

Memo AIE - 0004/25

A: GTR

De: AIE

Objeto: Elevar informe

Fecha: 07/05/2025

Referencia: Expediente EX-2024-08357918- -GDEMZA-SAYOT, en relación con el Estudio Ambiental del proyecto denominado "PARQUE SOLAR AGUA DEL TORO", a desarrollarse en el Departamento San Rafael, Provincia de Mendoza, propuesto por GENNEIA S.A.

DICTAMEN SECTORIAL

El presente Dictamen Sectorial tiene por finalidad realizar una evaluación de Impacto Ambiental "PARQUE SOLAR AGUA DEL TORO" de acuerdo a lo establecido en la Ley Provincial Nº 5.961 y su Decreto Reglamentario Nº 2.109/94, y que en materia eléctrica tiene incumbencia el Ente Provincial Regulador Eléctrico.

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO (Punto 2 AP)

JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO (Punto 2.1 AP)

El desarrollo del proyecto se corresponde con las crecientes necesidades de energía, el aumento de la preocupación por el medio ambiente, la naturaleza y la calidad de vida, es por ello que en los últimos años se han dedicado grandes esfuerzos a investigar nuevas fuentes de energía limpias e inagotables que contribuyan a construir una oferta energética sólida, con garantías de suministro sostenible.

Entre las fuentes de energía renovables, la energía fotovoltaica ha irrumpido con fuerza en los últimos años y se ha consolidado como una opción fiable tanto económica como medioambiental. Sin emisiones, inagotable, competitiva y creadora de riqueza y empleo.

El "éxito del sol", se fundamenta en una industria de alto nivel tecnológico que ha alcanzado en los últimos años una importante madurez.

Desde el punto de vista técnico, el lugar cuenta con gran potencial para la construcción de una planta solar fotovoltaica. Para la factibilidad del sitio se requiere capacidad de evacuación de la red eléctrica y contar con una irradiación global horizontal de un valor considerable. El sitio seleccionado cumple con ambas condiciones.

El presente proyecto denominado "Parque Solar Agua del Toro - San Rafael Etapa 3 y LMT de vinculación (LMT)" (PSADT-SR3) consiste principalmente en la construcción de una planta fotovoltaica con una potencia nominal de 103.9 MWac y una potencia máxima de 106.0 MWdc lo que da como resultado un ratio DC/AC de 1.02. El proyecto evacuará la energía generada a través de una interconexión en 33 kV subterránea cuya conexión se hará en un tren de celdas ubicado en la SET PI Agua del Toro, propiedad de Distrocuyo.

ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS EN LA POLIGONAL SELECCIONADA (Punto 2.1.1 AP)

Para elección del predio PS Agua del Toro – San Rafael Etapa 3, se evaluaron dos (2) alternativas a fin de seleccionar la más viable, en función de dos factores principales: consideraciones contractuales (acuerdos con propietarios, permisos y condiciones legales) y proximidad a la estación transformadora.

ALTERNATIVA A:

Predio de 101 hectáreas con acceso desde camino rural. El punto de interconexión del parque con la ET Agua del Toro, requiere un tendido eléctrico de media tensión de unos 2,5 km de longitud.

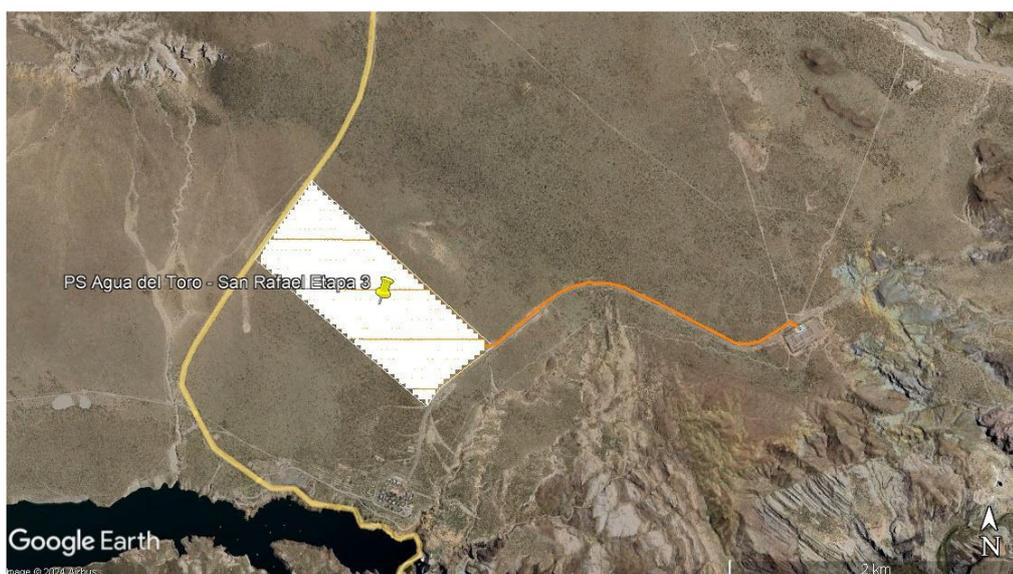


Imagen 1. Vista área de Proyecto y LMT de vinculación Alternativa A.

ALTERNATIVA B

Predio de 414 hectáreas con acceso desde la ruta provincial N°150. El punto de interconexión del parque con la ET Agua del Toro, requiere un tendido eléctrico de media tensión de unos 3 km de longitud.



Imagen 2. Vista área de Proyecto y LMT de vinculación Alternativa B.

Como resultado de la evaluación preliminar se eligió la Alternativa A, por sobre la Alternativa B, teniendo en cuenta:

1. Consideraciones Contractuales: se ha tomado en cuenta que el predio seleccionado cumple con los requisitos contractuales específicos establecidos para el desarrollo del proyecto. Estos incluyen acuerdos con propietarios, permisos y condiciones previas que facilitan el avance del proyecto sin demoras o complicaciones legales. Esto optimiza el tiempo de implementación y reduce los riesgos relacionados con posibles disputas o restricciones contractuales.

2. Proximidad a la Estación Transformadora: el predio elegido se encuentra estratégicamente más cercano a la estación transformadora, lo que implica una serie de ventajas. Al estar más cerca de este punto de interconexión a la red eléctrica se reduce la necesidad de realizar, al menos, 0,5 km de tendido, lo que disminuye los costos asociados a la infraestructura eléctrica. Además, al requerirse menos tendido del cableado que compone a la línea de interconexión, se reducen los impactos ambientales derivados de la construcción de nuevas líneas de transmisión, lo que contribuye a un proyecto más sostenible.

Estas ventajas combinadas permiten una ejecución más eficiente, rentable y con un menor impacto ambiental, contribuyendo así a la viabilidad del proyecto en el largo plazo.

LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO (Punto 2.2 AP)

El PSADT-SR3 se localizará sobre terrenos privados a unos 64 km al oeste de la localidad de San Rafael, departamento homónimo (coordenadas geográficas centrales 34°34'1.61"S; 69° 2'21.32"O). El predio tiene acceso desde la ciudad de San Rafael transitando por la Ruta Provincial N°150. El predio sobre el cuál se desarrollará el PSADT-SR3 posee una superficie total de unas 100,46 ha.

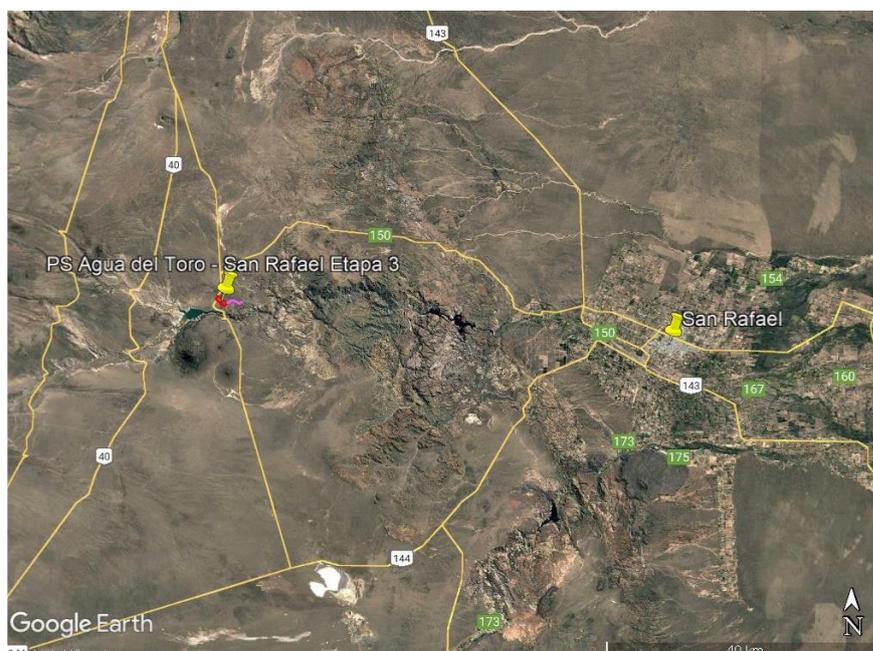


Imagen 3. Ubicación regional del área de proyecto (polígono rojo) y LMT de vinculación (línea rosa) respecto a la localidad de San Rafael.

Fuente. Google Earth / GENNEIA S.A.

Debajo se indica sobre imagen satelital los vértices del área del proyecto.

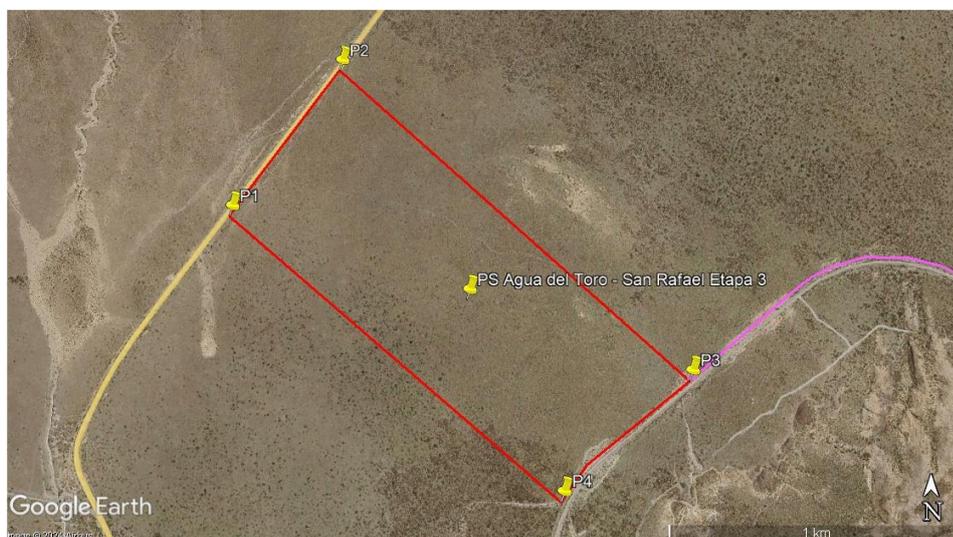


Imagen 4. Límites del predio correspondiente al PSADT-SR3 (polígono rojo).

Fuente. Google Earth / GENNEIA S.A.

Los vértices que definen el perímetro del área de proyecto se presentan en la siguiente tabla.

Vértice	Coordenadas Geográficas - WGS 84	
	Latitud	Longitud
P1	34° 33.906'S	69° 2.847'O
P2	34° 33.614'S	69° 2.598'O
P3	34° 34.222'S	69° 1.787'O
P4	34° 34.445'S	69° 2.082'O

Tabla 1. Coordenadas de los límites del predio PSADT-SR3.

Fuente. GENNEIA S.A.

/

Instalación	Coordenadas Geográficas - WGS 84	
	Latitud	Longitud
Centro de seccionamiento (inicio)	34°34'13.14"S	69° 1'48.95"O
ET PI Agua del Toro (final)	34° 34.146'S	69° 0.429'O

Tabla 2. Ubicación del edificio de celdas y de la SET.

Fuente. GENNEIA S.A.

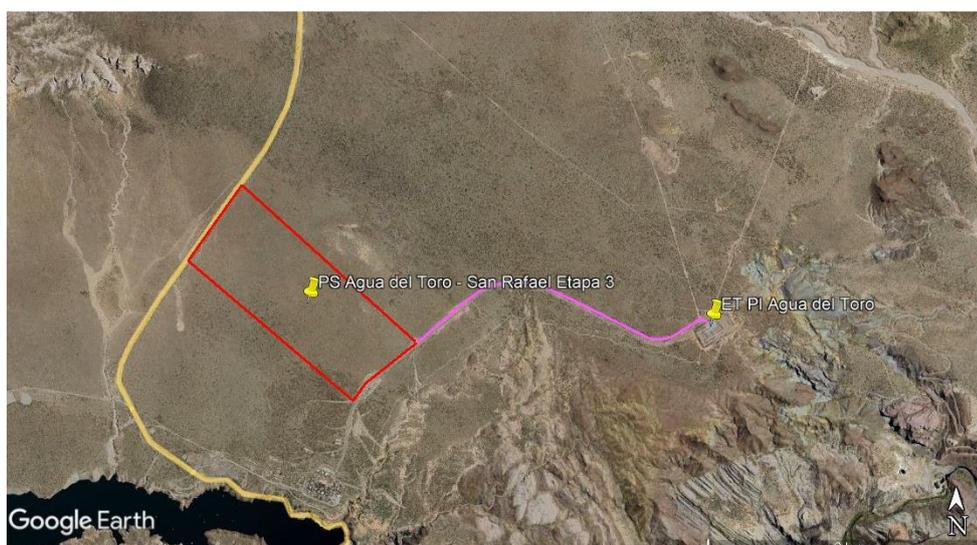


Imagen 5. Trazado de la LMT de vinculación aérea (línea rosa).

Fuente. Google Earth / GENNEIA S.A.

PRINCIPALES ASPECTOS TECNICOS DEL PROYECTO, DE ACUERDO A LO DESCRIPTO EN LOS PUNTOS CORRESPONDIENTES AL AVISO DE PROYECTO, QUE A CONTINUACION SE DETALLAN:

TECNOLOGÍA A UTILIZAR

FUNCIONAMIENTO BÁSICO DE LA GENERACIÓN FV CONECTADA A RED (Punto 2.5.1 AP)

Los equipos principales utilizados para convertir la energía solar en electricidad son:

- *Módulos fotovoltaicos, que convierten la radiación solar en corriente continua.*
- *Seguidor de un eje, que sirve de soporte y orienta los módulos fotovoltaicos para minimizar el ángulo de incidencia entre los rayos solares y la superficie de los módulos durante el día.*
- *Inversores de string, que convierten la DC del campo solar a AC.*
- *Transformadores de potencia, que elevan el nivel de tensión de baja a media tensión.*
- *Centros de transformación, que contienen el equipo necesario para convertir la alimentación de DC a AC.*

La configuración eléctrica de la planta fotovoltaica se muestra en la siguiente figura.

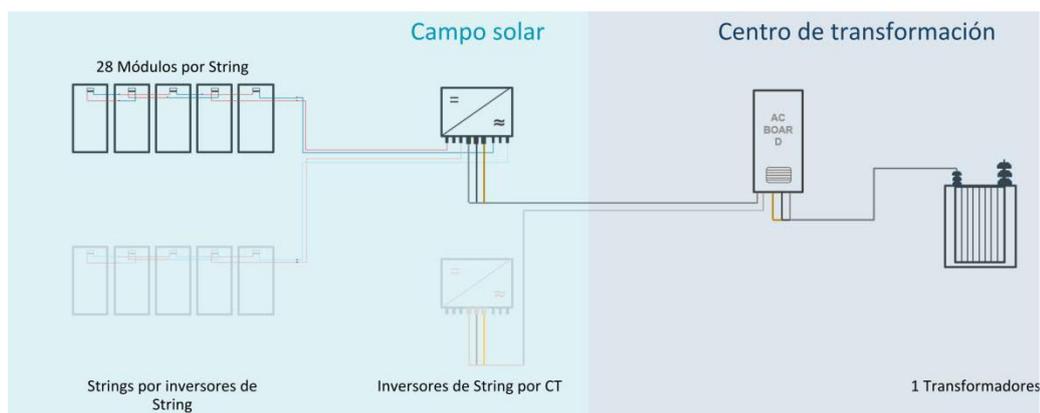


Figura 1. Esquema básico de funcionamiento de una instalación FV conectada a red. Fuente. GENNEIA S.A.

DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES (Punto 2.5.2 AP)

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS. El módulo fotovoltaico seleccionado es el modelo Bifacial JKM620N-66HL4M-BDV, fabricado por Jinkosolar 2023. Tiene una potencia máxima de 620.0 W, y la tecnología de las células es Si-mono. Las características del módulo fotovoltaico elegido se muestran en la siguiente tabla. El módulo tiene un factor de bifacialidad del 80.00 %.

Características del módulo fotovoltaico	
Características principales	
Modelo	JKM620N-66HL4M-BDV
Fabricante	Jinkosolar 2023
Tecnología	Si-mono
Tipo de módulo	Bifacial
Máxima tensión	1500 V
Standard test conditions (STC)	
Potencia máxima	620.0 W
Eficiencia	22.97 %
Tensión MPP	40.4 V
Corriente MPP	15.34 A
Tensión a circuito abierto	49.1 V
Corriente de cortocircuito	16.08 A
Coefficientes de temperatura	
Coefficiente de potencia	-0.290 %/°C
Coefficiente de tensión	-0.281 %/°C

Características del módulo fotovoltaico	
Coefficiente de corriente	0.045 %/°C
Características mecánicas	
Largo	2382.0 mm
Ancho	1134.0 mm
Grosor	30.0 mm
Peso	33.4 kg

Tabla 2. Características técnicas del módulo seleccionado.

Fuente. GENNEIA S.A.

Un ejemplo de módulo Bifacial Si-mono se muestra en la siguiente figura.



Figura 2. Módulo fotovoltaico.

Fuente. GENNEIA S.A.

SEGUIDOR DE UN EJE N-S. Los módulos solares fotovoltaicos se montarán en seguidores solares de un eje orientados Norte-Sur, integrados en estructuras metálicas que combinan piezas de acero galvanizado y aluminio, formando una estructura fijada al suelo. En la Figura 10 se muestra un ejemplo de un seguidor de un eje.



Figura 3. Ejemplo de un seguidor de un eje.

Fuente. GENNEIA S.A.

Los seguidores de un eje están diseñados para minimizar el ángulo de incidencia entre los rayos solares y el plano del panel fotovoltaico. El sistema de seguimiento consiste

en un dispositivo electrónico capaz de seguir el sol durante el día. Las principales características del sistema de seguimiento se resumen en la siguiente tabla.

Características del seguidor de un eje	
Modelo	Vanguard™-1P
Fabricante	TrinaTracker
Tecnología	Single-row
Configuración	1V (Vertical)
Ángulos límite de seguimiento	+60 / -60 °
Altura del punto más bajo	0.5 m
Diseñado para módulos	BIFACIAL
Distancia adicional para el motor	400.0 mm
Distancia adicional para la viga de torsión	0.0 mm
Distancia entre módulos en la dirección axial	17.0 mm
Distancia entre módulos en la dirección pitch	0.0 mm

Tabla 3. Principales características del seguidor de un eje.

Fuente. GENNEIA S.A.

El número de seguidores a un eje instalados se resume en la siguiente tabla.

Strings por estructura	Módulos por estructura	Longitud	Cantidad
2	56	64.84 m	2894
1	28	32.61 m	319

Tabla 4. Número de seguidores instalados.

Fuente. GENNEIA S.A.

INVERSOR. El inversor convierte la corriente continua producida por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna. Está compuesto por los siguientes elementos:

- Una o varias etapas de conversión de energía de DC a AC, cada una equipada con un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). El MPPT variará la tensión del campo DC para maximizar la producción en función de las condiciones de operación.
- Componentes de protección contra altas temperaturas de trabajo, sobre o baja tensión, sobre o subfrecuencias, corriente de funcionamiento mínima, falla de red del transformador, protección anti-isla, comportamiento contra brechas de tensión, etc. Además de las protecciones para la seguridad del personal de plantilla.

En la siguiente figura se muestra un inversor tipo comúnmente usado para proyectos fotovoltaicos.



Figura 4. Inversor.
Fuente. GENNEIA S.A.

Las principales características del inversor seleccionado se muestran en siguiente Tabla.

Características del inversor	
Características principales	
Modelo	SUN2000-330KTL-H1
Tipo	STRING
Fabricante	Huawei Technologies
Máxima eficiencia de conversión de DC a AC	98.94 %
Entrada (DC)	
Rango búsqueda MPPT	500 - 1500 V
Tensión máxima de entrada	1500 V
Salida (AC)	
Potencia nominal	330.0 kVA IF-2024-09759193-GDEMZ
Características del inversor	
Potencia máxima (ficha técnica)	330.0 kVA
Potencia Nominal (ficha técnica)	300.0 kVA
Tensión de salida	800 V
Frecuencia de salida	50 Hz

Tabla 5. Características técnicas del Inversor.
Fuente. GENNEIA S.A.

Inversores	Cantidad	Entradas DC	Potencia DC	Ratio DC/AC
SUN2000-330KTL-H1 (276 kWac)	290	16 strings	278 kW	1.005
SUN2000-330KTL-H1 (276 kWac)	51	17 strings	295 kW	1.068
SUN2000-330KTL-H1 (276 kWac)	25	18 strings	312 kW	1.130
SUN2000-330KTL-H1 (276 kWac)	10	15 strings	260 kW	0.942

Tabla 6. Inversores.
Fuente. GENNEIA S.A.

TRANSFORMADOR. El transformador de potencia eleva la tensión de salida AC del inversor para lograr una transmisión de mayor eficiencia en las líneas de media tensión de la planta fotovoltaica. Un ejemplo de un transformador de potencia se muestra en la siguiente figura.



Figura 5. Ejemplo de un transformador de potencia.

Fuente. GENNEIA S.A.

CENTROS DE TRANSFORMACIÓN. Los centros de transformación (CT) son edificios o contenedores interiores. La tensión de la energía recolectada del campo solar se incrementa a un nivel más alto con el propósito de facilitar la evacuación de la energía generada.

Los transformadores se alojarán en el centro de transformación.

Un ejemplo de un centro de transformación Indoors se muestra en la siguiente figura.



Figura 6. Ejemplo de un Centro de Transformación.

Fuente. GENNEIA S.A.

El centro de transformación se suministrará con interruptores de media tensión que incluyen una unidad de protección de transformador, una unidad de alimentación directa de entrada, una unidad de alimentación directa de salida y las placas eléctricas. En particular, para el primer centro de transformación de cada línea de MT, la unidad de entrada directa no se instalará.

Las características comunes de los centros de transformación se muestran en la siguiente tabla.

Características del centro de transformación	
Relación de transformación	0.8/20.0kV
Sistema de refrigeración	ONAN
Cambiador de tomas	2.5%, 5%, 7.5%, 10%
Servicio	Indoors

Tabla 7. Características del centro de transformación.

Fuente. GENNEIA S.A.

Las características de los distintos centros de transformación de acuerdo a su configuración en AC se muestran en la siguiente tabla.

Centros de transformación	Cantidad	Núm. Inversores	Configuración de los transformadores	Impedancia de corto-circuito (Zcc)
1	12	30(9.9 MVA)	1 transformador de dos devanados de 9.9 MVA	0.080
2	1	16(5.28 MVA)	1 transformador de dos devanados de 5.28 MVA	0.080

Tabla 8. Centros de transformación de acuerdo a su configuración en AC.

Fuente. GENNEIA S.A.

Los distintos tipos de centros de transformación de acuerdo al campo DC asociado a los mismos se muestran en la siguiente tabla.

Centros de transformación	Cantidad	Núm. Inversores	Potencia AC	Potencia DC	Ratio DC/AC
1	2	30	8.293 MW	8.472 MW	1.022
2	1	30	8.293 MW	8.489 MW	1.024
3	1	30	8.293 MW	8.472 MW	1.022
4	1	30	8.293 MW	8.472 MW	1.022
5	1	30	8.293 MW	8.454 MW	1.019
6	1	30	8.293 MW	8.454 MW	1.019
7	1	30	8.293 MW	8.454 MW	1.019
8	1	30	8.293 MW	8.437 MW	1.017
9	1	30	8.293 MW	8.437 MW	1.017
10	1	30	8.293 MW	8.437 MW	1.017
11	1	30	8.293 MW	8.437 MW	1.017
12	1	16	4.423 MW	4.531 MW	1.024

Tabla 9. Centros de transformación de acuerdo al campo DC asociado.

Fuente. GENNEIA S.A.

CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA

El conjunto de generadores fotovoltaicos consta de módulos fotovoltaicos conectados en serie y asociaciones en paralelo. Esta configuración está definida por las características técnicas del módulo y el inversor, los requisitos del sistema de potencia y las condiciones meteorológicas de la ubicación específica en Argentina.

La metodología utilizada para definir la configuración eléctrica consiste en dimensionar las strings de módulos, los cuadros de agrupación eléctricos (si hay), el cableado y los inversores para encontrar una configuración eléctrica que satisfaga el objetivo de ratio DC/AC. Algunos de los criterios de diseño considerados fueron:

- Alcanzar la tensión máxima en DC posible, respetando la tensión máxima nominal de los módulos fotovoltaicos, 1500 V. Esto se hace para minimizar las pérdidas de transmisión de energía de DC.
- Sobredimensionamiento del generador fotovoltaico (lado de DC) con respecto a la potencia nominal del sistema de AC, para maximizar el rendimiento energético.

Las principales características de la configuración eléctrica global y por áreas se muestran en las siguientes tablas.

Características globales de la configuración eléctrica	
Potencia nominal de la planta	103.9 MWac
Potencia máxima de la planta	106.0 MWdc
Ratio DC/AC	1.02
Módulos por string	28

Tabla 10. Características globales de la configuración eléctrica.

Fuente. GENNEIA S.A.

Grupo de áreas	Potencia nominal	Potencia pico	Ratio DC/AC
Área1	103.9 MWac	106.0 MWdc	1.02

Tabla 11. Características de configuración eléctrica por grupo de áreas.

Fuente. GENNEIA S.A.

La red de media tensión que conecta los centros de transformación a la subestación opera a 20.0 kV. Está compuesta por 16 líneas de media tensión.

DISEÑO DEL CABLEADO ELÉCTRICO

El objetivo al calcular las características del cableado eléctrico es minimizar las longitudes y secciones del cable. Las secciones se seleccionan de acuerdo con las normas IEC 60502-2 e IEC 60364-5-52.

Para calcular la sección del cable, se consideraron la caída de tensión, la capacidad de carga de corriente y la corriente de cortocircuito. La caída de tensión máxima permitida fue 1.5% para el lado de DC, y 0.5% para los cables de AC de la red de MT.

Un cable de tierra de 35 mm² será instalado para las zanjas de baja tensión y media tensión, mientras que uno de 50 mm² será instalado en el caso de los centros de transformación.

Un resumen de las secciones de cable seleccionadas y su método de instalación se muestra en la siguiente tabla.

Sección	Material conductor	Material aislante	Tipo de instalación
De Strings a Inversor			
4 mm ²	Cu	XLPE	Sujeto a estructuras
6 mm ²	Cu	XLPE	Sujeto a estructuras
De inversor a CT			
300 mm ²	Al	XLPE	Enterrada en zanjas
De CT a los Switchgears de MT			
400 mm ²	Al	XLPE	Enterrada en zanjas
500 mm ²	Al	XLPE	Enterrada en zanjas

Tabla 12. Resumen de las secciones de cable seleccionadas.

Fuente. GENNEIA S.A.

Los cables de baja tensión entre los inversores de string y los centros de transformación serán enterrados directamente en zanjas. Las zanjas pueden incluir varias filas de cables. Las zanjas de baja y media tensión estarán separadas.

La profundidad mínima de los cables de baja tensión es 600.0 mm. Estos cables estarán pegados horizontalmente, pero con una separación de 50.0 mm en vertical.

En la siguiente figura, se muestra la sección transversal simplificada de una zanja BT.

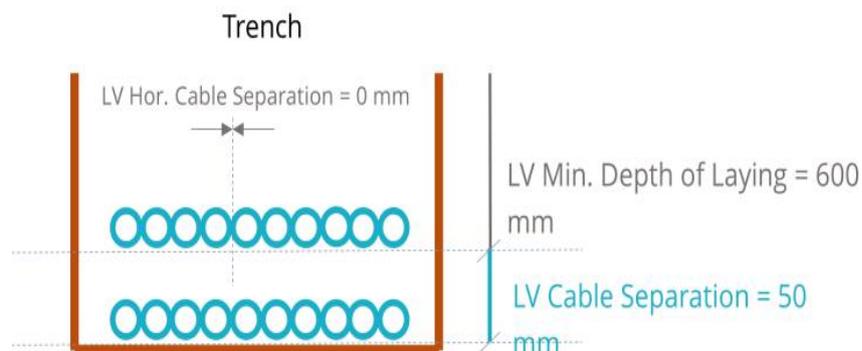


Figura 7. Sección transversal simplificada de una zanja BT.

Fuente. GENNEIA S.A.

La profundidad mínima de los cables de media tensión es 700.0 mm. Estos cables se encontrarán separados por 200.0 mm en la dirección horizontal y 200.0 mm en la dirección vertical.

En la siguiente figura, se muestra la sección transversal simplificada de una zanja MT.

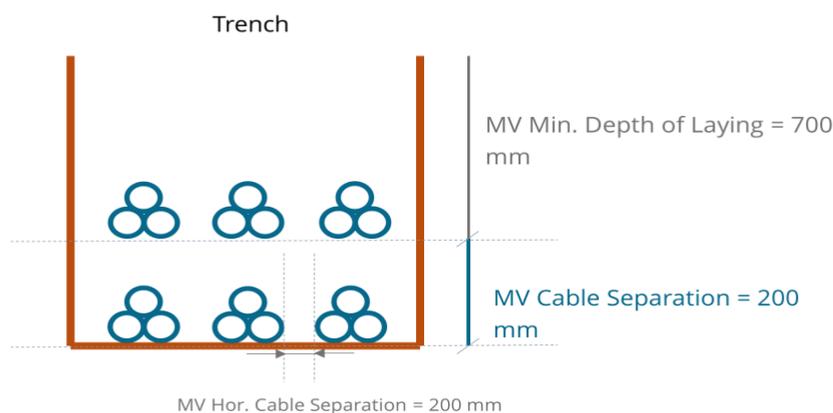


Figura 8. Sección transversal simplificada de una zanja MT.

Fuente. GENNEIA S.A.

El espacio horizontal entre las filas de cables y los bordes de la zanja es 50.0 mm. En la siguiente tabla se muestra la sección de las zanjas usadas en el diseño junto a la longitud total de zanja y el volumen para cada tipo.

Tipo de zanja	Sección transversal	Longitud	Volumen
Zanja de baja tensión	400.0 x 1000.0 mm	16750.86 m	6700.34 m ³
Zanja de baja tensión	800.0 x 1000.0 mm	64.12 m	51.3 m ³
Zanja de media tensión	800.0 x 1000.0 mm	2533.47 m	2026.77 m ³
Zanja de media tensión	800.0 x 1500.0 mm	1299.0 m	1558.8 m ³
Zanja de media tensión	800.0 x 2000.0 mm	60.62 m	97.0 m ³

Tabla 13. Secciones transversales de las zanjas.

Fuente. GENNEIA S.A.

BARRAS COLECTORAS. Previo a la evacuación de la energía generada hacia la red eléctrica, la misma será conectada en sendas barras de media tensión desde los ramales colectores para evacuar la energía hacia la red a través de una línea de evacuación.

Para la instalación de las barras se construirá un edificio de celdas donde se montarán las mismas, los equipos de servicios auxiliares necesarios para la Planta y los sistemas de control, protección y mediciones de la Planta.

LÍNEAS DE INTERCONEXIÓN. Estará compuesta por cables unipolares de cobre aislados en polietileno reticulado que serán tendidos de manera subterránea entre el centro de seccionamiento del PS y las barras de 33kV de la ET.

DESCRIPCION DE LA INSTALACIÓN (Punto 2.5.3 AP)

Los componentes principales se vinculan según lo indica la siguiente tabla.

Vinculación de componentes	
Módulos en serie (cadenas)	28
Cantidad total cadenas	6107
Cantidad total inversores	376
Cantidad centros de transformación	13

Tabla 14. Vinculación de componentes principales.

Fuente: GENNEIA S.A.

DESCRIPCIÓN DE LOS MATERIALES A UTILIZAR (Punto 3.1.6 AP)

Las principales materiales e insumos estimados que se requieren para la construcción del proyecto se detallan a continuación. Cabe aclarar que las cantidades son aproximadas y las mismas están sujetas a cambios a realizar cuando se formule la ingeniería de detalle.

Material/insumo	Unidad	Cantidad
Equipos principales de generación		
Trackers	un	6.119
Paneles	un	342.664
Inversores	un	480
Centros de Transformación	un	16
Suministros para BOS		
Cables subterráneos de 33kV	m	49.926
Cables subterráneos de 1,8/3kV	m	267.413
Cable solar 1,5kV	m	295.893
Cable de cobre desnudo	m	38.213
Fibra óptica	m	22.274
Celdas 33kV	un	9
Transformador de SSAA	un	2
Tableros TGSACA y TGSACC	un	3
Banco de Baterías y Cargador	un	0
Sistema de control/SCADA/Protecciones	un	1
SOTR	un	1
Estaciones meteorológicas	un	3

Tabla 19. Suministros e insumos estimados para la fase de construcción.

Fuente: GENNEIA S.A.

***DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA AL SADI (SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN)
(Punto 3.2.2 AP)***

Para la etapa de operación del Proyecto, los módulos fotovoltaicos conectados eléctricamente entre sí en serie y paralelo, se encargarán de transformar la energía del sol en energía eléctrica, generando una corriente continua (DC) proporcional a la irradiancia solar que incide sobre ellos. Luego, se llevará a cabo el proceso de conversión (CA) en las casetas de inversores y transformadores, finalmente entregando 103,9 MW de potencia nominal.

*La energía generada se evacuará a través de una **línea de media tensión (LMT) aérea de 33 kV a la estación transformadora cercana.***

OBSERVACIONES:

“Cabe aclarar que el CERTIFICADO DE CONVENIENCIA Y NECESIDAD PUBLICA, se emitirá como paso previo y necesario para que la proponente gestione y complete todas las acciones que la legislación vigente establece en materia ambiental, disposiciones de carácter nacional, provincial y municipal, que deban establecerse en función de La Ley Provincial N° 5961 de "Preservación, Conservación, Defensa y Mejoramiento del Medio Ambiente" y su Decreto Reglamentario N° 2109/94, así como la imposición de corresponder de las servidumbres de electroducto, que deban establecerse en función de lo requerido por la Ley Prov. N° 5518 de “Servidumbre Administrativa de Electroducto” y su modificatoria-.

“Que además resulta de aplicación el Art. 22 de la Ley 6.497 y su modificatorias en cuanto, Ningún generador, transportista o distribuidor podrá comenzar la construcción y operación de instalaciones, de las características y magnitudes que determine la reglamentación, para las cuales no esté expresamente facultado por el respectivo contrato de concesión, autorización administrativa o permiso, debiendo obtener previamente el correspondiente Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública por parte del EPRE”.

“Con respecto a lo anteriormente mencionado, para la solicitud del respectivo CCyNP, el proponente del proyecto PARQUE SOLAR AGUA DEL TORO , deberá dar cumplimiento a lo establecido en la RESOLUCION EPRE N° 007/18”.

RECOMENDACIONES

Del análisis del Estudio de Impacto Ambiental “PARQUE SOLAR AGUA DEL TORO ”, se sugieren desde el punto de vista eléctrico ambiental, las siguientes recomendaciones:

- Durante el desarrollo del Proyecto, se deberá dar cumplimiento a lo establecido en las siguientes Normativas Vigentes:
 - Leyes N°6497 y 6498 complementarias y modificatorias.
 - Reglamento de Suministro de Energía Eléctrica y Normas de Calidad del Servicio Públicos y Sanciones de la Provincia de Mendoza.

- Resolución EPRE Nº 087/99 “Procedimientos Ambientales para la Construcción de Instalaciones de Distribución y Transporte que utilicen Tensiones de 33kV o Superiores” en todo aquello que le sea de aplicación. -
- Resolución EPRE Nº 553/03 “Modificación Resolución Nº 87/99”.
- Ley Provincial Nº 5518 “Ley de Servidumbre Administrativa de Electroducto” y su modificatoria Ley Nº 6604.
- Resolución EPRE Nº 011/99 “Reglamento de Servidumbres de Electroducto”.
- Especificación Técnica ET Nº 90 (Ex EMSE) “Servidumbre de Electroducto”.
- Normas IRAM, VDE, IEC, DIN, ANSI, IEEE, NIME, ASTM y CIRSOC.
- Reglamentación sobre Líneas Aéreas Exteriores de la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA).
- Todos los trabajos en la vía Pública deberán cumplimentar lo establecido en la Ley Nº 19.587 Seguridad e Higiene en el Trabajo, Dec. Nº 351/79, Dec. 911/96, Norma IRAM 10.005, Ley Nº 24.557 de Riesgo del Trabajo, Procedimiento de Trabajos en la Vía Pública de la Distribuidora y las Ordenanzas Municipales correspondientes.
- **Franja de Servidumbre:**

La Servidumbre Administrativa de Electroducto, estará sujeta en lo que respecta a su constitución y mantención a lo establecido por la Ley Provincial Nº 5518 “Ley de Servidumbre Administrativa de Electroducto” y su complementaria. Las condiciones y dimensiones de la franja de servidumbre serán definidas según las indicaciones de la “Especificación Técnica ET Nº 90 (Ex EMSE) “Servidumbre de Electroducto”.
- Las construcciones y materiales a emplearse en las obras eléctricas deberán cumplir con las Especificaciones Técnicas establecidas por la normativa vigente y de aplicación en Redes Eléctricas de Baja, Media y Alta Tensión.
- Los conductores de la nueva línea, a lo largo de toda la traza determinada por el proponente del proyecto; deberán respetar las distancias mínimas de seguridad establecidas según las normativas vigentes, y las referidas a la Franja de Servidumbre de Electroducto, como así también las disposiciones reglamentarias que regulan la construcción y los materiales a emplearse para este tipo de tendido eléctrico.
- Se deberá identificar las interferencias que se puedan producir sobre las instalaciones subterráneas, pertenecientes a empresas prestadoras de Servicios Públicos y/o Privados (electricidad, agua potable, cloacas, gasoductos, telefonía, fibra óptica, etc.). Para los casos mencionados se aplicarán las normativas de seguridad eléctrica e interferencias vigentes.
- Se deberá tener especial cuidado por la presencia de las Líneas de Media y Alta Tensión, cuyas trazas discurren en zonas cercanas y/o por donde se desarrollará el proyecto presentado, lo que constituirá un factor de riesgo para la seguridad pública en las etapas de construcción, operación y mantenimiento, debiendo respetarse las distancias mínimas establecidas por la normativa vigente.
- Se deberá verificar que los valores de las mediciones de Puesta a Tierra de las nuevas instalaciones antes de su Puesta en Servicio cumplan con lo establecido por normativa vigente. -

- Se deberá preservar durante la ejecución de las obras la seguridad pública, protegiendo las excavaciones mediante la colocación de tapas de madera, vallados firmes, cartelería, cintas de peligro, balizas, etc.-
- Todas las instalaciones que durante el transcurso de las obras deban tensionarse provisoriamente, deberán estar protegidas contra contactos accidentales (vallados de protección, aislaciones especiales, cartelería, puestas a tierra, dispositivos de protección personal, etc.). -
- En aquellos casos en que se deban reemplazar y/o reubicar instalaciones pertenecientes al servicio eléctrico de Distribución y/o Transporte, y éstas queden desafectadas y sin posibilidades de uso posterior, deberán ser consideradas como pasivo ambiental y gestionar la disposición de las mismas ante la Empresa de Energía que corresponda, según lo dispuesto en la normativa regulatoria vigente. -
- Se deberá dar cumplimiento a lo propuesto en el Plan de Gestión Ambiental mencionado.

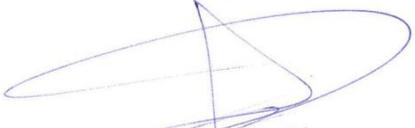
CONCLUSION:

Del análisis de Estudio de Impacto Ambiental PARQUE SOLAR AGUA DEL TORO , surge como conclusión que este Dictamen Sectorial no presenta objeciones, más allá de las recomendaciones, conclusiones y consideraciones que se formulan en el Dictamen Técnico. -

Por lo tanto, se entiende que los impactos que se producirán como consecuencia del proyecto denominado PARQUE SOLAR AGUA DEL TORO, son a largo plazo positivos y que aquellos de signo negativo que se evidencian en la etapa de construcción, operación y mantenimiento, pueden atenuarse siguiendo las recomendaciones que se formulan.

Los correspondientes a este Ente, han sido identificados y valorados en este Dictamen Sectorial, formulándose así las Observaciones, Consideraciones y Recomendaciones del caso, las que se solicita se tengan presentes.

Mendoza, Mayo de 2025



Ing. BAUT. E. FAURA
Gerente Técnico
de la Regulación
EPRE