



LICITACIÓN PÚBLICA 8/2025

PLIEGO DE ESPECIFICACIONES

TÉCNICAS

Objeto: Instalación Planta Solar Fotovoltaica
MIRADORTEC

Fecha de Apertura: 12/03/2026 – 10.00 horas.

Lugar de Apertura: Salón de Presidentes – IAPSER Seguros – Casa Central, San Martín N° 918, Paraná, Entre Ríos.

Presupuesto Oficial: \$254.903.120 (PESOS DOSCIENTOS CINCUENTA Y CUATRO MILLONES NOVECIENTOS TRES MIL CIENTO VEINTE) FINALES.
Mes base: OCTUBRE 2025.

ESPECIFICACIONES TECNICAS

Índice General de Normativas Aplicables

La presente tabla compila las principales leyes, decretos, resoluciones y normas técnicas que rigen el diseño, la instalación, la conexión y la operación de la planta solar fotovoltaica objeto de este pliego. Las referencias (ID Ref.) serán utilizadas a lo largo del documento para una citación concisa.

ID Ref.	Norma/Reglamento/Ley	Título/Descripción Breve	Organismo Emisor/Jurisdicción	Sección(es) Relevante(s) del Pliego
N-01	Ley Provincial N° 10.933	Energía Eléctrica Sostenible	Legislatura de Entre Ríos	1.1, 2.1.6
N-02	EPRE Resolución N° 96/23	Especificación Técnica para Instalación de Generación Distribuida	Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE)	2.1.6, 2.2.1, 2.2.3.3, 2.2.3.5, 2.2.3.6, 2.2.3.7, 2.4, 2.5.3, 2.5.4, 2.8
N-03	Decreto Reglamentario N° 324/23 MPlyS	Reglamentación Ley Provincial N° 10.933	Poder Ejecutivo de Entre Ríos	2.1.6
N-04	Secretaría de Energía ER Resolución N° 297/23	Procedimiento para la conexión del Usuario-Generador	Secretaría de Energía de Entre Ríos	2.1.6, 2.5.4, 2.8
N-05	Ley Nacional N° 27.424	Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública	Congreso Nacional Argentino	2.1.6
N-06	AEA 90364-7-712	Reglamentación para la Ejecución de	Asociación Electrotécnica	2.1.6, 2.2.3.4, 2.2.3.6, 2.4,

		Instalaciones Eléctricas en Inmuebles - Parte 7-712: Sistemas de suministro de energía mediante paneles solares fotovoltaicos	Argentina (AEA)	2.5.3
N-07	Ley Nacional N° 19.587	Ley de Higiene y Seguridad en el Trabajo	Congreso Nacional Argentino	2.1.6, 2.5.2
N-08	Reglamento CIRSOC 102 (ed. 2005 o vigente)	Acción del Viento sobre las Construcciones	Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI) - Centro de Investigación de los Reglamentos Nacionales de Seguridad para las Obras Civiles (CIRSOC)	2.1.6, 2.2.2, 2.2.3.2, 2.3, 2.4
N-09	Reglamento INPRES-CIRSOC 103 (Partes I, II, etc., según aplique y edición vigente)	Normas Argentinas para Construcciones Sismorresistentes	Instituto Nacional de Prevención Sísmica (INPRES) - CIRSOC	2.1.6, 2.2.2, 2.2.3.2, 2.3, 2.4
N-10	Norma IRAM 210013-17 (o equivalente IEC 61215)	Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Diseño y aprobación de tipo.	Instituto Argentino de Normalización y Certificación (IRAM)	2.1.6, 2.2.3.1, 2.4
N-11	Norma IRAM 210013-21 (o equivalente IEC 62109-1/2, IEC 61727)	Inversores para la conexión a la red de distribución - Requisitos generales y ensayos.	IRAM	2.1.6, 2.2.3.3, 2.4
N-12	Norma IEC 61730 (serie)	Photovoltaic (PV) module safety qualification	International Electrotechnical Commission (IEC)	2.2.3.1, 2.4
N-13	Norma IRAM-IAS U 500-513	Recubrimientos metálicos. Recubrimientos galvanizados por inmersión en caliente sobre productos	IRAM	2.2.3.2, 2.4

		férreos.		
N-14	Norma ISO 1461	Hot dip galvanized coatings on fabricated iron and steel articles — Specifications and test methods	International Organization for Standardization (ISO)	2.2.3.2, 2.4
N-15	Reglamento CIRSOC 101 (ed. 2005 o vigente)	Cargas y Sobrecargas Gravitatorias para el Cálculo de las Estructuras de Edificios	INTI-CIRSOC	2.2.3.2, 2.4
N-16	Norma IEC 62109-1/2	Safety of power converters for use in photovoltaic power systems	IEC	2.2.3.3, 2.4
N-19	Norma IEC 62930 / EN 50618	Electric cables for photovoltaic systems	IEC / European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC)	2.2.3.4, 2.4
N-20	Norma IRAM NM 247-3	Conductores aislados con policloruro de vinilo (PVC) para tensiones nominales hasta 450/750 V, inclusive. Parte 3: Cables unipolares (sin envoltura) para instalaciones fijas	IRAM	2.2.3.4, 2.4
N-21	Norma IRAM 2178	Cables de energía aislados con dieléctrico sólido extruido para tensiones nominales desde 1,1 kV hasta 33 kV inclusive	IRAM	2.2.3.4, 2.4
N-22	Norma IRAM 2005	Caños de acero para instalaciones eléctricas. Tipo semipesado	IRAM	2.2.3.4, 2.4

N-23	Norma IRAM 62386 (serie)	Sistemas de caños para la conducción de cables	IRAM	2.2.3.4, 2.4
N-24	Norma IRAM 2169 (o IEC 60947-2)	Interruptores automáticos para protección contra sobrecorrientes para instalaciones fijas domésticas y análogas	IRAM	2.2.3.5, 2.4
N-25	Norma IRAM 2301 (o IEC 61008/61009)	Interruptores automáticos de corriente diferencial de fuga para instalaciones eléctricas domiciliarias	IRAM	2.2.3.5, 2.4
N-26	Norma IRAM 2200 (o IEC 61439 serie)	Tableros para distribución de energía eléctrica. Prescripciones generales	IRAM	2.2.3.5, 2.4
N-27	Norma IRAM 2281-3	Puesta a tierra de sistemas eléctricos. Instalaciones industriales y domiciliarias (inmuebles) y redes de baja tensión	IRAM	2.2.3.6, 2.4
N-28	Norma IRAM 2309	Jabalinas cilíndricas de acero-cobre para puesta a tierra	IRAM	2.2.3.6, 2.4
N-29	Norma IRAM 2345 (o IEC 61643 serie)	Dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) conectados a redes (sistemas) de distribución de baja tensión	IRAM	2.2.3.5, 2.4
N-30	EPRE Resolución 158/08	Reglamento de Suministro y Conexión para Pequeñas	EPRE	2.2.1, 2.2.3.5

		Demandas en Baja Tensión		
N-31	EPRE Resolución 206/08 (adecuada por Res. EPRE 37/17)	Reglamento de Suministro y Conexión para Medianas y Grandes Demandas en Baja y Media Tensión	EPRE	2.2.1, 2.2.3.5
N-32	EPRE Resolución 29/14	Base Metodológica para el control de la Calidad de Producto y Servicio Técnico (Armónicos, Flicker)	EPRE	2.2.3.3

Proyecto: Generación Solar – MiradorTEC®

Resumen Técnico del Proyecto

Este Pliego de Especificaciones Técnicas (PET) establece los requerimientos técnicos, normativos y de ejecución para la adquisición de equipos, materiales, instalación, pruebas, conexión a la red eléctrica de distribución y puesta en marcha del sistema de generación de energía solar fotovoltaica denominado "MiradorTEC® Solar". El proyecto se desarrollará para el Instituto Autárquico Provincial del Seguro (IAPSER).

La instalación fotovoltaica se proyecta sobre la cubierta del edificio existente denominado "MiradorTec, perteneciente al mencionado IAPSER. **La planta de generación estará interconectada al TGBT del suministro correspondiente al edificio MiradorTEC**, el cual será el titular de la planta. Todos los tableros de generación estarán concentrados en dicho edificio.

La potencia pico de generación objetivo estimada para el sistema es de 124 kWp, con un rango de tolerancia de $\pm 2,5\%$. Esta configuración busca maximizar el aprovechamiento de la superficie útil disponible, en función de las tecnologías actualmente disponibles en el mercado, evitando especificaciones irreales o componentes de difícil provisión.

Todas las especificaciones contenidas en este PET están diseñadas para asegurar la total conformidad del proyecto con el marco regulatorio vigente en la Provincia de Entre Ríos y en la República Argentina. Esto incluye, de manera fundamental, la Ley Provincial N° 10.933 de Energía Eléctrica Sostenible [N-01], su Decreto Reglamentario N° 324/23 MPlyS [N-03] y la Resolución N° 297/23 [N-04] de la Secretaría de Energía de Entre Ríos que detalla el "Procedimiento para la conexión del Usuario-Generador". Adicionalmente, se exige el cumplimiento de la Ley Nacional N° 27.424 de Generación Distribuida [N-05], la Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles AEA 90364-7-712 [N-06], las normas técnicas IRAM, IEC, y los reglamentos CIRSOC para diseño estructural.

Dada la potencia del proyecto (124kWp), la instalación se encuadra dentro de la categoría de "Grandes Demandas" ($\geq 30\text{kW}$ y $< 2\text{MW}$) según lo estipulado en el Anexo I, Punto 14.2 de la Resolución EPRE N° 96/23. Asimismo, el titular de la instalación (IAPSER) se constituirá como "Usuario-Generador" en el marco de Grandes Usuarios de la Distribuidora Eléctrica (potencia $> 300\text{kW}$ y $< 2\text{MW}$), conforme al Capítulo 2 de la Resolución N° 297/23 de la Secretaría de Energía de Entre Ríos. Estas categorizaciones son determinantes, ya que implican la aplicación de requisitos técnicos específicos para los equipos, la configuración de la conexión, los sistemas de medición y los procedimientos administrativos para la habilitación y conexión a la red de la distribuidora local. Este PET ha sido elaborado considerando dichas implicancias para asegurar una ejecución y puesta en servicio exitosa y conforme a la normativa.

Especificaciones Técnicas Detalladas

Memoria Descriptiva

Resumen Ejecutivo del Pliego de Especificaciones Técnicas

Este documento detalla las especificaciones técnicas mínimas y obligatorias para todos los componentes, materiales, y servicios de ingeniería, montaje, pruebas y puesta en marcha de la planta solar fotovoltaica MiradorTEC® Solar, con una potencia nominal de 125 kWp. El objetivo principal del pliego es asegurar la calidad, seguridad, eficiencia y durabilidad de la instalación, así como su pleno cumplimiento con el marco normativo argentino y entrerriano vigente, facilitando su interconexión a la red eléctrica bajo el régimen de generación distribuida. Se establecen los criterios para la selección de equipos, los estándares de ejecución y los protocolos de verificación y aceptación.

Ubicación: Especificaciones Técnicas del Emplazamiento

La planta solar fotovoltaica se instalará sobre las cubiertas del edificio "MiradorTech", situado en la ciudad de Paraná, Provincia de Entre Ríos. Las coordenadas geográficas exactas del emplazamiento serán provistas en la documentación técnica. El Contratista será provisto con la **memorias de cálculo estructural** de la cubierta. No obstante, será de carácter obligatorio que el Contratista realice una inspección técnica exhaustiva de las superficies designadas, previa al inicio de los trabajos de montaje. Asimismo, se permitirá a los oferentes efectuar un relevamiento in situ durante el período de preparación de ofertas, con el fin de evaluar las condiciones reales del emplazamiento y elaborar una propuesta adecuada.

Esta inspección incluirá, sin limitarse a:

- a) Verificación de la capacidad portante de las estructuras de cubierta para soportar las cargas adicionales impuestas por los módulos fotovoltaicos, estructuras de soporte y demás equipos, considerando cargas permanentes, sobrecargas de viento (según [N-08]). **Se deberá presentar un informe técnico firmado por**

profesional matriculado en el colegio profesional de incumbencia y visado por el mismo.

- b) Evaluación del estado de la impermeabilización existente y determinación de los métodos de anclaje que aseguren la total estanqueidad de las cubiertas post-instalación. Cualquier intervención sobre la cubierta deberá garantizar la no afectación de su función impermeabilizante.
- c) Identificación de obstáculos, sombras proyectadas por elementos existentes y cualquier otra condición del sitio que pueda afectar el rendimiento o la viabilidad de la instalación.

Objeto del Pliego de Especificaciones Técnicas

El objeto de este Pliego de Especificaciones Técnicas es definir de manera clara, precisa e inequívoca todos los requisitos técnicos y de calidad que deberán cumplir los equipos, materiales, y la ejecución de los trabajos de ingeniería de detalle (complementaria a la ingeniería de detalle para la estimación del proyecto), provisión integral de suministros, montaje electromecánico, conexicionado, pruebas funcionales y de seguridad, puesta en marcha, y la elaboración de la documentación final conforme a obra de la planta solar fotovoltaica MiradorTEC® Solar. Se busca garantizar que la planta cumpla con los estándares de rendimiento, seguridad y durabilidad esperados, y que su interconexión a la red de la distribuidora eléctrica local se realice en estricto cumplimiento con la Ley Provincial N° 10.933 [N-01], su Decreto Reglamentario N° 324/23 MPIyS [N-03].

Alcance de los Trabajos de Instalación y Suministro

El alcance de los trabajos y suministros bajo este PET comprende, de forma no exhaustiva:

Incluye:

1. **Ingeniería de detalle completa** de la instalación fotovoltaica, la cual deberá desarrollarse a partir de la ingeniería de detalle previamente provista por el Comitente, utilizada para la estimación del sistema. Esta documentación deberá ser refinada y adaptada por el Contratista en función de las condiciones particulares del sitio, los equipos efectivamente seleccionados, modificaciones propuestas aprobadas y los requerimientos técnicos del proyecto definitivo.
2. Provisión de todos los módulos fotovoltaicos, inversores de corriente, estructuras de soporte y anclaje, tableros eléctricos de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA), dispositivos de protección (interruptores, seccionadores, fusibles, descargadores de sobretensión), cableado de potencia y control, canalizaciones, sistema de puesta a tierra (PAT), sistema de monitoreo y control,

- y todos los materiales auxiliares necesarios para la completa y correcta instalación y funcionamiento de la planta.
3. Montaje mecánico de las estructuras de soporte y de los módulos fotovoltaicos sobre las cubiertas designadas.
 4. Montaje eléctrico de todos los equipos, incluyendo inversores, tableros, cableado y conexión en CC y CA.
 5. Instalación y cálculo del sistema de puesta a tierra
 6. Instalación del sistema de monitoreo y control.
 7. Realización de todas las pruebas y ensayos pre-comisionado y comisionado especificados en este pliego.
 8. Gestión y obtención de los permisos de instalación necesarios ante los organismos competentes (municipales, colegios profesionales, etc.), excluyendo aquellas tasas o derechos que contractualmente correspondan ser abonados directamente por el IAPSER.
 9. Coordinación y ejecución de los trámites necesarios ante la empresa distribuidora de energía eléctrica, ENERSA, para la inspección, aprobación y conexión de la planta como Usuario-Generador, de acuerdo con la normativa.
 10. Puesta en marcha de la planta y verificación de su correcto funcionamiento y sincronismo con la red.
 11. Capacitación al personal designado por el IAPSER para la operación básica y el monitoreo de la planta.
 12. Elaboración y entrega de la documentación final conforme a obra (planos , manuales, garantías, certificados, protocolos de prueba).
 13. Provisión e implementación de un Plan de Seguridad e Higiene, con consideraciones específicas para trabajos en altura, durante toda la ejecución de los trabajos.

No Incluye (salvo indicación contraria expresa):

1. Obras civiles mayores en los edificios que no estén directamente relacionadas con el anclaje de las estructuras o el pasaje de canalizaciones (e.g., refuerzos estructurales de gran envergadura en los edificios si fuesen necesarios y no previstos en la ingeniería básica, reparaciones extensas de cubiertas no atribuibles a la instalación FV).

2. El costo del medidor bidireccional y del medidor de generación, los cuales serán provistos por la Distribuidora. El Contratista deberá prever el espacio físico y las adecuaciones necesarias para su instalación.
3. El pago de tasas de conexión a la red o derechos de inspección que la normativa de la Distribuidora o del EPRE establezca como responsabilidad directa del Usuario-Generador (IAPSER).
4. Seguros generales del IAPSER no directamente vinculados a la ejecución de la obra por el Contratista.

Normativa de Aplicación Específica del Proyecto

La totalidad del proyecto, desde su diseño hasta su operación, deberá cumplir con el marco normativo detallado en el Índice General de Normativas Aplicables presentado al inicio de este documento. Se destaca la observancia obligatoria de las siguientes normativas clave, cuya jerarquía y especificidad deben ser respetadas:

Marco Provincial (Entre Ríos): Ley Provincial N° 10.933 [N-01] y su Decreto Reglamentario N° 324/23 MPlyS[N-03]: Establecen el régimen provincial para la promoción de la energía eléctrica sostenible y regulan la actividad de Generación Distribuida, adhiriendo a la Ley Nacional N° 27.424. Definen los derechos y obligaciones de los Usuarios-Generadores y las competencias de las autoridades.

Marco Nacional:

Ley Nacional N° 27.424 [N-05]: Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública, al cual la provincia de Entre Ríos ha adherido.

Ley Nacional N° 19.587 [N-07] y sus decretos reglamentarios (e.g., Dec. 351/79): Ley de Higiene y Seguridad en el Trabajo, de aplicación obligatoria para todas las fases de ejecución del proyecto.

Normas Técnicas Específicas:

Reglamentación AEA 90364-7-712 [N-06]: Para el diseño y ejecución de las instalaciones eléctricas fotovoltaicas.

Normas IRAM: Aplicables a cada componente del sistema (módulos, inversores, cables, tableros, etc.), tal como se detallará en la Sección 2.4. Se destacan IRAM 210013-17 [N-10] para módulos e IRAM 210013-21 [N-11] para inversores.

Normas IEC: Estándares internacionales de referencia para equipos fotovoltaicos, complementarias o base de las normas IRAM.

Reglamentos CIRSOC: CIRSOC 102 [N-08] para el cálculo de la acción del viento sobre las estructuras de soporte y CIRSOC 101 [N-15] para cargas gravitatorias.

La interrelación de estas normativas es fundamental. Las resoluciones provinciales del EPRE y la Secretaría de Energía son de aplicación directa y obligatoria en Entre Ríos, y a menudo detallan o especifican aspectos de leyes nacionales o normas técnicas generales.

Ingeniería y Diseño de la Instalación: Especificaciones Técnicas

Requerimientos Técnicos Derivados del Análisis del Emplazamiento

El Contratista deberá extender, complementar y desarrollar puntos específicos de la ingeniería de detalle de estimación provista por el Comitente. Basándose en un análisis del emplazamiento, que incluirá:

Evaluación del Recurso Solar Disponible: La estimación de la producción energética se basará en datos de irradiación solar (GHI, DNI, DHI) temperatura ambiente específicos para la ciudad de Paraná, Entre Ríos, obtenidos de fuentes y herramientas reconocidas en la industria, tales como PVsyst, HelioScope, PVGIS y NREL. **En base al equipamiento específico definido por el oferente.**

Puntos de Interconexión a la Red Existente: en la ingeniería de detalle para la estimación se define, la descripción técnica de los puntos de interconexión en el TGBT definidos dentro de las instalaciones del MiradorTEC. El contratista deberá revalidar de acuerdo con su oferta:

1. Identificación del tablero o celda de acometida donde se realizará la conexión.
2. Nivel de tensión de la red interna del MiradorTEC en el punto de acoplamiento.
3. Capacidad de transformación y de conducción de corriente de la infraestructura eléctrica existente aguas arriba del punto de conexión.
4. Descripción y estado de las protecciones existentes en la acometida del MiradorTEC.

Se deberá verificar la compatibilidad de la red interna del MiradorTEC para la evacuación de la potencia generada, considerando la potencia contratada actual.

Especificaciones para las Bases de Cálculo y Diseño

Todos los cálculos de diseño y las estimaciones de rendimiento deberán estar debidamente justificados y documentados.

Demanda Energética del IAPSER: Se utilizará como referencia la información de consumo, la proyección de demanda futura del MiradorTEC, para contextualizar el aporte de la planta solar.

Justificación de la Potencia Pico Instalada (125kWp): La potencia definida se basa en el objetivo de maximizar el aprovechamiento de las superficies de cubierta disponibles y optimizar la generación de energía renovable para autoconsumo, contribuyendo a las metas de sostenibilidad del Instituto. [1] Es importante destacar que, según la Resolución EPRE N° 96/23

(Anexo I, Punto 14.2) , "la potencia del Usuario Generador no podrá superar a la potencia contratada por el usuario con la Distribuidora". A la fecha dicho requerimiento se encuentra en conformidad donde la potencia contratada actual del MiradorTEC es de 800KW,

Estimación de Producción Anual de Energía (kWh/año) y Performance Ratio (PR): El Contratista deberá presentar una estimación detallada de la producción energética anual de la planta, utilizando software de simulación fotovoltaica reconocido (Ej. PVsyst, HelioScope). Se exigirá un Performance Ratio (PR) mínimo garantizado para el primer año de operación (e.g., PR > 78%, a definir según condiciones locales y tecnología). La metodología de cálculo del PR y de las pérdidas del sistema (por temperatura, sombras, cableado, eficiencia del inversor, suciedad, degradación, disponibilidad, etc.) deberá ser transparente y estar claramente documentada.

Cálculo de Resistencia a Vientos: Todas las estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos y demás equipos expuestos a la intemperie deberán ser diseñadas y calculadas para resistir las cargas de viento correspondientes a la ubicación geográfica de Paraná, Entre Ríos. El cálculo se realizará en estricto cumplimiento con el Reglamento Argentino de Acción del Viento sobre las Construcciones CIRSOC 102 ([N-08], edición 2005 o la que se encuentre vigente al momento de la ejecución del proyecto). Se deberán considerar la velocidad básica del viento para la zona, los factores de forma, de exposición, topográficos y de ráfaga aplicables. Los cálculos deberán ser firmados por un ingeniero civil o estructural matriculado. [1, 2, 3, 4, 5]]

Especificaciones Técnicas del Sistema Fotovoltaico

A continuación, se detallan los requisitos técnicos mínimos para los principales componentes del sistema fotovoltaico.

Módulos Fotovoltaicos

Tipo de módulo:

- Tecnología: Monocristalino Monofacial.
- Tecnología de conexión: **Multi-busbar**

Rango de potencia:

- Potencia nominal (Pmax STC): aceptando modelos entre **555 Wp y 575 Wp**
- Tolerancia de potencia: **0 ~ +5 W**

Eficiencia

- Eficiencia mínima del módulo: **21%**

Tensión y corriente (STC):

- Voltaje en punto de máxima potencia (VMPP): ~45.5 V
- Corriente en punto de máxima potencia (IMPP): ~12.2 - 12.9 A
- Voltaje de circuito abierto (VOC): ~55 V

- Corriente de cortocircuito (ISC): ~13 A
- Los parámetros eléctricos (Voc, Isc, Vmpp, Impp) deberán ser compatibles con los inversores seleccionados y permitir configuraciones de strings seguras y eficientes, sin exceder la tensión máxima de sistema de los inversores y otros componentes CC

Condiciones de operación:

- Temperatura de operación: **-40°C a +85°C**
- Coeficiente de temperatura de potencia (Pmax): **-0.34 %/°C**
- Voltaje máximo del sistema: **1500 V DC**
- Corriente máxima de fusible en serie: **35 A**
- NOCT: **43 ±2 °C**

Construcción mecánica:

- Dimensiones: Largo < 2400mm ; Ancho < 1135mm ; Espesor < 35 mm
- Peso: < 34 kg
- Vidrio frontal y posterior: Vidrio templado <= 2.0 mm de espesor
- Material encapsulante: **EVA/POE**
- Marco: Aluminio anodizado
- Conector: Tipo MC4 o compatible
- Caja de conexiones: **IP68**

Certificaciones mínimas exigidas:

- IEC 61215, IEC 61730
- Resistencia a niebla salina (IEC 61701)
- Resistencia a amoníaco (IEC 62716)
- ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001

Garantías mínimas requeridas:

- Garantía de producto: **12 años**
- Garantía de potencia lineal: **30 años**

- Degradación primer año: **máx. 2%**
- Degradación anual posterior: **máx. 0.45%**

Identificación

Cada módulo deberá contar con una etiqueta indeleble con número de serie único, datos del fabricante, modelo y características eléctricas principales.

Sistema de Soportes y Estructuras

Material

Las estructuras de soporte serán fabricadas en perfiles de aluminio extruido de aleación estructural (e.g., 6005-T5, 6063-T6) o en acero estructural con protección anticorrosiva mediante galvanizado por inmersión en caliente, conforme a la norma IRAM-IAS U 500-513 [N-13] o ISO 1461 [N-14], con un espesor mínimo de recubrimiento según la agresividad del ambiente. Toda la bulonería y elementos de fijación serán de acero inoxidable (calidad A2 o A4) o acero con recubrimiento protector equivalente. [1, 11]

Tipo de Estructura

Se utilizarán estructuras fijas coplanares a la inclinación de la cubierta. El diseño deberá permitir una fácil instalación, acceso para mantenimiento y adecuada ventilación de los módulos.

Sistema de Anclaje a las Cubiertas

El sistema de anclaje será diseñado específicamente para el tipo de cubierta existente. Deberá garantizar la integridad estructural de la cubierta y una total estanqueidad, evitando cualquier tipo de filtración de agua. Se utilizarán elementos de sellado y fijación de alta calidad y durabilidad. Se requerirá la presentación de detalles constructivos y memoria de cálculo que justifique la idoneidad del sistema de anclaje para las cargas actuantes (peso propio, viento según [N-08]).[1, 12].

Normativa de Diseño Estructural

El diseño de las estructuras de soporte deberá cumplir con los requisitos del Reglamento Argentino de Cargas y Sobrecargas Gravitatorias CIRSOC 101 [N-15] y el Reglamento Argentino de Acción del Viento sobre las Construcciones CIRSOC 102 [N-08].

Puesta a Tierra

Todos los componentes metálicos de la estructura de soporte y los marcos de los módulos fotovoltaicos deberán estar equipotencializados y conectados de forma segura al sistema de puesta a tierra general de la planta fotovoltaica.

Equipos de Inversión de Corriente: Inversores

Tipo y Cantidad:

Se utilizarán la cantidad de 1 (Uno) inversores de conexión a red (grid-tie) del tipo string, trifásicos, en la cantidad necesaria para gestionar la potencia total del campo generador (125 kWp, + - 2,5%). Se preferirán modelos con múltiples seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) para optimizar la generación.

Potencia Nominal y Sobredimensionamiento CC/CA

La potencia nominal de salida CA de los inversores será compatible con la potencia del campo FV. Se permitirá un ratio de sobredimensionamiento CC/CA (potencia FV pico / potencia nominal CA del inversor) dentro de los límites recomendados por el fabricante del inversor y las buenas prácticas de diseño (generalmente entre 1.1 y 1.5), debidamente justificado.

Rangos de Tensión MPPT y Tensión Máxima de Sistema

Los inversores deberán poseer amplios rangos de tensión de operación del MPPT para permitir flexibilidad en el diseño de los strings. Por lo menos 10 MPPTs. Y posibilidad de conectar Hasta 20 strings. La tensión máxima de entrada CC no deberá ser superada bajo ninguna condición de operación (considerando la Voc máxima de los strings a la temperatura más baja esperada).

Eficiencia

La eficiencia máxima y la eficiencia europea (o CEC) de los inversores deberán ser elevadas, con un valor mínimo de eficiencia europea del 98,0%. Se adjuntará ficha técnica que lo certifique. Protecciones Integradas y Funciones de Interfaz con la Red: Los inversores deberán contar con las siguientes protecciones y funciones integradas, en cumplimiento con la Resolución EPRE N° 96/23 (Anexo I, Punto 14.6.2.4) [1] :

- a. Protección contra sobretensiones en entrada CC y salida CA (DPS integrados o especificación para DPS externos).
- b. Detección de fallo de aislamiento en el lado CC.
- c. Protección contra polaridad inversa en CC.
- d. Unidad de supervisión de corriente residual (RCMU)

Función Anti-Isla

Desconexión automática de la red en ausencia de tensión de suministro de la Distribuidora, en un tiempo máximo de 0,2 segundos. Esta función es crítica y deberá estar certificada. [1, 1]

Protección de Máxima y Mínima Tensión

Desconexión ante valores de tensión de red fuera de los rangos +10% Vnom y -8% Vnom, con tiempo de actuación de 0,2 segundos. La variación de tensión producida por la entrada o salida de servicio de la instalación no debe superar el 5% en el punto de conexión.

Protección de Máxima y Mínima Frecuencia

Desconexión ante frecuencias de red superiores a 51 Hz o inferiores a 49 Hz, con tiempo de actuación de 0,2 segundos.

Protección por Inyección de Corriente Continua en la Red

Desconexión si se detectan valores de inyección de CC mayores al 0,5% de la corriente nominal del inversor.

Protección Diferencial de Corriente

El invertir deberá contar con protección diferencial de corriente que permita detectar fugas a tierra superiores al umbral establecido por la normativa vigente (típicamente 30 mA en instalaciones residenciales o 300 mA en instalaciones industriales), actuando de forma

inmediata para desconectar el sistema y evitar riesgos eléctricos. Esta protección debe ser selectiva y adecuada al tipo de inversor y al régimen de conexión a tierra del sistema.

Reconexión Automática

La reconexión del inversor a la red, una vez restablecidas las condiciones normales de tensión y frecuencia, deberá ser automática tras un período de espera programable (mínimo 3 minutos según EPRE Res. 96/23, Anexo I, Punto 14.7). No se permite la puesta en sincronismo manual.

Certificaciones Obligatorias:

Los inversores deberán cumplir con:

- a. IEC 62109-1 e IEC 62109-2 (Seguridad de convertidores de potencia para sistemas FV) [N-16].
- b. IRAM 210013-21 (Requisitos para la conexión a la red de distribución) [N-11] u otra norma de conexión a red reconocida por el EPRE (e.g., IEC 61727, IEEE 1547 si se especifica su aplicabilidad).
- c. Normas de compatibilidad electromagnética (EMC), por ejemplo, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3.
- d. Grado de Protección IP: Mínimo IP65 si los inversores se instalan a la intemperie o en ambientes con polvo y humedad. Si se instalan en sala eléctrica protegida, se podrá admitir un IP menor, justificado.

Comunicación y Monitoreo

Deberán contar con interfaces de comunicación RS485 y los adaptadores correspondientes para comunicarlos por fibra óptica.

Garantía:

Mínimo cinco (5) años, con opción de extensión.

Factor de Potencia y Armónicos

El factor de potencia de inyección a la red deberá ser superior a 0,95. La Distorsión Armónica Total de Tensión (THDv) generada por el inversor deberá ser inferior al 3% para instalaciones ≥ 10 kW, y los armónicos de corriente inyectados deberán cumplir con la Resolución EPRE 29/14 [N-32].

Cableado y Conexiones

Cálculo y Sección de Cables: La sección de todos los conductores de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA) se calculará de acuerdo con la Reglamentación AEA 90364-7-712 [N-06] y las normas IRAM correspondientes. Se considerarán los criterios de capacidad de corriente admisible (según método de instalación y temperatura ambiente), protección contra cortocircuitos y sobrecargas, y caída de tensión máxima. La caída de tensión total desde los módulos hasta el inversor (lado CC) no deberá superar el 1,5%, y desde el inversor hasta el punto de conexión a la red (lado CA) no deberá superar el 1,0%. Estos valores son referenciales

y podrán ajustarse según la ingeniería de detalle para optimizar el rendimiento. En el proyecto de ingeniería de detalle de estimación provisto por el IAPSER al oferente se proveen dichos cálculos y el oferente deberá realizar los ajustes según su oferta.

Cableado de Corriente Continua (CC):

Se utilizarán exclusivamente cables unipolares diseñados específicamente para aplicaciones fotovoltaicas, con doble aislamiento, flexibles (Clase 5), resistentes a la radiación UV, al ozono, a la intemperie, a altas temperaturas y no propagantes de la llama. Deberán cumplir con la norma IEC 62930 o EN 50618 ([N-19]), o una norma IRAM equivalente si existiera. Mínimo 1000 Vdc (1.0/1.0 kV AC/DC), preferentemente 1500 Vdc (1.5/1.5 kV AC/DC) para compatibilidad con futuras tecnologías de módulos e inversores.

Material Conductor: Cobre estañado.

Conectores: Se utilizarán conectores específicos para FV (tipo MC4 o compatibles de calidad equivalente), con grado de protección IP67 o superior, asegurando conexiones seguras y de baja resistencia.

En el proyecto de ingeniería de detalle de estimación provisto por el IAPSER al oferente se proveen dichos cálculos y el oferente deberá realizar los ajustes según su oferta.

Cableado de Corriente Alterna (CA)

Se utilizarán cables **unipolares** con conductor de cobre, aislación de polietileno reticulado (XLPE) o PVC de alta calidad, y cubierta exterior adecuada al método de instalación. Deberán cumplir con las normas IRAM 2178 (para cables de energía tipo subterráneo o similar) [N-21] o IRAM NM 247-3 (para instalaciones fijas en interiores) [N-20], según corresponda.

Tensión Nominal: 0,6/1 \kV

Identificación de Cables: Todos los cables serán claramente identificados mediante colores normalizados y/o marcadores indelebiles en sus extremos, indicando su función y circuito.

En el proyecto de ingeniería de detalle de estimación provisto por el IAPSER al oferente se proveen dichos cálculos y el oferente deberá realizar los ajustes según su oferta.

Canalizaciones

El tendido de cables se realizará utilizando canalizaciones adecuadas para protegerlos mecánica y ambientalmente.

Se utilizarán bandejas portacables metálicas (tipo escalera o perforada, de acero galvanizado en caliente o aluminio) caños de acero galvanizado tipo semipesado según IRAM 2005 [N-22] o pesado según IRAM 2100 para tramos expuestos o con riesgo de daño mecánico, o caños de material sintético (PVC rígido o polietileno) conformes a IRAM 62386 [N-23] para instalaciones embutidas o protegidas.

Se deberá asegurar la separación física entre los circuitos de CC y CA, y entre los circuitos de potencia y los de comunicación/control, para evitar interferencias electromagnéticas.

Todas las canalizaciones metálicas deberán estar conectadas al sistema de puesta a tierra.

En el proyecto de ingeniería de detalle de estimación provisto por el IAPSER al oferente se proveen dichos cálculos y el oferente deberá realizar los ajustes según su oferta.

Tableros Eléctricos y Protecciones

En el proyecto de ingeniería de detalle de estimación provisto por el IAPSER al oferente se proveen dichos cálculos y detalles el oferente deberá realizar los ajustes según su oferta.

Todos los tableros eléctricos serán diseñados y construidos para garantizar la seguridad de las personas y la protección de los equipos, cumpliendo con las normativas aplicables.

Se contará con un tablero general de generación en un espacio cerrado y climatizado. En este convergen todas las conexiones en CC desde los strings y se canaliza la salida de AC hacia la interconexión en el TGBT.

El mismo se contendrá:

- a. Inversor intercomunicados con el Smart Meter del TGBT
- b. Tablero de protección y seccionamiento de CC
- c. Un tablero protecciones del inversor
- d. Jabalinas de Puesta a Tierra.
- e. Medición de Generación de la Distribuidora

El tablero de protección del inversor deberá contar con los siguientes componentes:

Gabinete.

Material aislante o metálico con adecuado tratamiento anticorrosivo, deberá cumplir con IRAM 2200 [N-26] o IEC 61439 [N-30].

Interruptor automático

Termomagnético, tetrapolar, con poder de corte adecuado a la corriente de cortocircuito esperada en el punto de instalación. Deberá cumplir con IRAM 2169 [N-24] o IEC 60947-2.

Interruptor de la Generación o Interruptor de Interfaz

Este dispositivo, que puede estar integrado en los inversores o ser externo, es mandatorio según la Resolución EPRE N° 96/23 (Anexo I, Punto 14.6.2.4). Debe realizar la desconexión automática de la generación de acuerdo con las funciones de protección especificadas en dicha resolución (máxima/mínima tensión, máxima/mínima frecuencia, inyección de CC, anti-isla).

Interruptor Seccionador de la Generación (CC): Ubicado a la salida de los módulos fotovoltaicos y antes del inversor, especificado por el fabricante para operar en CC, según EPRE Res. 96/23 (Anexo I, Punto 14.6.2.5).[1]

Descargador

de

Sobretensión

Tablero Principal del Usuario

El Usuario-Generador deberá asegurar que su tablero principal, ubicado después de la medición, cuente con los dispositivos de protección y maniobra adecuados, conforme a las

Resoluciones EPRE 158/08 [N-30] o 206/08 (adecuada por 37/17) [N-31], y la Reglamentación AEA [N-06], según EPRE Res. 96/23 (Anexo I, Punto 14.6.1).[1]

Seccionador General (provisto por Distribuidora)

La empresa Distribuidora instalará un seccionador de corte visible a la salida del medidor bidireccional y, para instalaciones como la presente (>10kW, que requiere medidor de generación), también a la salida del tablero de la Generación y el medidor de la generación (EPRE Res. 96/23, Anexo I, Punto 14.3 y Figura N°2).[1] El Contratista deberá prever el espacio y las condiciones para esta instalación por parte de la Distribuidora.

Generalidades para Tableros

Todos los dispositivos de maniobra y protección serán de marcas de primera línea con representación y servicio técnico en Argentina.

Los tableros contarán con señalización clara de riesgo eléctrico (según IRAM 10005-1) y leyendas indicativas de su función.

Se instalarán en lugares secos, de fácil acceso y alejados de otras instalaciones que puedan representar un riesgo (gas, agua).

Dispondrán de una barra, placa o bornera de puesta a tierra (PAT) debidamente identificada, a la que se conectarán todos los circuitos de protección y las partes metálicas del tablero que lo requieran.

Sistema de Puesta a Tierra (PAT)

En el proyecto de ingeniería de detalle de estimación provisto por el IAPSER al oferente se proveen dichos cálculos y el oferente deberá realizar los ajustes según su oferta.

Alcance: Se diseñará e instalará un sistema de puesta a tierra (PAT) integral para toda la planta fotovoltaica, que incluirá la conexión a tierra de:

- Las estructuras metálicas de soporte de los módulos fotovoltaicos.
- Los marcos metálicos de los módulos fotovoltaicos.
- Las carcasas metálicas de los inversores.
- Las partes metálicas de los tableros eléctricos.
- Los descargadores de sobretensión (DPS) en CC y CA.
- Las canalizaciones metálicas.

Diseño y Ejecución: El sistema PAT se diseñará y ejecutará conforme a la Reglamentación AEA 90364-7-712 [N-06] y la Norma IRAM 2281-3 [N-27]. [1, 1, 11, 16]

Independencia: La Resolución EPRE N° 96/23 (Anexo I, Punto 14.10) [1] establece que la PAT de la instalación de generación "deberá ser independiente del neutro de la red de la Distribuidora". Adicionalmente, recomienda que "sea independiente de la instalación de la puesta a tierra domiciliaria para evitar transferir defectos de esta última a la tierra del equipo de generación distribuida". Estos criterios son mandatorios.

Materiales:

Conductores de puesta a tierra: Cobre desnudo, de sección adecuada según cálculo (según AEA).

Electrodos de puesta a tierra (jabalinas): De acero-cobre con alma de acero y recubrimiento de cobre electrolítico, conforme a IRAM 2309 [N-28], de longitud y diámetro adecuados para lograr la resistencia requerida.

Conexiones

Se utilizarán morsetos, conectores y soldaduras cuproaluminotérmicas (cuando aplique) aprobados, que aseguren una conexión eléctrica duradera y de baja resistencia.

Resistencia de Puesta a Tierra

Se deberá lograr un valor de resistencia de puesta a tierra global lo más bajo posible, y en ningún caso superior a 5 ohmios, medido según los métodos normalizados (e.g., método de Wenner o caída de potencial). Se presentará protocolo de medición. [AEA 90364-5-54]

Sistema de Monitoreo y Control**Plataforma de Monitoreo de los Inversores**

Se proveerá e instalará un sistema de monitoreo completo que permita la supervisión del funcionamiento de la planta fotovoltaica tanto de forma local (en sitio) como remota (vía internet, a través de portal web). Se deberá poder monitorear los inversores individualmente y también el conjunto resultante.

Parámetros a Medir y Registrar:

El sistema deberá medir, registrar y visualizar, como mínimo, los siguientes parámetros:

- a. Energía activa generada (kWh) total y por inversor.
- b. Potencia activa instantánea (kW) total y por inversor.
- c. Tensión y corriente en el lado CC (por MPPT o por string, según capacidad del sistema) y en el lado CA (por fase y total) de cada inversor.
- d. Frecuencia de la red CA.
- e. Factor de potencia.
- f. Estado operativo de los inversores y alarmas por fallas o eventos.
- g. Producción energética histórica (diaria, mensual, anual).

Interfaz y Almacenamiento de Datos:

El sistema contará con una interfaz de usuario amigable, con gráficos y reportes personalizables. Deberá tener capacidad de almacenamiento local de datos y sincronización con la plataforma remota.

Alertas

Configuración de alertas automáticas

(e.g., por correo electrónico o notificación sms) ante fallas o rendimientos anómalos.

Medidor de Energía Inteligente en el Tablero General de Baja Tensión

Para la

Se deberá proveer un **Medidor Inteligente de energía para sistemas trifásicos** con capacidad de **medición indirecta mediante pinzas amperométricas (CTs)**, adecuado para instalaciones con potencias **totales del sistema** en función del sistema a monitorear. El equipo debe ser capaz de realizar **medición del consumo total**, permitir el **balance energético entre generación y demanda**, y soportar **limitación de exportación**. Debe contar con **comunicación RS485 y Ethernet**, permitir **monitoreo remoto y servicios en línea**. Se requiere **grado de protección IP65**, operación en temperaturas de -25 °C a +55 °C, y una precisión mínima de **clase 0.5** a corriente nominal de los transformadores. Compatible con tensiones de red **230/400 V**, y frecuencia de **50/60 Hz**.

Medición de la Generación por la Distribuidora

Conforme a la Resolución EPRE N° 96/23 (Anexo I, Punto 16.2) , para instalaciones de generación con potencia superior a 10 kW (como es el caso de este proyecto de 124 kWp), "la Distribuidora proveerá e instalará un medidor de energía el que deberá cumplir con la reglamentación vigente en la materia" para el control de la energía generada por parte del Usuario-Generador. El sistema de monitoreo provisto por el Contratista será independiente de este medidor oficial de la Distribuidora, pero deberá coexistir sin interferencias. El Contratista deberá facilitar el espacio y las condiciones para la instalación del medidor de la Distribuidora, según los esquemas de la Figura N°2 de la Res. EPRE 96/23. El espacio para el mismo está previsto en la sala de Generación especificada en la planimetría y en la ingeniería de detalle para la estimación.

Comunicación: El Contratista deberá asegurar la infraestructura de comunicación necesaria (e.g., cableado Ethernet, configuración de red) para la conexión del sistema de monitoreo a la red local del Instituto y a Internet.

Planimetría: Requisitos para la Documentación Gráfica de Instalación

El Contratista recibirá , debiendo extender , complementar y desarrollar puntos específicos de la ingeniería de detalle de estimación provista por el IAPSER.

El Contratista deberá elaborar y entregar, como parte de la ingeniería de detalle y posteriormente como planos conforme a obra, la siguiente documentación gráfica mínima, en formato digital (CAD) e impreso:

Plano de Ubicación y Emplazamiento General

Mostrando la ubicación del Edificio MiradorTech dentro del predio del Instituto, y la localización general de la planta fotovoltaica.

Plano de Implantación (Layout) de Módulos Fotovoltaicos

Planos detallados de cada cubierta, mostrando la disposición exacta de los módulos fotovoltaicos, la numeración de los strings, las distancias a bordes y obstáculos, la ubicación de

los inversores (si están en cubierta), cajas de conexión, canalizaciones principales y pasarelas de mantenimiento.

Diagrama Unifilar General de la Instalación

Desde los módulos fotovoltaicos hasta el punto de interconexión con la red de la Distribuidora. Deberá incluir:

- a. Configuración de strings y su conexión a los inversores.
- b. Características de los módulos (potencia, Voc, Isc).
- c. Características de los inversores (potencia, tensiones, protecciones).
- d. Todos los tableros eléctricos (TGCC, TGCA), con detalle de sus componentes (interruptores, seccionadores, fusibles, DPS).
- e. Secciones y tipo de todos los conductores de potencia (CC y CA).
- f. Ubicación del medidor bidireccional y del medidor de generación (según Res. EPRE 96/23, Figura N°2).
- g. Punto de acoplamiento (Point of Common Coupling - PCC).

Este diagrama deberá seguir los lineamientos generales de las Figuras N°1 o N°2 del Anexo I de la Resolución EPRE N° 96/23 1, adaptado a la magnitud y complejidad de una instalación de 124 kWp.

Planos de Tableros Eléctricos

Planos de detalle para cada tablero eléctrico (TGCC, TGCA), mostrando la disposición interna de los componentes, borneras, identificación de circuitos, y listado de materiales con marcas y modelos.

Planos de Detalle de Estructuras y Anclajes

Detalles constructivos de las estructuras de soporte, uniones, y sistemas de anclaje a las cubiertas. Deberán estar acompañados por la memoria de cálculo estructural (resistencia a viento según [N-08])

Diagrama del Sistema de Puesta a Tierra (PAT)

Mostrando el recorrido de los conductores de tierra, la ubicación y tipo de jabalinas, las conexiones a equipos y estructuras, y los puntos de medición.

Rotulación y Formato

Todos los planos deberán contar con rótulo normalizado, indicando nombre del proyecto, propietario, Contratista, profesional responsable (con firma y matrícula), fecha, escala y número de revisión.

Visado Profesional

La ingeniería de detalle y los planos conforme a obra deberán ser elaborados y firmados por un ingeniero con incumbencias en la materia y matrícula habilitante en la Provincia de Entre Ríos (CIEER). La documentación de ejecución y conforme a obra deberá seguir los mismos estándares de calidad profesional.

Especificaciones Técnicas de Ejecución y Puesta en Marcha

Requisitos para el Plan de Trabajos y Cronograma (Diagrama de Gantt)

El Contratista deberá presentar, previo al inicio de los trabajos, un Plan de Trabajos detallado en formato de Diagrama de Gantt. Este plan deberá incluir, como mínimo, las siguientes fases principales, con sus respectivas duraciones, precedencias e hitos clave:

- A. Ingeniería de Detalle y Aprobaciones.
- B. Procura y Acopio de Equipos y Materiales.
- C. Montaje Mecánico de Estructuras y Módulos.
- D. Montaje Eléctrico (Cableado CC, Inversores, Tableros, Cableado CA, PAT, Monitoreo).
- E. Pruebas Pre-Comisionado (continuidad, aislamiento, polaridad, torque, etc.).
- F. Comisionado (energización secuencial, pruebas funcionales de equipos y protecciones).
- G. Gestión y Solicitud de Inspección y Conexión ante la Empresa Distribuidora (según [N-04]).
- H. Puesta en Marcha y Pruebas de Sincronismo con la Red.
- I. Capacitación al personal del IAPSER.
- J. Elaboración y Entrega de Documentación Conforme a Obra.

El cronograma deberá ser realista y considerar los plazos administrativos para la conexión a red. Se exigirá un seguimiento semanal del avance respecto al cronograma.

Requisitos del Plan de Seguridad e Higiene

- a. La seguridad durante la ejecución del proyecto es prioritaria. El Contratista deberá elaborar y presentar un Plan de Seguridad e Higiene específico para la obra, firmado por un profesional matriculado en Higiene y Seguridad en el Trabajo. Este plan deberá cumplir, como mínimo, con:
- b. La Ley Nacional de Higiene y Seguridad en el Trabajo N° 19.587 [N-07] y sus decretos reglamentarios (especialmente el Decreto 351/79 y el Decreto 911/96 para la industria de la construcción). El cumplimiento de esta ley también es un requisito de la Resolución EPRE N° 96/23 (Anexo I, Punto 18).
- c. Análisis de riesgos específicos de la obra: trabajos en altura, riesgo eléctrico (BT y MBT-FV), manejo manual de cargas, exposición a radiación solar, condiciones climáticas adversas.
- d. Procedimientos de trabajo seguro para cada tarea crítica.

- e. Procedimientos de trabajo seguro en altura.
- f. Provisión y uso obligatorio de Equipos de Protección Personal (EPP) adecuados para cada tarea (cascos, arneses, guantes dieléctricos y de vaqueta, calzado de seguridad, protección ocular y facial, protección solar, etc.).
- g. Señalización de zonas de trabajo y delimitación de áreas peligrosas.
- h. Medios de elevación y andamios certificados y en adecuadas condiciones de uso.
- i. Procedimientos de emergencia, plan de evacuación y disponibilidad de elementos de primeros auxilios.
- j. Capacitación al personal sobre los riesgos y medidas preventivas.
- k. Designación de un responsable de Seguridad e Higiene en obra.

Especificaciones del Protocolo de Pruebas y Ensayos

Antes de la puesta en marcha y recepción provisional de la planta, el Contratista deberá ejecutar un exhaustivo protocolo de pruebas y ensayos, cuyos resultados serán documentados y entregados al IAPSER. Este protocolo incluirá, como mínimo:

Inspección Visual y Mecánica: Verificación de la correcta instalación de todos los componentes, calidad del montaje, apriete de bulonería, estado de los equipos, orden y prolijidad del cableado y canalizaciones.

Pruebas en Corriente Continua (CC):

- a. Medición de la resistencia de aislamiento de los cables de CC de cada string respecto a tierra y entre polaridades, según AEA 90364-7-712 [N-06]. Valores mínimos según norma.
- b. Medición de la tensión de circuito abierto (Voc) y la corriente de cortocircuito (Isc) de cada string. Los valores medidos se compararán con los valores teóricos calculados a partir de los datos de placa de los módulos y las condiciones de irradiación y temperatura al momento de la medición. Se admitirán tolerancias razonables.
- c. Verificación de la correcta polaridad de todos los strings antes de su conexión a los inversores.
- d. Verificación de la continuidad de los conductores de protección (PE) y equipotencialidad.

Pruebas en Corriente Alterna (CA):

- Verificación de la correcta secuencia de fases en la conexión CA.
- Medición de la resistencia de aislamiento de los cables de CA.

- Verificación del correcto apriete (torque) de todas las conexiones eléctricas en tableros e inversores.

Pruebas del Sistema de Puesta a Tierra (PAT):

- a. Medición de la continuidad de todas las conexiones al sistema PAT.
- b. Medición del valor de la resistencia de puesta a tierra del sistema completo, utilizando un teluometro calibrado. El valor obtenido deberá ser inferior al máximo especificado (e.g., 5 ohmios o según AEA). [1]

Pruebas Funcionales de Protecciones

- a. Verificación funcional de los interruptores termomagnéticos (disparo por sobrecarga simulada o test).
- b. Prueba de los interruptores diferenciales mediante su botón de test y, si es posible, con instrumental específico.
- c. Verificación de la correcta actuación de los descargadores de sobretensión (indicadores de estado).

Pruebas de Funcionamiento y Sincronismo del/los Inversor/es con la Red

- a. Verificación de la correcta puesta en marcha de los inversores.
- b. Medición de tensiones, corrientes, potencia y frecuencia en la salida CA de los inversores.
- c. Prueba de sincronismo con la red eléctrica de la Distribuidora.

Verificación exhaustiva de las funciones de protección de interfaz con la red, según los requisitos de la Resolución EPRE N° 96/23 (Anexo I, Punto 14.6.2.4)

- a. Prueba de la función anti-isla (simulando un corte de red y verificando la desconexión del inversor en $< 0,2$ s).
- b. Prueba de las protecciones de sobre/subtensión y sobre/subfrecuencia (verificando los umbrales y tiempos de actuación).
- c. Verificación de la no inyección de corriente continua.

Instrumental

Todos los instrumentos de medición utilizados para las pruebas (multímetros, pinzas amperométricas, megóhmetros, teluómetros, analizadores de calidad de energía si se usan) deberán contar con certificado de calibración vigente emitido por un laboratorio acreditado.

Protocolos: Se elaborarán protocolos detallados para cada prueba, donde se registrarán los procedimientos, los valores medidos, los criterios de aceptación y los resultados.

Requisitos para Acta de Puesta en Marcha y Recepción Provisional

Una vez finalizadas satisfactoriamente todas las etapas de instalación, pruebas y comisionado, y verificada la correcta operación de la planta fotovoltaica en paralelo con la red eléctrica, **se procederá a la firma del Acta de Puesta en Marcha**. Este documento formaliza la finalización técnica de los trabajos por parte del Contratista y el inicio del período de garantía.

El proceso de conexión y habilitación como Usuario-Generador es un trámite administrativo reglado que debe seguirse meticulosamente. La Secretaría de Energía de Entre Ríos, mediante su Resolución N° 297/23 [N-04], establece el "Procedimiento para la conexión del Usuario-Generador", que involucra la presentación de una serie de formularios (Formulario 1A Solicitud de Reserva de Potencia, Formulario 2A Solicitud de Medidor Bidireccional, etc.) a través de la Plataforma Digital de Acceso Público. Por su parte, la Resolución EPRE N° 96/23 [N-02] (Anexo I, Punto 11.1) indica que el instalador matriculado deberá presentar ante la Distribuidora el "certificado de conexión tipo 'D'", y en sus Figuras 6 y 7 presenta modelos de "Acta de Habilitación" que son firmadas por la Distribuidora y el Usuario-Generador.

El Contratista es responsable de ejecutar la obra y preparar toda la documentación técnica y administrativa de tal forma que se cumplan todos los pasos y requisitos de estas resoluciones, facilitando la obtención del Certificado de Usuario-Generador (Formulario 2C emitido por la SEN, según [N-04]) y el Acta de Habilitación de la Distribuidora. Esto incluye asegurar que la instalación sea realizada y avalada por un Instalador Calificado, según los criterios de la Resolución SME N° 297/23 (Sección 3.7) [1] y la Resolución EPRE N° 96/23 (Punto 20).[1]

Plan de Operación y Mantenimiento: Especificaciones Mínimas

El Contratista deberá entregar un Manual de Operación y Mantenimiento (O&M) detallado y específico para la planta instalada. Este manual deberá incluir, como mínimo, las siguientes especificaciones para el plan de O&M

Mantenimiento Preventivo

Se establecerá un programa de mantenimiento preventivo con la frecuencia y descripción de tareas recomendadas para asegurar el óptimo rendimiento y la longevidad de la planta.

Módulos Fotovoltaicos

- Inspección visual (semestral/anual): Detección de roturas, deslaminación, puntos calientes (con termografía si se especifica), suciedad excesiva, estado de conexiones.

- Limpieza de la superficie de los módulos: Frecuencia según el nivel de suciedad del emplazamiento (e.g., anual, semestral, o según necesidad basada en monitoreo de pérdidas). Se especificarán métodos y productos de limpieza seguros.

Estructuras de Soporte

- Inspección visual (anual): Detección de corrosión, deformaciones, aflojamiento de bulonería.
- Reapriete de bulonería (según recomendación del fabricante, e.g., cada 2-3 años).

Inversores

- Inspección visual (semestral/anual): Limpieza de filtros de aire (si los tuviera), verificación de indicadores de estado, detección de ruidos o vibraciones anómalas.
- Verificación de parámetros de funcionamiento a través del sistema de monitoreo (mensual/trimestral).
- Comprobación de apriete de conexiones eléctricas (anual, con el equipo desenergizado).
- Tableros Eléctricos y Protecciones:
- Inspección visual (anual): Detección de sobrecalentamiento (con termografía), estado de los componentes, limpieza.
- Reapriete de conexiones (anual, con el equipo desenergizado).
- Prueba funcional de interruptores diferenciales (semestral/anual)

Cableado y Conexiones

Inspección visual (anual): Detección de daños en la aislación, fijaciones sueltas, estado de conectores.

Sistema de Puesta a Tierra

- Medición de la resistencia de PAT (e.g., cada 3-5 años o según normativa).
- Inspección visual de conexiones (anual).

Sistema de Monitoreo

Verificación de la correcta transmisión de datos (continua/mensual).

Mantenimiento Correctivo

Se definirá un procedimiento claro para la actuación ante fallas o averías.

Diagnóstico

- Metodología para la identificación de la causa raíz de la falla.

Tiempos de Respuesta:

Se establecerán tiempos máximos de respuesta para la atención de averías desde la notificación (Ej.24-48 horas para diagnóstico inicial, plazos para la reparación según criticidad).

Stock de Repuestos

Recomendación de un listado de repuestos críticos que el IAPSER debería considerar tener en stock (e.g., fusibles, DPS, algún módulo o microinversor si aplica), o información sobre la disponibilidad y plazos de entrega de repuestos por parte de los fabricantes.

Contacto para Soporte Técnico

Datos de contacto del Contratista durante el período de garantía y, si se ofrece, para contratos de mantenimiento post-garantía.

Garantías de la Instalación Completa

Además de las garantías de producto de cada componente principal, el Contratista deberá ofrecer Garantía de la Instalación Completa

Una garantía integral sobre la mano de obra de montaje, la correcta interconexión de los equipos y el funcionamiento global del sistema fotovoltaico por un período mínimo de dos (2) años a partir de la fecha de Recepción Provisional. Esta garantía cubrirá cualquier defecto de instalación o falla de componentes atribuible a una incorrecta ejecución.

Documentación Técnica de Referencia

Al finalizar la obra y como Contratista deberá entregar al IAPSER una carpeta completa con la siguiente documentación técnica, en formato digital (PDF y CAD editables donde aplique) e impreso (mínimo dos copias):

- a. Fichas Técnicas (Datasheets): De todos los equipos principales instalados, incluyendo módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras de soporte, dispositivos de protección principales (interruptores generales, diferenciales), y sistema de monitoreo.
- b. Certificados y Homologaciones: Copias de todos los certificados de conformidad con las normas IRAM, IEC u otras especificadas en este pliego, para cada uno de los equipos que lo requieran. Esto incluye certificados de módulos, inversores, cables, tableros, etc. 1

- c. Cálculos Justificativos Finales (Conforme a Obra)
- d. Memoria de cálculo estructural actualizada de las estructuras de soporte, considerando las condiciones reales de montaje y cualquier modificación realizada.
- e. Memoria de cálculo eléctrico actualizada, justificando las secciones de conductores, la selección y ajuste de protecciones, las caídas de tensión, y el cálculo de cortocircuito.
- f. Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra, con el valor de resistencia obtenido.
- g. Manuales de Usuario y Mantenimiento: Manuales de operación, instalación y mantenimiento de los fabricantes para todos los equipos principales (módulos, inversores, sistema de monitoreo), en idioma español. Adicionalmente, el Manual de O&M específico de la planta, elaborado por el Contratista.
- h. Planos Conforme a Obra: Juego completo de planos actualizados que reflejen fielmente la instalación tal como fue ejecutada, incluyendo todas las modificaciones realizadas durante la obra. Esto comprende todos los planos listados en la Sección de Planimetría.
- i. Protocolos de Pruebas y Ensayos: Todos los protocolos de las pruebas realizadas durante el comisionado y puesta en marcha (ver Sección 2.5.3), debidamente cumplimentados y firmados por el responsable técnico del Contratista y supervisados por el IAPSER.
- j. Acta de Puesta en Marcha y Acta de Recepción Provisional: Copias firmadas.
- k. Garantías: Documentos originales de las garantías de todos los equipos y de la instalación completa, a nombre del Instituto Autárquico Provincial del Seguro de Entre Ríos.
- l. Copia de la Póliza de Seguro: Póliza de Seguro de Responsabilidad Civil del Contratista vigente durante todo el período de ejecución de la obra, y cualquier otra póliza.
- m. Documentación de Instalador Calificado: Acreditación de que la instalación fue realizada y/o supervisada y avalada por un "Instalador Calificado" conforme a los requisitos de la Resolución SME N° 297/23 (Sección 3.7) 1 y la Resolución EPRE N° 96/23 (Punto 20) 1, incluyendo copia de matrícula profesional habilitante y constancias de capacitación si fueran requeridas por la normativa.
- n. Listado de Repuestos Recomendados

- o. Documentación para Trámites de Conexión: Copia de toda la documentación presentada ante la empresa Distribuidora para la solicitud y obtención de la conexión como Usuario-Generador (Formularios 1A, 2A, Certificado Tipo "D", etc.).

Consideraciones Finales para la Ejecución del Proyecto:

- **Calidad de Ejecución:** Todos los trabajos de montaje e instalación se realizarán siguiendo las mejores prácticas de la ingeniería, las recomendaciones de los fabricantes de los equipos y las normativas aplicables. Se pondrá especial énfasis en la prolijidad de las terminaciones, el correcto ordenamiento del cableado y la seguridad de la instalación.
- **Coordinación con el IAPSER:** El Contratista deberá coordinar sus actividades con el personal designado por el Instituto Autárquico Provincial del Seguro para minimizar cualquier interferencia con las actividades normales de la institución.
- **Actualización Normativa:** Es responsabilidad del Contratista verificar la plena vigencia y cualquier actualización de las leyes, decretos, resoluciones y normas técnicas citadas en este pliego al momento de la ejecución del proyecto, aplicando siempre la versión más reciente o la que resulte legalmente exigible.
- **Interpretación del Pliego:** En caso de dudas o discrepancias en la interpretación de este pliego, prevalecerá el criterio más exigente en términos de calidad, seguridad y cumplimiento normativo, o la aclaración emitida por escrito por el IAPSER o su representante técnico.

Este Pliego de Especificaciones Técnicas tiene como finalidad establecer una base técnica sólida y completa para la contratación y ejecución de la planta solar fotovoltaica MiradorTEC® Solar, asegurando que la inversión del Instituto Autárquico Provincial del Seguro se traduzca en una instalación eficiente, duradera y que cumpla con todos los requisitos legales y técnicos para su operación como Usuario-Generador en la Provincia de Entre Ríos.