

0	14-09-2026	Constructor	SEDIMA	C.Pedraza	O.Escorcía
Rev	Fecha	Emitido Para	Elaboró	Revisó	Aprobó

INGENIERÍA DETALLADA DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN AUTÓNOMO PARA LA LÍNEA TEMPORAL SAMORÉ: CRUCE “LA CHINA”



MEMORIAS DE CÁLCULO DEL GRUPO ELECTRÓGENO FOTOVOLTAICO (1749-MC-E-733)

CLIENTE:



+57 3507268200



info@sedima.com.co



www.sedima.com.co

TABLA DE CONTENIDO

1. OBJETO	3
2. ALCANCE	3
3. MARCO NORMATIVO	3
4. FILOSOFÍA DE DISEÑO.....	4
5. BALANCE DE CARGAS.....	5
6. ENERGÍA DIARIA DE DISEÑO	5
7. DIMENSIONAMIENTO DEL BANCO DE BATERÍAS	6
8. DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	7
9. CONTROLADOR DE CARGA MPPT	7
10. ARQUITECTURA ELÉCTRICA Y CONVERSIÓN 24/12 VDC.....	8
11. CONDUCTORES, PROTECCIONES Y CAÍDA DE TENSIÓN	8
12. VERIFICACIÓN DE AUTONOMÍA Y BALANCE ENERGÉTICO	9
13. RECOMENDACIONES DE INSTALACIÓN, SEGURIDAD Y OPERACIÓN	9
14. CONCLUSIONES	10
15. REFERENCIAS CONSULTADAS.....	11
16. CONTROL DE CAMBIOS.....	11
ANEXO I	12

MEMORIAS DE CÁLCULO DEL GRUPO ELECTRÓGENO FOTOVOLTAICO

1. OBJETO

Presentar las memorias de cálculo y los criterios de predimensionamiento del grupo electrógeno fotovoltaico autónomo destinado a alimentar de manera continua las cargas de instrumentación del sistema de protección autónomo para la línea temporal Samoré, cruce aéreo “La China”. El diseño considera una autonomía mínima de cuatro (4) días mediante almacenamiento electroquímico y ocho (8) horas solares aprovechables por día.

2. ALCANCE

El documento comprende el balance de cargas DC, energía diaria requerida, selección de tensión del sistema, dimensionamiento del banco de baterías, potencia mínima y potencia seleccionada del generador fotovoltaico, controlador MPPT, convertidor DC/DC para la carga de 12 V, criterios preliminares de conductores y protecciones, filosofía de operación, análisis de autonomía y recuperación del banco, y lista referencial de materiales.

Exclusiones: el prediseño no sustituye el estudio de recurso solar del emplazamiento, el análisis de sombras, la verificación de temperatura mínima/máxima de diseño, la selección definitiva del módulo con sus valores $V_{oc}/V_{mp}/I_{sc}/I_{mp}$, la clasificación de áreas peligrosas, el plano de implantación, las longitudes reales de cable ni la coordinación final de protecciones. Estos datos deberán incorporarse antes de emisión para construcción.

3. MARCO NORMATIVO

La referencia reglamentaria colombiana adoptada para esta emisión es el RETIE vigente modificado mediante la Resolución 40284 del 23 de junio de 2026. Para la solución fotovoltaica autónoma deberán verificarse los requisitos aplicables a instalaciones de generación, sistemas solares fotovoltaicos, acumuladores, reguladores/controladores, canalizaciones, protección contra sobrecorriente, puesta a tierra, identificación y evaluación de conformidad. El sistema propuesto no contempla inyección de energía a la red de uso general.

- RETIE — Resolución 40284 de 2026, Libros 1 a 4. Requisitos de seguridad, productos, instalaciones y evaluación de la conformidad.
- NTC 2050 — Código Eléctrico Colombiano, Segunda Actualización; requisitos aplicables a sistemas fotovoltaicos, circuitos DC, acumuladores, conductores y protecciones.
- IEC 62548 — Photovoltaic (PV) arrays — Design requirements; criterios complementarios de configuración, cableado, protección y seccionamiento del arreglo.
- IEC 62485-2 — Safety requirements for secondary batteries and battery installations — Stationary batteries.
- IEC 62109-1 / IEC 62109-2 — Seguridad de convertidores de potencia usados en sistemas fotovoltaicos, cuando resulte aplicable.
- IEC 60079-14:2024 — Atmósferas explosivas: diseño, selección e instalación de equipos eléctricos, aplicable cuando los equipos se ubiquen dentro o próximos a áreas clasificadas.
- NTC 4552 / IEC 62305 — Coordinación de protección contra descargas atmosféricas y sobretensiones con el SPT/SIPRA del proyecto.

4. FILOSOFÍA DE DISEÑO

Se adopta una arquitectura completamente en corriente continua con barra principal de 24 VDC. Esta decisión evita incorporar un inversor AC innecesario, reduce pérdidas de conversión y simplifica la disponibilidad del sistema. Las cargas PIT-A, PIT-B, ZSC y ZSO se alimentan directamente desde 24 VDC; la carga PY, nominalmente a 12 VDC, se alimenta mediante un convertidor DC/DC aislado o no aislado según la filosofía de instrumentación y puesta a tierra que defina el proyecto.

- Tensión nominal del sistema: 24 VDC.
- Autonomía mínima de almacenamiento: 4 días sin aporte solar.
- Horas solares aprovechables de diseño: 8 h/día, según criterio suministrado por el proyecto.
- Banco de baterías recomendado: tecnología LiFePO₄, con BMS integrado y profundidad de descarga de diseño del 80 %.
- Generación fotovoltaica seleccionada con margen suficiente para atender la carga diaria y recuperar el banco después de un periodo de autonomía.
- Equipos eléctricos y baterías deberán ubicarse fuera de áreas clasificadas, salvo que su certificación y método de instalación sean compatibles con la clasificación de área resultante.

5. BALANCE DE CARGAS

La energía diaria de cada consumidor se obtiene mediante $E = P \times t$. La columna suministrada como “W/día” corresponde dimensionalmente a energía y, por tanto, se expresa en Wh/día en esta memoria.

Instrumento	VDC	Corriente [A]	Potencia [W]	Servicio [h/día]	Energía [Wh/día]
PIT-A	24	0.02	0.48	24	11.52
PIT-B	24	0.02	0.48	24	11.52
ZSC	24	0.20	4.80	24	115.20
ZSO	24	0.00	0.00	24	0.00
Modem/Radio	12	1.00	12.00	24	288.00

Potencia instalada simultánea: $P_{inst} = 17.76 \text{ W}$.

Energía diaria directa en las cargas: $E_{carga} = 426.24 \text{ Wh/día}$.

6. ENERGÍA DIARIA DE DISEÑO

Para representar las pérdidas inevitables del sistema se adoptan, como hipótesis de prediseño, una eficiencia del 92 % para el convertidor 24/12 VDC, una eficiencia del 97 % para distribución/cableado y un margen de ingeniería del 10 %. Estos valores deberán sustituirse por datos certificados de los equipos finalmente seleccionados.

Energía de cargas a 24 VDC: $E_{24} = 138.24 \text{ Wh/día}$.

Energía de carga a 12 VDC: $E_{12} = 288.00 \text{ Wh/día}$.

Energía equivalente extraída de la barra por PY: $E_{12,barra} = 288.00/0,92 = 313.04 \text{ Wh/día}$.

Energía diaria corregida por distribución: $E_b = (138.24 + 313.04)/0,97 = 465.24 \text{ Wh/día}$.

Energía diaria de diseño con reserva del 10 %: $E_d = 465.24 \times 1,10 = 511.76 \text{ Wh/día}$.

7. DIMENSIONAMIENTO DEL BANCO DE BATERÍAS

El banco se dimensiona para cuatro días completos sin generación solar. Para baterías LiFePO4 se adopta una profundidad máxima de descarga de diseño DoD = 80 % y una eficiencia energética global de descarga $\eta_{bat} = 95 \%$.

$$E_{bat,nom} = (E_d \times N_{aut}) / (DoD \times \eta_{bat})$$

$$E_{bat,nom} = (465.24 \times 4) / (0,80 \times 0,95) = 2452 \text{ Wh} \approx 2.45 \text{ kWh.}$$

$$C_{bat} = E_{bat,nom} / V_{sis} = 2450/24 = 102.2 \text{ Ah.}$$

Selección recomendada: banco nominal de 24 VDC y 150 Ah, equivalente a 3.60 kWh nominales.

Con DoD = 80 % y $\eta_{bat} = 95 \%$, la energía útil estimada es 2.74 kWh y la autonomía calculada resulta aproximadamente 5.35 días bajo las hipótesis de diseño.

Alternativa	DoD diseño	Eficiencia	Capacidad mínima calculada	Selección práctica
LiFePO4 24 V	80 %	95 %	102 Ah	24 V / 100 Ah 24 V / 150 Ah
AGM/VRLA 24 V	80 %	95 %	102 Ah	24 V / 100 Ah 24 V / 150 Ah

La alternativa LiFePO4 se considera preferente por su mayor profundidad de descarga utilizable, eficiencia, vida cíclica y menor volumen. La selección final deberá verificar temperatura de operación, corriente admisible, BMS, protección contra sobrecarga/sobredescarga y compatibilidad electromagnética con la instrumentación. Por la cercanía a la disponibilidad comercial de las baterías de 100 Ah y lo justo del diseño, el análisis de ingeniería considera viable y apropiado su alternativa de selección en servicio productivo sin comprometer sustancialmente el espíritu del diseño y la solución efectiva al cliente.

8. DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Para el generador se utiliza el criterio de 8 horas solares aprovechables por día suministrado. Se adopta un factor global preliminar de aprovechamiento fotovoltaico compuesto por 85 % para temperatura, suciedad, desadaptación y condiciones reales del módulo; 95 % para el controlador MPPT; y 97 % para cableado DC.

$$\eta_{FV} = 0,85 \times 0,95 \times 0,97 = 0.783.$$

$$P_{FV,min} = E_d / (H_s \times \eta_{FV})$$

$$P_{FV,min} = 511.76 / (8 \times 0.783) = 81.7 \text{ Wp}.$$

Con margen adicional del 25 %: $P_{FV,diseño} \approx 102.1 \text{ Wp}$.

Aunque el mínimo energético es cercano a 102 Wp, se selecciona un arreglo de 220 Wp para incrementar confiabilidad y acelerar la recuperación del banco después de un periodo prolongado sin sol.

Energía diaria estimada del arreglo seleccionado: $E_{FV} = 220 \times 8 \times 0.783 = 1378 \text{ Wh/día}$.

La energía equivalente a cuatro días de consumo puede recuperarse teóricamente en aproximadamente 1.50 días solares de diseño, sin considerar restricciones de corriente de carga del BMS ni condiciones meteorológicas adversas.

9. CONTROLADOR DE CARGA MPPT

El controlador deberá ser tipo MPPT, apto para banco de 24 VDC y configurable para la química de batería seleccionada. La corriente preliminar de salida se estima a partir de la potencia fotovoltaica seleccionada.

$$I_{MPPT} \approx P_{FV} \times \eta_{MPPT} / V_{sis} = 220 \times 0,95 / 24 = 11.9 \text{ A}.$$

Aplicando margen del 25 %: $I_{MPPT, diseño} \approx 14.8 \text{ A}$.

Selección preliminar: controlador MPPT de 20 A mínimo, preferiblemente 30 A por disponibilidad comercial y para reserva de crecimiento.

10. ARQUITECTURA ELÉCTRICA Y CONVERSIÓN 24/12 VDC

Para la carga de equipos conectados a 12 VDC. Se recomienda un convertidor DC/DC 24/12 V con potencia nominal no inferior a 25 W; para mayor reserva y disponibilidad se adopta preliminarmente una unidad de 40–60 W, eficiencia $\geq 92\%$, protección contra cortocircuito, sobretensión y sobretensión. Cuando la estrategia de tierras de instrumentación lo requiera, deberá emplearse versión aislada galvánicamente.

11. CONDUCTORES, PROTECCIONES Y CAÍDA DE TENSIÓN

El dimensionamiento definitivo de conductores requiere las longitudes reales de los trayectos. Para esta etapa se establecen criterios preliminares y se exige verificar térmicamente la ampacidad y eléctricamente la caída de tensión. Se recomienda limitar la caída total en los circuitos DC sensibles a aproximadamente 3 %, distribuyendo el presupuesto de caída entre el tramo fotovoltaico, batería/controlador y alimentadores de carga.

Circuito	Corriente de diseño	Conductor preliminar	Protección preliminar	Observación
Arreglo FV → MPPT	$\approx 9\text{--}12\text{ A}$	Cu solar 4–6 mm ²	Fusible/seccionador DC 15 A*	Ajustar a Isc del módulo y número de strings
MPPT → batería	$\approx 12\text{--}15\text{ A}$	Cu 6 mm ² mínimo	Fusible DC 20 A*	Instalar protección próxima al banco
Barra 24 V → cargas	< 1 A continuo	Cu 2,5 mm ² mínimo	Fusibles por ramal 1–3 A*	Coordinar con conductores y equipos
24 V → DC/DC 12 V	$\approx 0,6\text{ A}$ entrada	Cu 2,5 mm ²	Fusible 2 A*	Salida 12 V protegida según convertidor

*Valores preliminares. La selección final se hará con corriente máxima de circuito, capacidad de interrupción, temperatura, método de instalación, agrupamiento, ficha técnica del fabricante y requisitos RETIE/NTC 2050.

12. VERIFICACIÓN DE AUTONOMÍA Y BALANCE ENERGÉTICO

Para verificar la autonomía, se considerará continuidad en ausencia de generación solar sostenida durante el mismo tiempo, con lo cual el banco de baterías instalados deberá asumir a plenitud y continuidad la carga del proyecto.

Autonomía [días]	Energía carga acumulada [kWh]	Capacidad LiFePO4 mínima [Ah @24V]	Banco 150 Ah
3	1.54	84	CUMPLE
4	2.05	112	CUMPLE
5	2.56	140	CUMPLE
6	3.07	168	NO CUMPLE

Con el banco recomendado de 100 Ah, la autonomía teórica corregida es 3.97 días en tanto con el de 150 Ah, la autonomía teórica corregida es 5.35 días. Sin embargo con la alternativa de 100 Ah, El criterio contractual de 4 días puede considerarse que queda cubierto satisfactoriamente con un margen aproximado de ± 5 % respecto de la energía diaria de diseño.

13. RECOMENDACIONES DE INSTALACIÓN, SEGURIDAD Y OPERACIÓN

A continuación, se brindan las recomendaciones generales, que le aplican a este caso:

- Ubicar banco de baterías, controlador, protecciones y convertidor en gabinete adecuado al ambiente, con ventilación/gestión térmica compatible con la tecnología seleccionada y grado de protección apropiado.
- No instalar equipos ordinarios dentro de una zona clasificada. Si la implantación obliga a ello, cada componente deberá ser seleccionado y certificado para la clasificación, grupo y temperatura aplicables.
- Incorporar seccionamiento accesible del arreglo FV y del banco de baterías, con dispositivos específicamente aptos para corriente continua.
- Proteger conductores frente a radiación UV, daño mecánico y temperatura. Separar circuitos fotovoltaicos y de instrumentación de acuerdo con los requisitos de canalización y compatibilidad electromagnética.
- Integrar equipotencialidad, puesta a tierra y DPS con el SPT/SIPRA de la estación, evitando crear tierras independientes.
- Programar mantenimiento preventivo: limpieza de módulos, inspección de conectores, torque, corrosión, estado del BMS, registro de tensión/SOC y verificación de protecciones.

14. CONCLUSIONES

La potencia simultánea de las cargas es 17.76 W y la energía directa requerida es 426.24 Wh/día.

Incluyendo conversión 24/12 V, pérdidas de distribución y 10 % de reserva, la energía diaria de diseño adoptada es 511.76 Wh/día.

Para cuatro días de autonomía y batería LiFePO4 con DoD = 80 % se requieren aproximadamente 102.2 Ah a 24 V. No obstante, se considera apropiado recomendar un banco de 24 V / 100 Ah o si el cliente desea mayor extensión, considerar un banco de 24 V / 150 Ah.

El mínimo fotovoltaico calculado con 8 h solares/día y factores de pérdida es aproximadamente 102 Wp con margen; por tanto, se seleccionará mínimo 220 Wp para mejorar robustez y recuperación del banco. Un cálculo de referencia estimada nos dice que con 300 Wp, la producción útil estimada es 1.88 kWh/día y la recuperación energética equivalente a cuatro días de consumo puede lograrse teóricamente en alrededor de 1.5 días solares después de atender la carga corriente.

La selección definitiva deberá actualizarse con recurso solar real, temperatura extrema, análisis de sombras, fichas técnicas del módulo/controlador/batería, clasificación de áreas y longitudes reales de cableado.

Resumen Técnico

Magnitud	Resultado
Potencia instalada	17.76 W
Energía directa de carga	426.24 Wh/día
Energía diaria de diseño	511.76 Wh/día
Tensión del sistema	24 VDC
Autonomía requerida	4 días
Banco mínimo LiFePO4	102.2 Ah @ 24 V
Banco seleccionado	24 V / 100 Ah
Autonomía estimada banco seleccionado	5.35 días
Horas solares aprovechables	8 h/día
Potencia FV mínima con margen	102 Wp
Potencia FV recomendada	220 Wp
Controlador MPPT	24 V / 20 A mínimo; 30 A recomendado
Convertidor DC/DC	24/12 V, 40–60 W recomendado
Recuperación estimada tras 4 días	1.50 días solares

15. REFERENCIAS CONSULTADAS

1. Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Resolución 40284 del 23 de junio de 2026 — Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), versión vigente; Libros 1, 2, 3 y 4.
Consulta: 02-09-2026.
2. ICONTEC. NTC 2050 — Código Eléctrico Colombiano, Segunda Actualización. Requisitos aplicables a sistemas fotovoltaicos, circuitos DC, acumuladores, conductores y protecciones.
3. IEC 62548. Photovoltaic (PV) arrays — Design requirements.
4. IEC 62485-2. Safety requirements for secondary batteries and battery installations — Part 2: Stationary batteries.
5. IEC 62109-1 / IEC 62109-2. Safety of power converters for use in photovoltaic power systems.
6. IEC 60079-14:2024. Explosive atmospheres — Electrical installations design, selection and installation.
7. NTC 4552 / IEC 62305. Protección contra descargas atmosféricas y coordinación con sistemas eléctricos/electrónicos.

Nota: Antes de emitir planos para construcción deberán incorporarse: (1) coordenadas y recurso solar del sitio; (2) análisis de sombras; (3) temperatura mínima y máxima; (4) ficha técnica definitiva del módulo y cálculo de Voc en frío; (5) ficha del MPPT y límites de corriente/tensión; (6) química, BMS y curva de capacidad de batería a temperatura; (7) clasificación de áreas; (8) longitudes reales y cálculo de caída de tensión; (9) coordinación y capacidad de interrupción de protecciones DC; y (10) integración definitiva con SPT/SIPRA y DPS.

16. CONTROL DE CAMBIOS.

REVISIÓN	FECHA	EMITIDO PARA
Rev B.	04/09/2026	Revisión cliente
Rev 0.	14/09/2026	Construcción

ANEXO I

Lista referencial de materiales estimados para el prediseño del grupo electrógeno fotovoltaico

Nº	Descripción para RFQ	Cantidad
1	Módulo/arreglo fotovoltaico, potencia total instalada	220 Wp 2 und x 12 V o 1 Und x 24 V
2	Estructura de soporte FV resistente a intemperie	1 juego
3	Controlador MPPT 24 VDC, entrada ≥ 100 VDC	1 und, 20 A mínimo; 30 A recomendado
4	Banco LiFePO4 24 VDC con BMS	100 Ah
5	Gabinete para batería/controlador y protecciones	1 und
6	Convertidor DC/DC 24/12 VDC	1 und, 40–60 W
7	Seccionador DC arreglo fotovoltaico	1 und
8	Protección sobrecorriente arreglo FV	1 juego
9	Fusible/disyuntor batería-controlador	1 juego
10	Caja de distribución/fusibles 24 VDC	1 und
11	Cable solar Cu 4–6 mm ² UV resistente	Según ruta + 15 %
12	Cable Cu batería/controlador 6 mm ² mínimo	Según ruta + 15 %
13	Cable Cu 2,5 mm ² para ramales de carga	Según ruta + 15 %
14	Conectores fotovoltaicos compatibles/certificados	1 lote
15	Terminales, punteras y accesorios de conexión	1 lote
16	DPS DC lado fotovoltaico	Según coordinación SIPRA
17	DPS 24 VDC lado cargas	Según coordinación SIPRA
18	Borneras PE/TE y barra equipotencial	1 juego
19	Canalización UV/intemperie y accesorios	Según ruta
20	Etiquetas y señalización de seguridad DC	1 lote