP or Sunny Central Storage UP, and with perfectly adapted medium-voltage components, the new MV Power Station offers even more power density and is a turnkey solution available worldwide. Being the ideal choice for the new generation of PV power plants operating at 1500 VDC, the integrated system solution is easy to transport and quick to assemble and commission. The MVPS and all components are type-tested. The MV Power Station combines rigorous plant safety with maximum energy yield and minimized deployment and operating risk. The MV Power Station is prepared for DC coupling.

MV POWER STATION

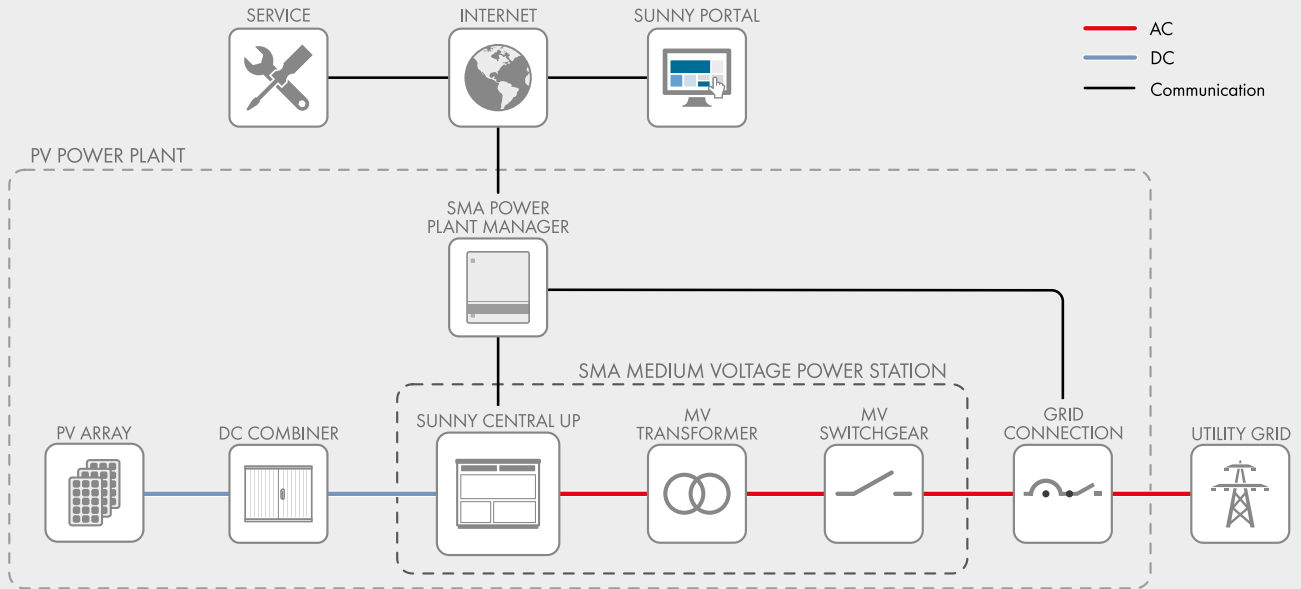
4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Technical Data	MVPS 4000-S2	MVPS 4200-S2
Input (DC)		
Available inverters	1 x SC 4000 UP or 1 x SCS 3450 UP or 1 x SCS 3450 UP-XT	1 x SC 4200 UP or 1 x SCS 3600 UP or 1 x SCS 3600 UP-XT
Max. input voltage	1500 V	1500 V
Number of DC inputs	dependent on the selected inverters	
Integrated zone monitoring	○	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Output (AC) on the medium-voltage side		
Rated power at SC UP (at -25°C to +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Rated power at SCS UP (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3450 kVA / 2880 kVA	3620 kVA / 3020 kVA
Charging power at SCS UP-XT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3450 kVA / 2880 kVA	3620 kVA / 3020 kVA
Discharging power at SCS UP-XT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Typical nominal AC voltages	11 kV to 35 kV	11 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer cooling methods	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Transformer no-load losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer short-circuit losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Max. total harmonic distortion	< 3%	
Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power)	○	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Inverter efficiency		
Max. efficiency ³⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC weighted efficiency ⁴⁾	98.7% / 98.6% / 98.5%	98.7% / 98.6% / 98.5%
Protective devices		
Input-side disconnection point	DC load-break switch	
Output-side disconnection point	Medium-voltage vacuum circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester type I	
Galvanic isolation	●	
Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
General Data		
Dimensions equal to 20-foot HC shipping container (W / H / D)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Weight	< 18 t	
Self-consumption (max. / partial load / average) ¹⁾	< 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW	
Self-consumption (stand-by) ¹⁾	< 370 W	
Ambient temperature -25°C to +45°C / -25°C to +55°C / -40°C to +45°C	● / ○ / ○	
Degree of protection according to IEC 60529	Control rooms IP23D, inverter electronics IP54	
Environment: standard / harsh	● / ○	
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Maximum permissible value for relative humidity	95% (for 2 months/year)	
Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fresh air consumption of inverter	6500 m ³ /h	
Features		
DC terminal	Terminal lug	
AC connection	Outer-cone angle plug	
Tap changer for MV-transformer: without / with	● / ○	
Shield winding for MV-Transformer: without / with	● / ○	
Monitoring package	○	
Station enclosure color	RAL 7004	
Transformer for external loads: without / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Medium-voltage switchgear: without / 1 feeder / 3 feeders	● / ○ / ○	
2 cable feeders with load-break switch, 1 transformer feeder with circuit breaker, internal arc classification IAC A FL 20 kA 1 s according to IEC 62271-200	● / ○ / ○	
Short circuit rating medium voltage switchgear (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / ○ / ○	
Accessories for medium-voltage switchgear: without / auxiliary contacts / motor for transformer feeder / cascade control / monitoring	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Integrated oil containment: without / with	● / ○	
Industry standards (for other standards see the inverter datasheet)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate	
● Standard features ○ Optional features – Not available		
Type designation	MVPS-4000-S2	MVPS-4200-S2

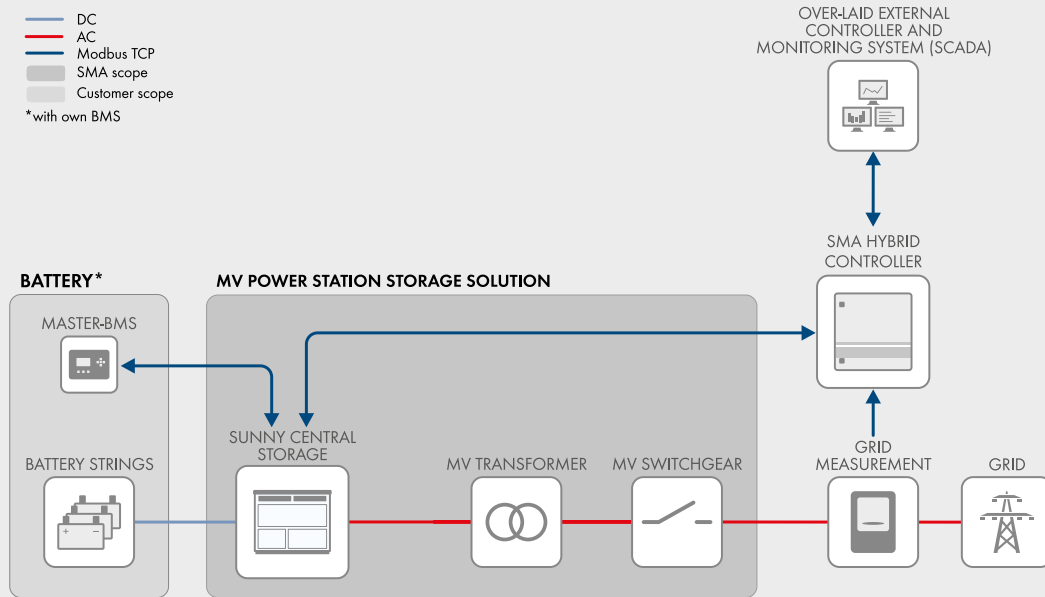
- 1) Data based on inverter. Further details can be found in the data sheet of the inverter.
 2) KNAN = Ester with natural air cooling
 3) Efficiency measured at inverter without internal power supply
 4) Efficiency measured at inverter with internal power supply

Technical Data	MVPS 4400-S2	MVPS 4600-S2
Input (DC)		
Available inverters	1 x SC 4400 UP or 1 x SCS 3800 UP or 1 x SCS 3800 UP-XT	1 x SC 4600 UP or 1 x SCS 3950 UP or 1 x SCS 3950 UP-XT
Max. input voltage	1500 V	1500 V
Number of DC inputs	dependent on the selected inverters	
Integrated zone monitoring	○	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Output (AC) on the medium-voltage side		
Rated power at SC UP (at -25°C to +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4400 kVA / 3740 kVA	4600 kVA / 3910 kVA
Rated power at SCS UP (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3800 kVA / 3170 kVA	3960 kVA / 3310 kVA
Charging power at SCS UP-XT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3800 kVA / 3170 kVA	3960 kVA / 3310 kVA
Discharging power at SCS UP-XT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4400 kVA / 3740 kVA	4600 kVA / 3910 kVA
Typical nominal AC voltages	11 kV to 35 kV	11 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer cooling methods	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Transformer no-load losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer short-circuit losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Max. total harmonic distortion	< 3%	
Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power)	○	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Inverter efficiency		
Max. efficiency ³⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC weighted efficiency ⁴⁾	98.7% / 98.6% / 98.5%	98.7% / 98.6% / 98.5%
Protective devices		
Input-side disconnection point	DC load-break switch	
Output-side disconnection point	Medium-voltage vacuum circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester type I	
Galvanic isolation	●	
Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
General Data		
Dimensions equal to 20-foot HC shipping container (W / H / D)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Weight	< 18 t	
Self-consumption (max. / partial load / average) ¹⁾	< 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW	
Self-consumption (stand-by) ¹⁾	< 370 W	
Ambient temperature -25°C to +45°C / -25°C to +55°C / -40°C to +45°C	● / ○ / ○	
Degree of protection according to IEC 60529	Control rooms IP23D, inverter electronics IP54	
Environment: standard / harsh	● / ○	
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Maximum permissible value for relative humidity	95% (for 2 months/year)	
Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fresh air consumption of inverter	6500 m ³ /h	
Features		
DC terminal	Terminal lug	
AC connection	Outer-cone angle plug	
Tap changer for MV-transformer: without / with	● / ○	
Shield winding for MV-Transformer: without / with	● / ○	
Monitoring package	○	
Station enclosure color	RAL 7004	
Transformer for external loads: without / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Medium-voltage switchgear: without / 1 feeder / 3 feeders	● / ○ / ○	
2 cable feeders with load-break switch, 1 transformer feeder with circuit breaker, internal arc classification IAC A FL 20 kA 1 s according to IEC 62271-200	● / ○ / ○	
Short circuit rating medium voltage switchgear (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / ○ / ○	
Accessories for medium-voltage switchgear: without / auxiliary contacts / motor for transformer feeder / cascade control / monitoring	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Integrated oil containment: without / with	● / ○	
Industry standards (for other standards see the inverter datasheet)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate	
● Standard features ○ Optional features – Not available		
Type designation	MVPS-4400-S2	MVPS-4600-S2

System diagram with Sunny Central UP



System diagram with Sunny Central Storage UP



SC 4000 UP / SC 4200 UP / SC 4400 UP / SC 4600 UP



Efficient

- Up to 4 inverters can be transported in one standard shipping container
- Overdimensioning up to 150% is possible
- Full power at ambient temperatures of up to 35 °C

Robust

- Intelligent air cooling system OptiCool for efficient cooling
- Suitable for outdoor use in all climatic ambient conditions worldwide

Flexible

- One device for all applications
- PV application, optionally available with DC-coupled storage system

Easy to Use

- Improved DC connection area
- Connection area for customer equipment
- Integrated voltage support for internal and external loads

SUNNY CENTRAL UP

The new Sunny Central: more power per cubic meter

With an output of up to 4600 kVA and system voltages of 1500 V DC, the SMA central inverter allows for more efficient system design and a reduction in specific costs for PV and battery power plants. A separate voltage supply and additional space are available for the installation of customer equipment. True 1500 V technology and the intelligent cooling system OptiCool ensure smooth operation even in extreme ambient temperature as well as a long service life of 25 years.

SUNNY CENTRAL UP

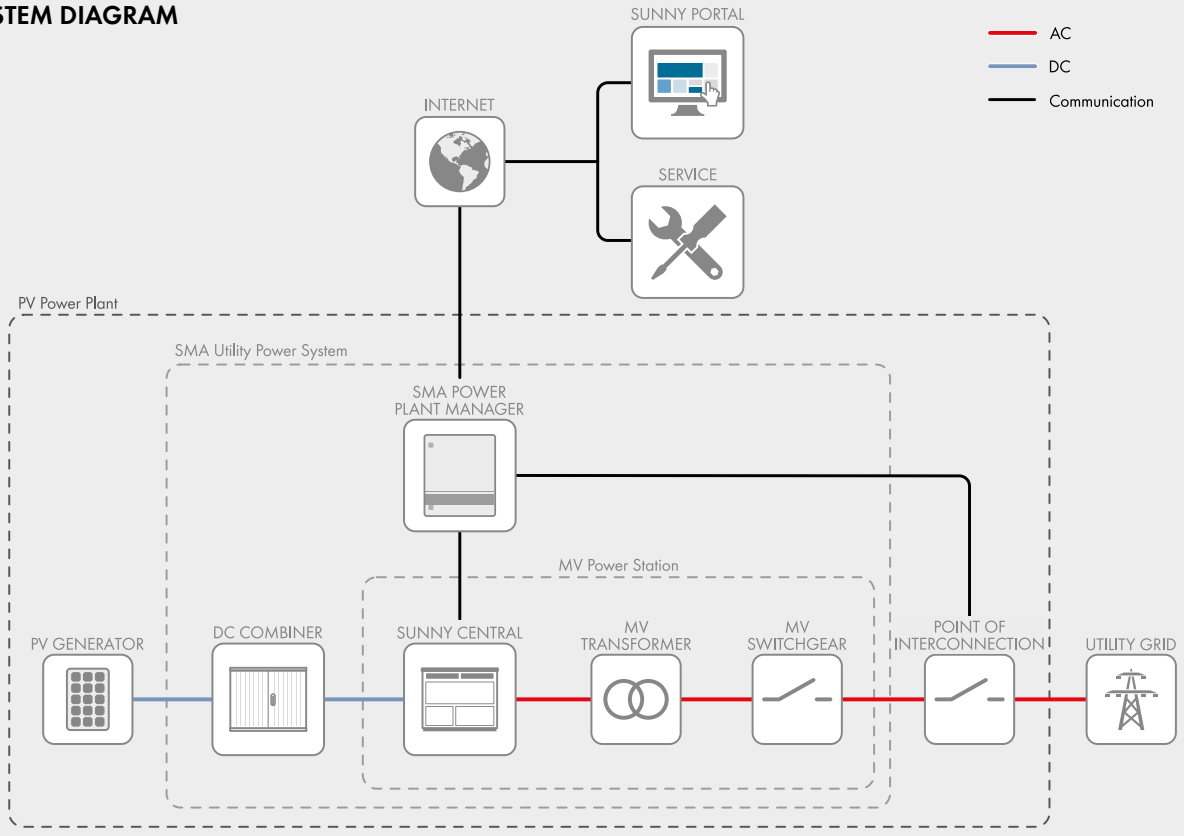
Technical Data	SC 4000 UP	SC 4200 UP
DC side		
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	880 to 1325 V / 1100 V	921 to 1325 V / 1050 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, Start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
AC side		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	4000 kVA ¹⁾²⁾ / 3600 kVA	4200 kVA ¹⁾³⁾ / 3780 kVA
Nominal AC active power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	3200 kW ¹⁾²⁾ / 2880 kW	3360 kW ¹⁾³⁾ / 3024 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ¹⁾⁸⁾	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz > 2	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{8) 10)}	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.8% / 98.6% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ⁸⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾	63.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁸⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾ / 3000 m ¹¹⁾	● / ○ / ○ ● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional – not available * preliminary		
Type designation	SC 4000 UP	SC 4200 UP

- 1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
- 2) Efficiency measured without internal power supply
- 3) Efficiency measured with internal power supply
- 4) Self-consumption at rated operation
- 5) Self-consumption at < 75% P_n at 25 °C
- 6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P_n at 25 °C
- 7) Sound pressure level at a distance of 10 m

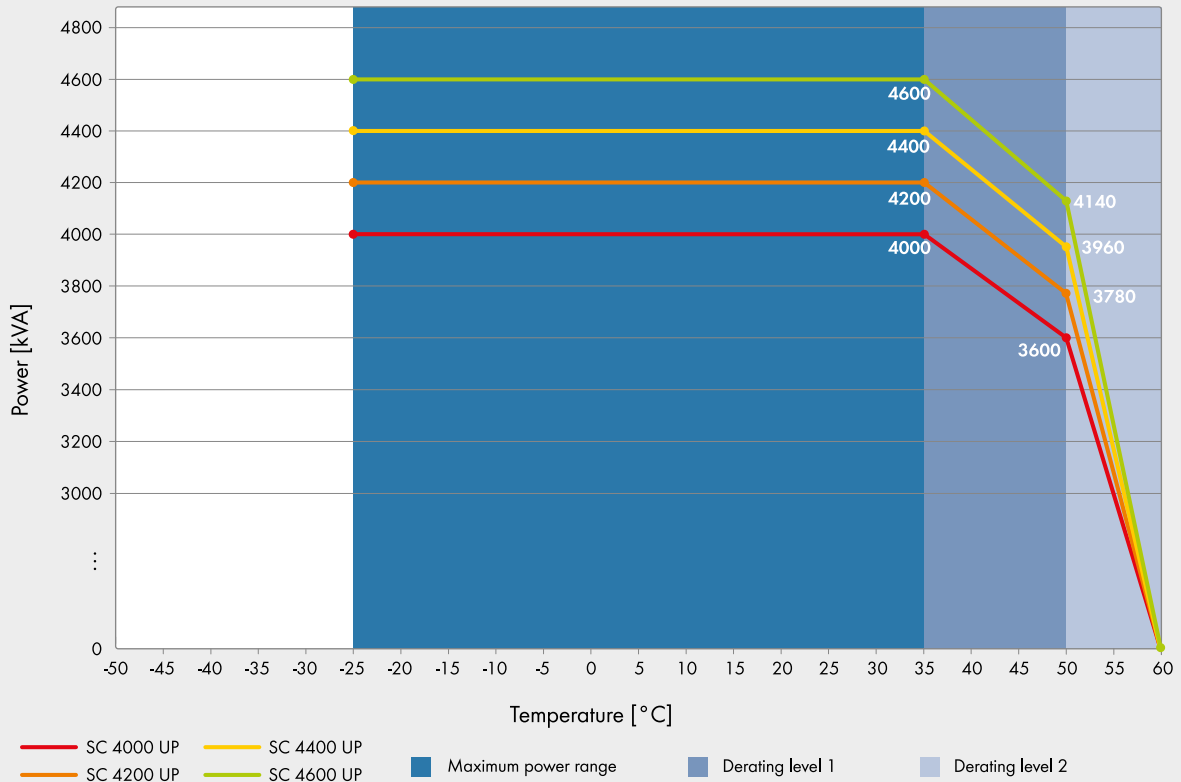
- 8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.
- 9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
- 10) Depending on the DC voltage
- 11) Earlier temperature-dependent de-rating and reduction of DC open-circuit voltage
- 12) Nominal AC power at 35 °C achievable up to a maximum of 1050 V_{DC}
- 13) Nominal AC power at 35 °C achievable up to a maximum of 1000 V_{DC}
- 14) Nominal AC power at 35 °C achievable up to a maximum of 1025 V_{DC}

Technical Data	SC 4400 UP	SC 4600 UP
DC side		
MPP voltage range V _{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	962 to 1325 V / 1000 V	1003 to 1325 V / 1040 V
Min. DC voltage V _{DC, min} / Start voltage V _{DC, Start}	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Max. DC voltage V _{DC, max}	1500 V	1500 V
Max. DC current I _{DC, max}	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current I _{DC, SC}	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
AC side		
Nominal AC power at cos φ = 1 (at 35 °C / at 50 °C)	4400 kVA ¹³⁾ / 3960 kVA	4600 kVA ¹⁴⁾ / 4140 kVA
Nominal AC active power at cos φ = 0.8 (at 35 °C / at 50 °C)	3520 kW ¹³⁾ / 3168 kW	3680 kW ¹⁴⁾ / 3312 kW
Nominal AC current I _{AC, nom} (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ^{11) 8)}	660 V / 528 V to 759 V	690 V / 552 V to 759 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz > 2	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{8) 10)}	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.8% / 98.7% / 98.5%	98.9% / 98.7% / 98.5%
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ⁸⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾	63.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁸⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾ / 3000 m ¹¹⁾	● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional – not available * preliminary		
Type designation	SC 4400 UP	SC 4600 UP

SYSTEM DIAGRAM



TEMPERATURE BEHAVIOR (at 1000 m)



PVS-16/20/24MH

PV combiner box for 1500 Vdc system



EFFICIENT AND SAFE

- 1500V-Specific PV fuse, both positive and negative terminal
- 1500V-Specific PV SPD with fault alarm
- String current and voltage monitoring
- Main load switch state monitoring



FLEXIBLE

- Optional IP67 protection, meeting the outdoor installation and usage requirements
- Self-powered power supply with lightning protection
- Output cable cross section area 120 – 400 mm² (max. 400 mm² Al cable)
- PG Gland / MC4 terminal connector



QUALIFIED

- CE
- Highly optimize the system wiring
- Modular design, easy and quick maintenance



Type designation	PVS-16MH	PVS-20MH	PVS-24MH
Parameters			
Max. PV string voltage		1500 V	
Max. PV string parallel inputs	16	20	24
Rated fuse current for each string (replaceable)	20 A / 25 A / 30 A / 32 A / 35 A	20 A / 25 A / 30 A / 32 A / 35 A	20 A / 25 A
Rated current for switch disconnecter	400 A	400 A (Optional: 500 A)	400 A
SPD		1500 Vdc Type II (optional: Type I+II)	
Input terminal type		PG Gland / MC4 terminal	
Output terminal type		120 – 400 mm ²	
Protection class		IP65 / IP67 (optional)	
Environment temperature		-40 to 60 °C	
Environment humidity		0 – 95%	
Dimensions (W*H*D)		950*730*275 mm	
Weight	40 kg	42 kg	44 kg
Switch disconnecter handle		Internal handle	
Material		SMC	
Standard Accessories			
Positive fuse		Yes	
DC output load switch		Yes	
PV specific application SPD		Yes	
Optional Accessories			
Negative fuse		Optional	
String current and bus voltage monitoring		Optional	
RS485 communication port		Optional	
PV SPD failure monitoring		Optional	
Monitoring for load switch state		Optional	
Operator access areas IP2X		Optional	



COPPERSUN PS

Potencia

Unipolar - HFFR termoestable 1500 Vcc - 90°C

Aplicaciones

Se utilizan en la red de corriente continua de los sistemas fotovoltaicos. Adecuados para utilizar en forma permanente en exteriores expuestos a condiciones climáticas variables y agresivas.

Características

Temperatura: 90°C de servicio máximo continuo y 120°C de servicio máximo durante 20000hs.

Tensión nominal: 1,5kV en C.C. y 1kV en C.A.

Norma constructiva: EN 50618.

Norma de conductores: IEC 60228

Norma de fuego: EN 60332-1-2 / IEC 60332-3-24.

Norma de transparencia de humos: EN 61034-2 / IEC 61034-2.

Norma emisión halógenos: EN 50525-1 (Anexo B).

Descripción

Conductor: Cobre electrolítico estañado en formación flexible, clase 5.

Aislación: HFFR termoestable en color natural, negro, rojo o azul.

Cubierta: HFFR termostable en color negro, rojo o azul, resistente a rayos UV.

Atributos Destacados



No propagación de llama



Paneles Solares



Bajos Humos



Libre de Halógenos



Marcación Secuencial



Resistente a la luz solar

Instalación

Montaje: Radio mínimo de curvatura igual a 7 x diametro exterior

Tracción máxima: 5daN/mm aplicados sobre los conductores de cobre.

Temperatura de montaje: igual o mayor a 5°C.



PS®

Cables para Sistemas
Fotovoltaicos



Unipolar - HFFR termoestable 1500 Vcc - 90°C

Características Electricas

Código	Sección en mm ²	Resistencia eléctrica a 20°C ohm/km	Intensidad máxima admisible de acuerdo a método de instalación		
			1 cable al aire libre (Amper)	1 cable sobre superficie (Amper)	2 cables cargados en contacto sobre superficie (Amper)
PS 0115	1,5	13,7	30	29	24
PS 0125	2,5	8,21	41	39	33
PS 0140	4	5,09	55	52	44
PS 0160	6	3,39	70	67	57
PS 1100	10	1,95	98	93	79
PS 1160	16	1,24	132	125	107
PS 1250	25	0,795	176	167	142
PS 1350	35	0,565	218	207	176
PS 1500	50	0,393	276	262	221
PS 1700	70	0,277	347	330	278
PS 1950	95	0,210	416	395	333
PS 11200	120	0,164	488	464	390
PS 11500	150	0,132	566	538	453
PS 11850	185	0,108	644	612	515
PS 12400	240	0,0817	775	736	620

Temperatura ambiente de 60°C y temperatura máxima del conductor a 120°C.
Para mas información al respecto consultar el anexo A de la norma UNE-EN 50618.

Dimensiones y Pesos

Código	Sección en mm ²	Diámetro (mm)	Peso (kg/km)	Radio de curvatura (mm)	Esfuerzo de tracción (daN)
PS 0115	1,5	4,6	33	32	7,5
PS 0125	2,5	5	43	35	12,5
PS 0140	4	5,5	59	39	20
PS 0160	6	6,1	79	42,70	30
PS 1100	10	7,2	123	86	50
PS 1160	16	8,3	179	100	80
PS 1250	25	10,1	276	121	125
PS 1350	35	11,3	374	136	175
PS 1500	50	13,1	520	157	250
PS 1700	70	15,3	724	184	350
PS 1950	95	17,5	941	210	475
PS 11200	120	19,1	1187	229	600
PS 11500	150	21,9	1481	263	750
PS 11850	185	24,1	1804	289	925
PS 12400	240	27,5	2353	330	1200

Cables de Potencia





TERMOLITE®



CARACTERISTICAS FISICAS

Sección mm ²		Unipolar ☹				Tripolar ☺			
		Sin armar		Armados		Sin armar		Armados	
		Diámetro mm	Peso Kg/Km	Diámetro mm	Peso Kg/Km	Diámetro mm	Peso Kg/Km	Diámetro mm	Peso Kg/Km
50	Cobre	32	1433	37	3918	69	6048	72	7770
	Aluminio	32	1139	37	1624	69	5164	72	6886
70	Cobre	34	1720	39	2258	74	7287	77	9192
	Aluminio	34	1292	39	1829	74	5997	77	7902
95	Cobre	36	2034	41	2580	78	8535	82	10658
	Aluminio	36	1441	41	1987	78	6751	82	8874
120	Cobre	37	2317	43	2933	82	9656	85	12784
	Aluminio	37	1571	43	2193	82	7411	85	10539
150	Cobre	39	2648	44	3271	85	10857	89	14112
	Aluminio	39	1726	44	2349	85	8083	89	11338
185	Cobre	41	3065	46	3728	89	12374	93	15860
	Aluminio	41	1907	46	2570	89	8889	93	12376
240	Cobre	43	3712	49	4432	94	14849	99	18474
	Aluminio	43	2202	49	2913	94	10303	99	13928
300	Cobre	45	4375	52	5224	99	17209	104	21063
	Aluminio	45	2464	52	3312	99	11457	104	15310
400	Cobre	49	5318	55	6156				
	Aluminio	49	2895	55	3732				

PARAMETROS ELECTRICOS

Sección mm ²	Resistencia eléctrica (Ohm/Km)				Reactancia inductiva a 50 Hz (Ohm/Km)				Capacidad µf/km
	Cobre		Aluminio		1 x		3 x		
	a 20 °C en cc	a 90°C a 50 Hz	a 20°C en cc	a 90°C a 50 Hz					
50	0,387	0,494	0,641	0,822	0,135	0,201	0,232	0,143	0,140
70	0,268	0,342	0,443	0,568	0,128	0,194	0,221	0,136	0,156
95	0,193	0,246	0,320	0,410	0,122	0,188	0,213	0,130	0,170
120	0,153	0,196	0,253	0,325	0,117	0,183	0,206	0,125	0,184
150	0,124	0,159	0,206	0,264	0,113	0,179	0,200	0,121	0,198
185	0,099	0,127	0,164	0,211	0,109	0,175	0,195	0,117	0,212
240	0,075	0,097	0,125	0,161	0,104	0,170	0,187	0,112	0,235
300	0,060	0,078	0,100	0,129	0,101	0,166	0,182	0,108	0,253
400	0,047	0,061	0,078	0,101	0,098	0,163	0,175	0,104	0,281

CORRIENTE ADMISIBLE NOMINAL EN AIRE (I AIRE) EN AMPERES

Sección nominal mm ²	Unipolar						Tripolar	
	⊖		⊖ ⊖ ⊖		⊖ ⊖ ⊖		⊖ ⊖ ⊖	
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
50	288	224	288	224	248	192	208	161
70	359	279	359	279	308	239	255	198
95	436	338	436	338	373	289	307	238
120	502	390	502	390	430	333	351	272
150	571	442	571	442	488	378	397	308
185	654	508	654	508	557	433	450	350
240	775	602	774	601	658	513	530	413
300	887	689	886	689	752	586	603	471
400	1036	809	1034	808	877	688		

CORRIENTE ADMISIBLE NOMINAL EN TIERRA (I TIERRA) EN AMPERES

Sección nominal mm ²	Unipolar						Tripolar	
	⊖		⊖ ⊖ ⊖		⊖ ⊖ ⊖		⊖ ⊖ ⊖	
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
50	314	244	247	192	229	177	202	157
70	387	300	302	234	279	217	246	191
95	465	360	360	279	334	259	293	227
120	532	413	409	318	379	294	333	258
150	599	464	459	355	425	329	373	289
185	680	528	518	402	479	373	421	327
240	795	618	601	467	555	432	489	381
300	902	700	678	527	625	488	551	430
400	1036	809	774	604	714	560		

4 MW PLATFORM

The 4 MW platform covers all wind segments enabling you to find the best turbine for your specific site.

WINDCLASSES - IEC

TURBINE TYPE	IEC III (6.0 - 7.5 m/s)	IEC II (7.5 - 8.5 m/s)	IEC I (8.5 - 10.0 m/s)
4 MW TURBINES			
V105-3.45 MW™ IEC IA			Standard IEC conditions
V112-3.45 MW® IEC IA			Standard IEC conditions
V117-3.45 MW® IEC IB/IEC IIA		Standard IEC conditions	Standard IEC conditions
V117-4.2 MW™ IEC IB/IEC IIA/IEC S		Standard IEC conditions	Standard IEC conditions
V126-3.45 MW® IEC IIA/ IEC IIB	Standard IEC conditions	Standard IEC conditions	Site dependent
V136-3.45 MW® IEC IIB/ IEC IIIA	Standard IEC conditions	Standard IEC conditions	Site dependent
V136-4.2 MW™ IEC IIB/IEC S	Standard IEC conditions	Standard IEC conditions	Site dependent
V150-4.2 MW™ IEC IIIB/IEC S	Standard IEC conditions	Site dependent	

■ Standard IEC conditions ■ Site dependent

Options available for the 4 MW platform

An option is an extra feature that can be added to the turbine to suit a project's specific needs. By adding options to the standard turbine, we can enhance the performance and adaptability of the wind power project and facilitate a shorter permitting cycle at restricted sites. The options can even be a decisive factor in realising your specific project, and the business case certainty of the investment.

Here is a list of the options available for the 4 MW platform:

- Power Optimised Modes
- Load Optimised Modes
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection
- Vestas De-Icing
- Low Temperature Operation to - 30°C
- Fire Suppression
- Shadow detection
- Increased Cut-In
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Vestas IntelliLight™

Life testing

The Vestas Test Centre has the unique ability to test complete nacelles using technologies like Highly Accelerated Life Testing (HALT). This rigorous testing of new components ensures the reliability of the 4 MW platform.



V150-4.2 MW™

IEC IIIB/IEC S

Facts & figures

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power 4,000 kW/4,200 kW
 Cut-in wind speed 3 m/s
 Cut-out wind speed 22.5 m/s
 Re cut-in wind speed 20 m/s
 Wind class IEC IIIB/IEC S
 Standard operating temperature range from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C (4,000 kW)

*subject to different temperature options

SOUND POWER

Maximum 104.9 dB(A)**

**Sound Optimised modes dependent on site and country

ROTOR

Rotor diameter 150 m
 Swept area 17,671 m²
 Air brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency 50/60 Hz
 Converter full scale

GEARBOX

Type two planetary stages and one helical stage

TOWER

Hub heights Site and country specific

NACELLE DIMENSIONS

Height for transport 3.4 m
 Height installed (incl. CoolerTop®) 6.9 m
 Length 12.8 m
 Width 4.2 m

HUB DIMENSIONS

Max. transport height 3.8 m
 Max. transport width 3.8 m
 Max. transport length 5.5 m

BLADE DIMENSIONS

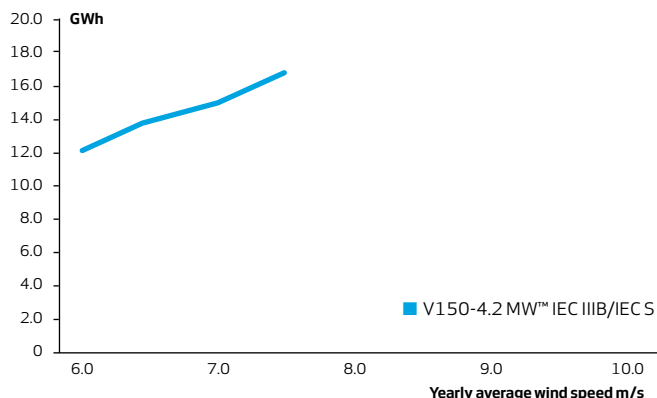
Length 73.7 m
 Max. chord 4.2 m

Max. weight per unit for transportation 70 metric tonnes

TURBINE OPTIONS

- 4.2 MW Power Optimised Mode (site specific)
- Load Optimised Modes down to 3.6 MW
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection
- Low Temperature Operation to -30°C
- Fire Suppression
- Shadow detection
- Increased Cut-In
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Vestas IntelliLight®

ANNUAL ENERGY PRODUCTION



Assumptions

One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor = 2, Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

Anexo 4: Planos

PROPUESTA DE PARQUE SOLAR 24 MW

- AR-PRLP-P-001 PLANO GENERAL SOBRE TOPOGRAFÍA
- AR-PRLP-P-002 PLANO GENERAL SOBRE ORTOFOTO
- AR-PRLP-P-003, HOJA 01 ESQUEMA ELÉCTRICO UNIFILAR. CAJA DE CONEXIÓN, (NIVEL 1-2)
- AR-PRLP-P-003, HOJA 02 ESQUEMA ELÉCTRICO UNIFILAR. CAJA DE CONEXIÓN, (NIVEL 3)
- AR-PRLP-P-003, HOJA 03 ESQUEMA ELÉCTRICO UNIFILAR, 33 KV

PROPUESTA DE PARQUE EÓLICO 25,2 MW

- AR-PRLP-P-004 PLANO GENERAL SOBRE TOPOGRAFÍA
- AR-PRLP-P-005 ESQUEMA ELÉCTRICO UNIFILAR, 33 KV



Coordenadas Poligonales (Grados)

Vertices	Lat	Long
A	-35,054313	-64,251684
B	-35,054301	-64,245991
C	-35,061736	-64,245939
D	-35,061766	-64,251769

Nota: Escala de medición en metros

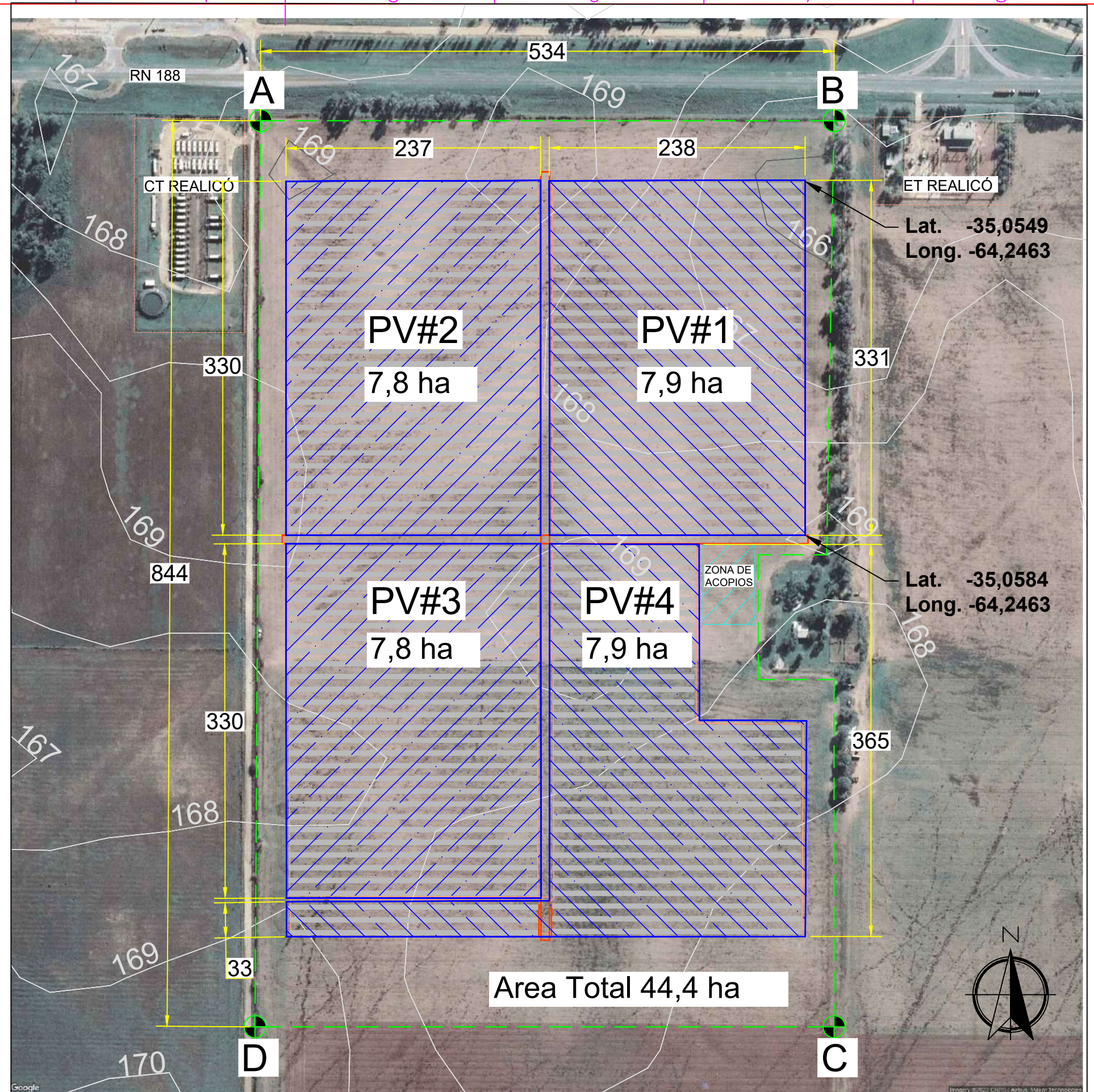
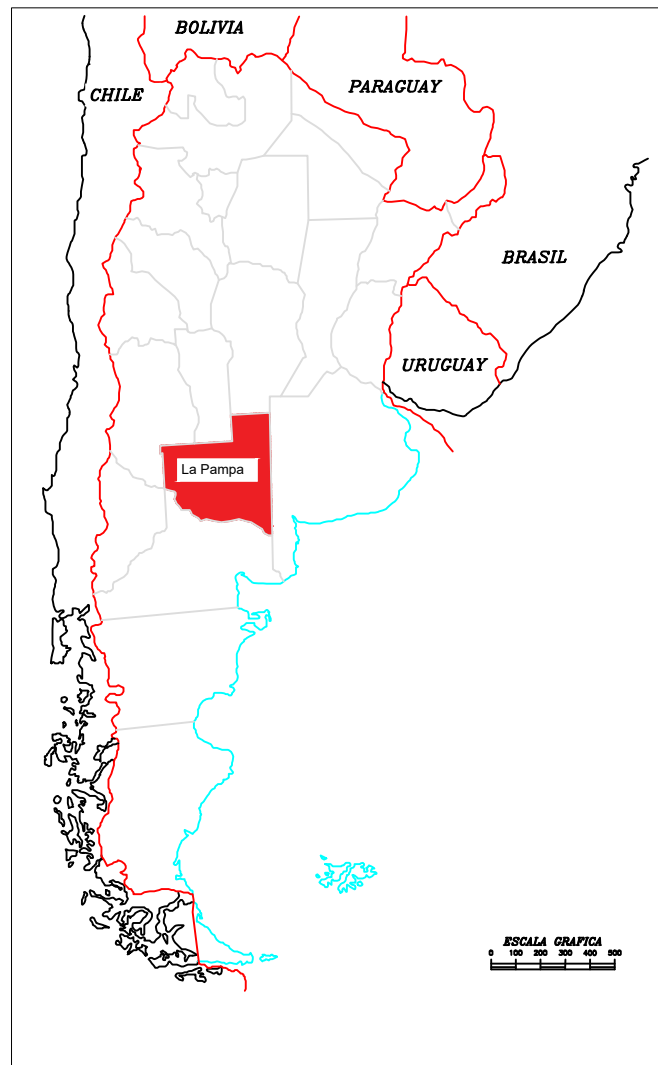
Rev.	Fecha	Descripción	Dibujó	Revisó	Aprobó
1	31/03/2022	EMISION FINAL	MG	MG	JG
2					
3					
4					



PLANO GENERAL SOBRE TOPOGRAFIA
PROPUESTA DE PARQUE SOLAR 24 MW

REALICÓ - LA PAMPA

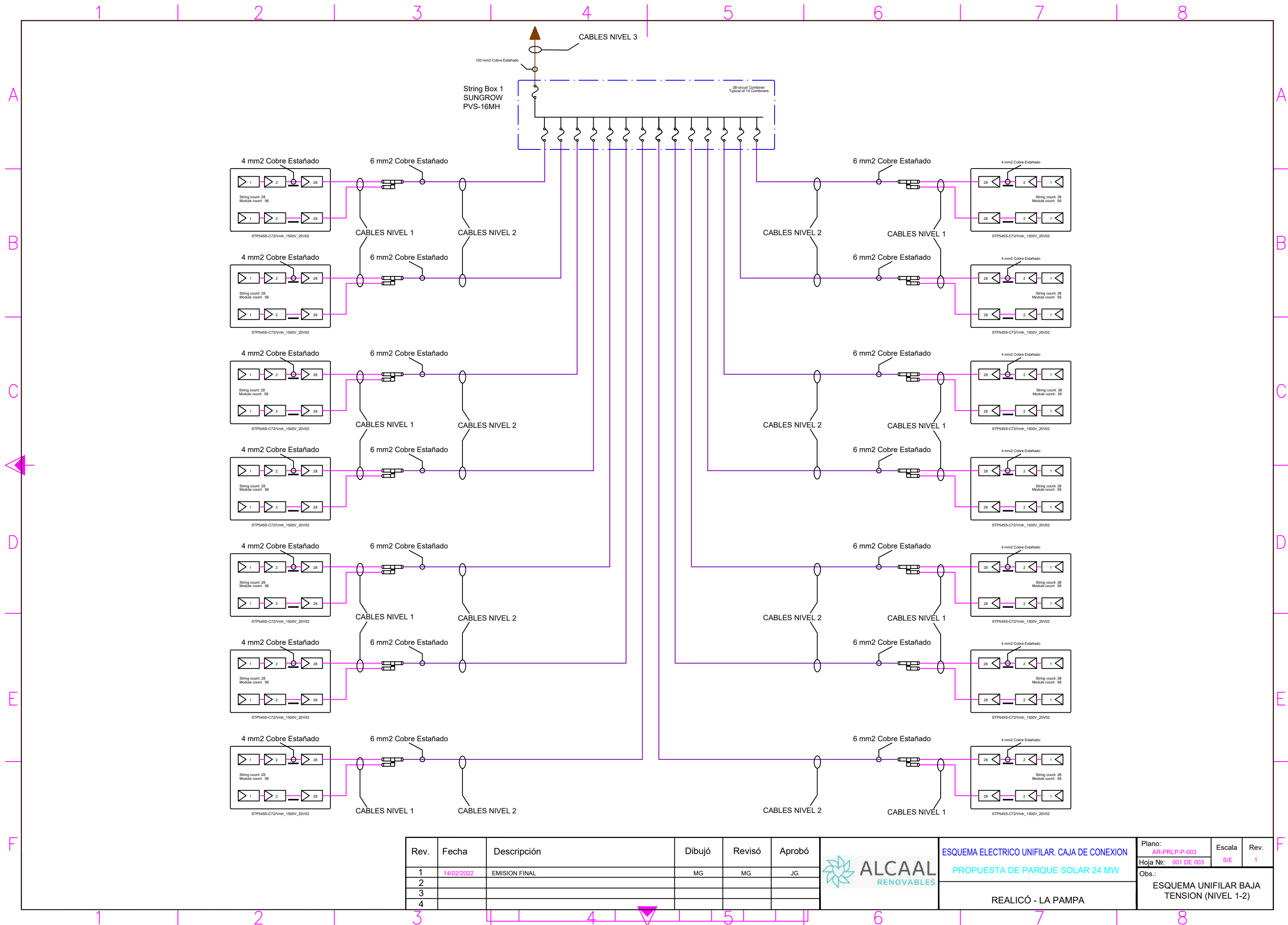
Plano: AR-PRLP-P-001	Escala 1:4	Rev. 1
Hoja N°: 001 DE 001		
Obs.:		



Coordenadas Poligonales (Grados)		
Vertices	Lat	Long
A	-35,054313	-64,251684
B	-35,054301	-64,245991
C	-35,061736	-64,245939
D	-35,061766	-64,251769

Nota: Escala de medición en metros

Rev.	Fecha	Descripción	Dibujó	Revisó	Aprobó		PLANO GENERAL SOBRE ORTOFOTO		Plano:	Escala	Rev.
1	31/03/2022	EMISION FINAL	MG	MG	JG		PROPUESTA DE PARQUE SOLAR 24 MW		AR-PRLP-P-002	1:4	2
2	19/04/2022		MG	MG	JG		REALICÓ - LA PAMPA		Hoja N°: 001 DE 001		
3									Obs.:		
4											

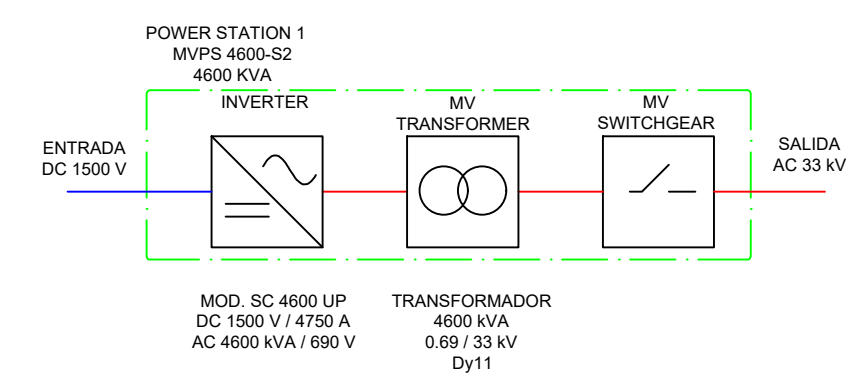
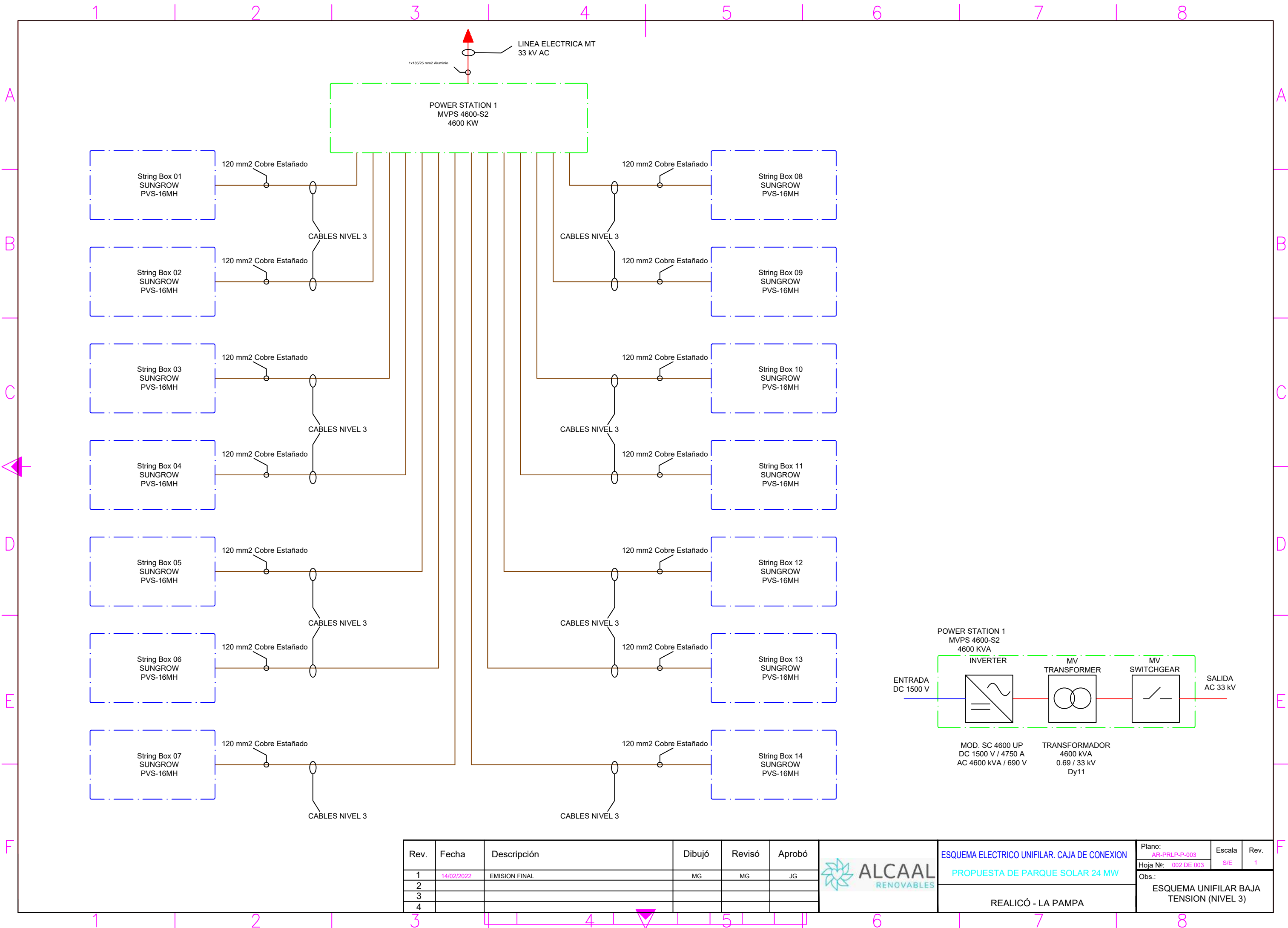


Rev.	Fecha	Descripción	Dibujó	Revisó	Aprobó
1	14/02/2022	EMISION FINAL	MG	MG	JG
2					
3					
4					



ESQUEMA ELECTRICO UNIFILAR. CAJA DE CONEXION
 PROPUESTA DE PARQUE SOLAR 24 MW
 REALICÓ - LA PAMPA

Plano: AR-PRLP-P-003	Escala S/E	Rev. 1
Hoja N°: 001 DE 003		
Obs.: ESQUEMA UNIFILAR BAJA TENSION (NIVEL 1-2)		

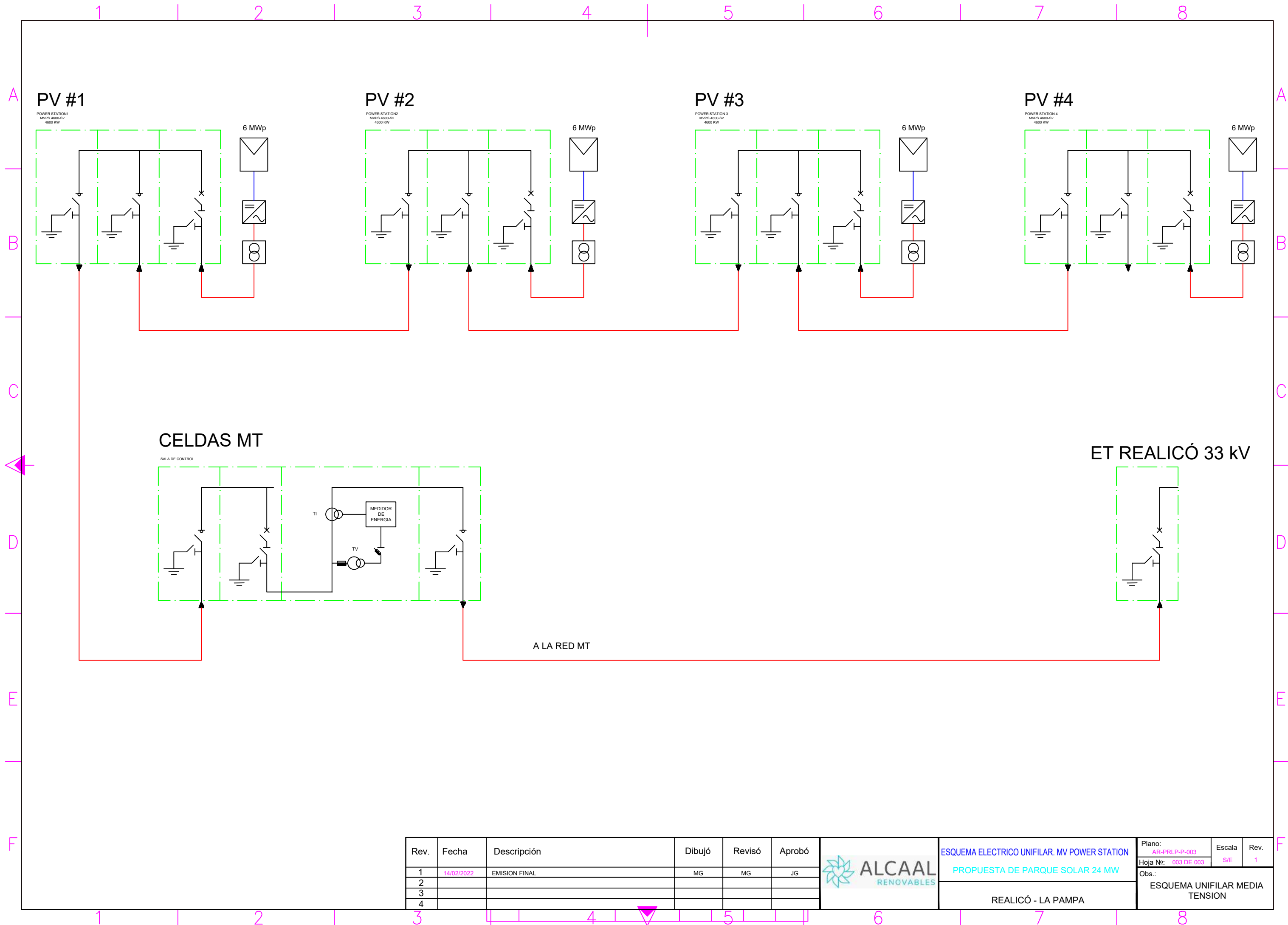


Rev.	Fecha	Descripción	Dibujó	Revisó	Aprobó
1	14/02/2022	EMISION FINAL	MG	MG	JG
2					
3					
4					



ESQUEMA ELECTRICO UNIFILAR. CAJA DE CONEXION
PROPUESTA DE PARQUE SOLAR 24 MW
REALICÓ - LA PAMPA

Plano: AR-PRLP-P-003	Escala S/E	Rev. 1
Hoja N°: 002 DE 003		
Obs.: ESQUEMA UNIFILAR BAJA TENSION (NIVEL 3)		

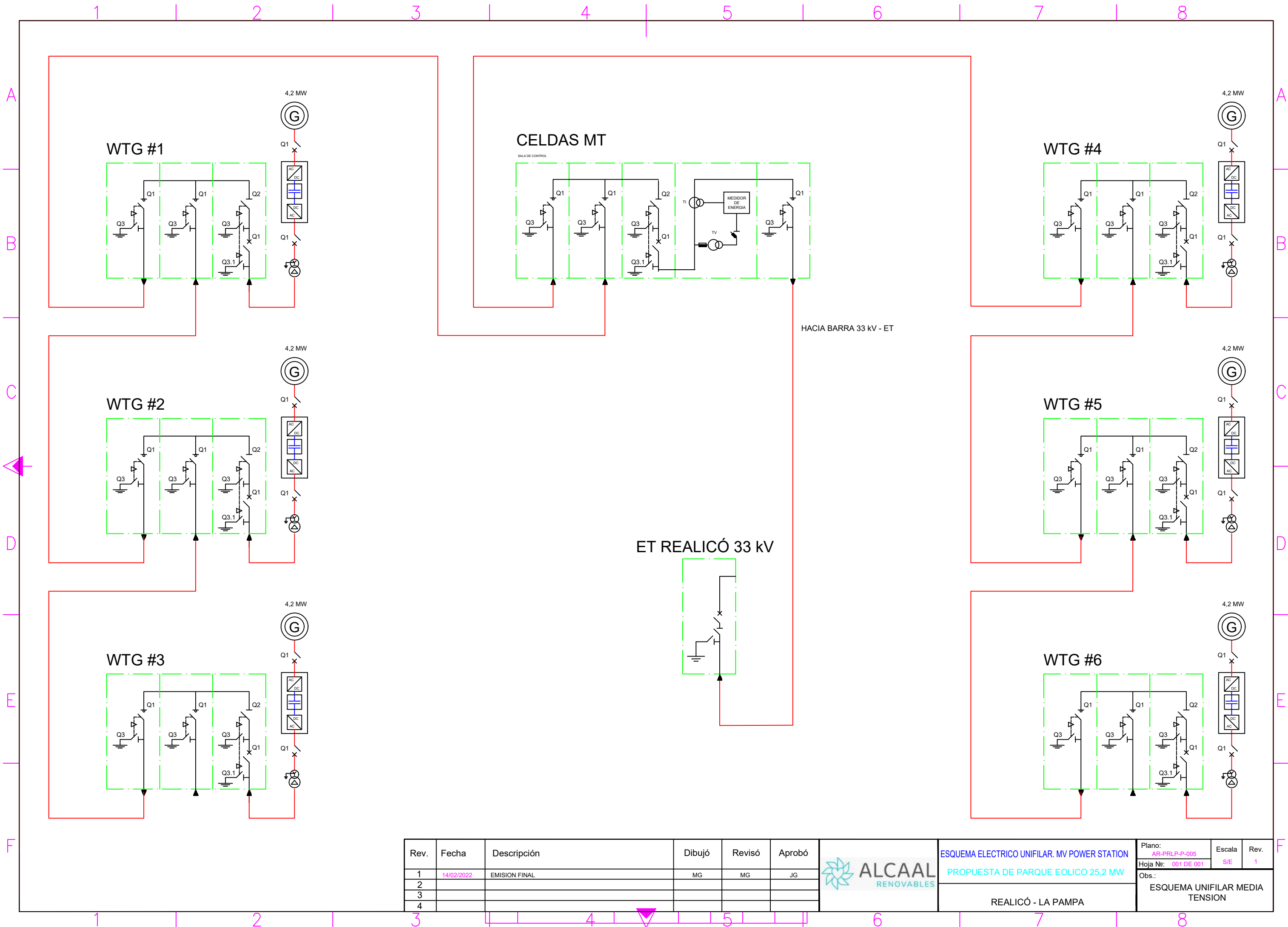


Rev.	Fecha	Descripción	Dibujó	Revisó	Aprobó
1	14/02/2022	EMISION FINAL	MG	MG	JG
2					
3					
4					



ESQUEMA ELECTRICO UNIFILAR. MV POWER STATION
 PROPUESTA DE PARQUE SOLAR 24 MW
 REALICÓ - LA PAMPA

Plano: AR-PRLP-P-003	Escala S/E	Rev. 1
Hoja N°: 003 DE 003		
Obs.: ESQUEMA UNIFILAR MEDIA TENSION		



Rev.	Fecha	Descripción	Dibujó	Revisó	Aprobó
1	14/02/2022	EMISION FINAL	MG	MG	JG
2					
3					
4					



ESQUEMA ELECTRICO UNIFILAR. MV POWER STATION
 PROPUESTA DE PARQUE EOLICO 25,2 MW
 REALICÓ - LA PAMPA

Plano: AR-PRLP-P-005	Escala S/E	Rev. 1
Hoja N°: 001 DE 001		
Obs.: ESQUEMA UNIFILAR MEDIA TENSION		



Consejo Federal de Inversiones
2022

Copia Digitalizada
Hoja Adicional de Firmas

Número:

Referencia: Informe Final-ALCAAL_Renovables-REALICO

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 187 pagina/s.