

Diseño de un sistema fotovoltaico en la Escuela primaria del Instituto Técnico Aquileo Parra,
sede “Santa Barbara” del municipio de Barichara/Santander

Anexo 1

Memoria de Cálculo del dimensionamiento del sistema fotovoltaico

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2025

Tabla de contenido

1. Presentación del proyecto	6
1.1 Ubicación geográfica del sistema	6
1.2 Análisis estructural inicial.....	7
1.2 Disponibilidad de conexión de AGPE	8
1.3 Consumo energético promedio de la Institución	9
1.4 Análisis del sistema eléctrico.....	12
2. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico	17
2.1 Evaluación del recurso solar	17
2.2 Arreglo de paneles FV	18
2.2.1 Numero de paneles fotovoltaicos.....	19
2.2.2 Tipo de arreglo del sistema.....	22
2.3 Selección del inversor	22
2.4 Dimensionamiento de conductores	25
2.5 Conductores para lado DC	26
2.6 Conductores para lado AC	26
2.7 Selección de protecciones	27
2.8 Protección DC	28
2.9 Protección AC	29
2.10 Sistema de medida	30
2.11 Simulación en PVGIS	31

Lista de ilustraciones

Ilustración 1. Ubicación geográfica de la institución en Google Earth	6
Ilustración 2. Espacio disponible para la instalación del sistema fotovoltaico	7
Ilustración 3. Disponibilidad del transformador para la conexión AGPE	8
Ilustración 4. Factura de energía Eléctrica.....	9
Ilustración 5. Curva de demanda Institución Aquileo Parra	11
Ilustración 6. Tablero principal bifásico	12
Ilustración 7. Tablero principal monofásico	13
Ilustración 8. Medidor principal	13
Ilustración 9. Plano en 3D arquitectónico de la Institución.	14
Ilustración 10. Plano Eléctrico de la Institución Iluminación.....	15
Ilustración 11. Plano Eléctrico de la Institución Tomas	16
Ilustración 12. Ficha técnica del panel monocristalino JA SOLAR 545 W	20
Ilustración 13. Ficha técnica del Inversor Growatt MIN 10000TL-X2	24

Lista de Tablas

Tabla 1. Datos del consumo Energético para el SFV	11
Tabla 2. Irradiancia Solar del municipio de Barichara	18
Tabla 3. Perdidas del sistema.....	19
Tabla 4. Demanda horaria promedio y generación solar estimada por hora.	32

Lista de Gráficas

Gráfica 1. Demanda Vs Generación	33
--	----

1. Presentación del proyecto

1.1 Ubicación geográfica del sistema

El proyecto del diseño del sistema fotovoltaico se desarrollará en la institución Aquileo Parra sede Santa Barbara, en el municipio de Barichara, Santander, con coordenadas latitud 6.640° , longitud -73.222° y una elevación de 1327 msnm, la institución cuenta con un área de 5220 m^2 como se observa en la Ilustración 1, la institución cuenta con 14 salones, 1 restaurante, 1 biblioteca, baños y sala de informática.

Ilustración 1.

Ubicación geográfica de la institución en Google Earth.

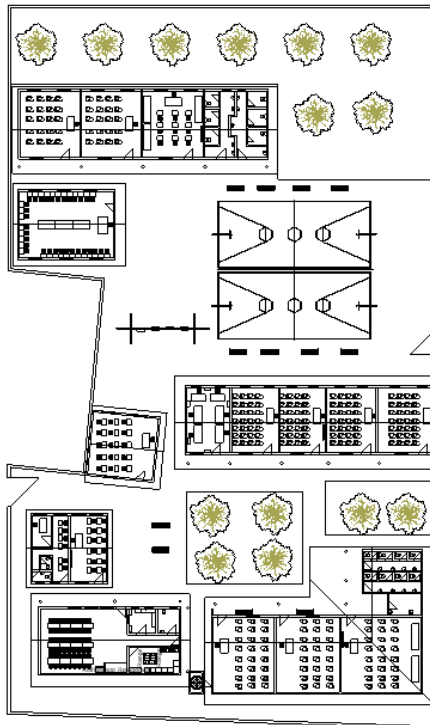


1.2 Análisis estructural inicial

Se llevó a cabo una inspección técnica en el sitio con el fin de identificar el área útil disponible para la instalación del sistema fotovoltaico (Ilustración 2). Como resultado, se determinó que existe una superficie total de 176 m² en las cubiertas de los salones recientemente remodelados, la cual presenta condiciones óptimas para el montaje de los módulos solares. Del total del área, se estima que aproximadamente el 90 % puede ser utilizada de forma efectiva para la instalación, considerando un factor de seguridad que contempla restricciones estructurales, separación entre filas de paneles, zonas no aprovechables por obstáculos y accesos necesarios para labores de mantenimiento.

Ilustración 2.

Espacio disponible para la instalación del sistema fotovoltaico.



Las cubiertas seleccionadas presentan una inclinación de 15° , una orientación favorable para la captación solar y están libres de sombras durante todo el día, lo que garantiza un buen desempeño del sistema fotovoltaico.

1.2 Disponibilidad de conexión de AGPE

Se llevó a cabo la consulta de disponibilidad de conexión ante el operador de red ESSA, determinándose que no existen sistemas de autogeneración actualmente conectados al transformador identificado con código 0404801, ubicado en el municipio de Barichara. En virtud de lo anterior, y conforme a lo estipulado en la Resolución CREG 038 de 2018, se encuentra disponible el 50% de la capacidad nominal del transformador de 30 [MVA], equivalente a 15 [MVA] del mismo, para la conexión de Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) como se muestra en la Ilustración 3. El sistema de autogeneración será dimensionado para atender exclusivamente la demanda interna de la institución, sin inyección de excedentes a la red eléctrica.

Ilustración 3.

Disponibilidad del transformador para la conexión AGPE.

ESSA
siempre adelante

Grupo-epm

Información Punto de Conexión

Longitud: -73.221459730625
 Latitud: 6.6397312958106
 Código Transformador: 0404801
 Código Apoyo Transformador: 4329449
 Relación de Transformación: 13200/220
 Tensión de Conexión (V): 220
 Capacidad Nominal Transformador (kVA): 30

Información Subestación

Nombre Subestación: SAN GIL
 Código Subestación: 79
 Circuito: 79505
 Longitud: -73.14909
 Latitud: 6.559062
 Consumo Mínimo 12h (%): 5.81
 Consumo Mínimo 24h (%): 5.515

Datos Ingresados

Potencia declarada de entrega a la red (kW): 0

Datos Referencia

Capacidad Instalada de Autogeneración (kW): 0
 Energía FV Sin Almacenamiento (kW): 0
 Energía Diferente a FV Sin Almacenamiento (kW): 0

Datos disponibilidad

Capacidad Disponible de Autogeneración (kW): 15
 Energía Disponible FV Sin Almacenamiento (kW): 2.758
 Energía Disponible Diferente a FV Sin Almacenamiento (kW): 2.905

Rangos Disponibilidad

0% Ocupación de Autogeneración del Transformador
 0% Ocupación Energía Fotovoltaica Sin Almacenamiento
 0% Ocupación Energía diferente a Fotovoltaica Sin Almacenamiento

1.3 Consumo energético promedio de la Institución

Con base en los recibos de consumo energético suministrados por la alcaldía municipal Ilustración 4, se efectuó un análisis de demanda para la institución educativa Aquileo Parra, sede Santa Bárbara. A partir de estos datos, se identificó un consumo promedio mensual de 1.046 [kWh], correspondiente al mes de mayor demanda energética, el cual se utilizó como escenario de diseño para el dimensionamiento del sistema de generación.

Ilustración 4.

Factura de energía Eléctrica.



Este valor se emplea como referencia para garantizar la cobertura de la carga eléctrica en condiciones de máxima exigencia. Adicionalmente, se realizó un análisis detallado de la curva de carga diaria, obtenida a partir del perfil comercial de consumo registrado por el operador de red ESSA, expresado en vatios, como se presenta en la Ilustración 5. De dicho análisis se concluye que el consumo energético promedio diario de la institución es de 34,87 [kWh/día], los datos obtenidos están en la tabla 1.

Ilustración 5.

Curva de demanda Institución Aquileo Parra.

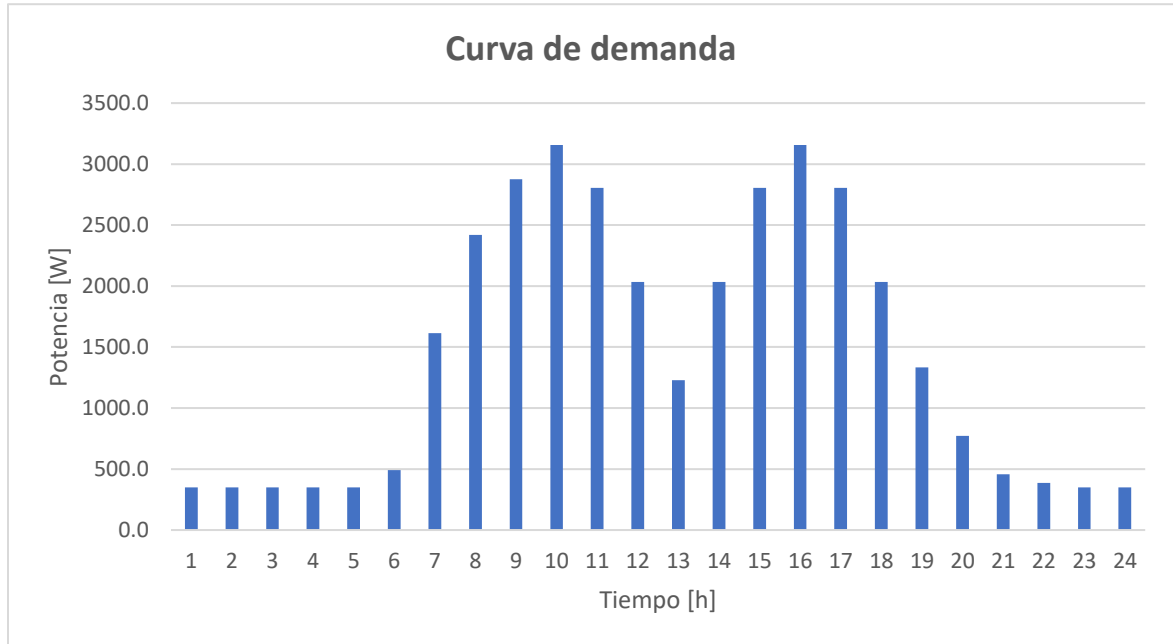


Tabla 1.

Datos del consumo Energético para el SFV.

Datos del SFV		
<i>Emes</i>	1046	kWh/mes
<i>Edía</i>	34.87	kWh/día
<i>Pbase</i>	3507.7	W

1.4 Análisis del sistema eléctrico

La institución cuenta con un sistema eléctrico compuesto por un medidor principal del cual se derivan dos circuitos ramales hacia dos tableros de distribución internos: uno bifásico Ilustración 6 que alimenta la mayoría de las instalaciones, incluyendo una bomba de agua de 2 HP, y otro monofásico Ilustración 7 que suministra energía a salones y baños. Ambos tableros presentan condiciones adecuadas para la operación y permiten una integración eficiente del sistema fotovoltaico, sin requerir modificaciones significativas. La cercanía de los tableros con la zona de instalación facilita la conexión.

Ilustración 6.

Tablero principal bifásico.



Ilustración 7.

Tablero principal monofásico.



El medidor que está actualmente es un contador trifásico tetrafilar el cual es marca Rymel, como se muestra en la Ilustración 8.

Ilustración 8.

Medidor principal.



Se realizó un levantamiento de planos eléctrico y arquitectónico como se observa en la Ilustración 9, 10, 11 debido a que por ser la escuela un poco antigua no se encontraron registros de estos; donde se observa que se podrían realizar algunas mejoras por ejemplo en la zona social y de juegos para los estudiantes no hay iluminación.

Ilustración 9.

Plano en 3D arquitectónico de la Institución.

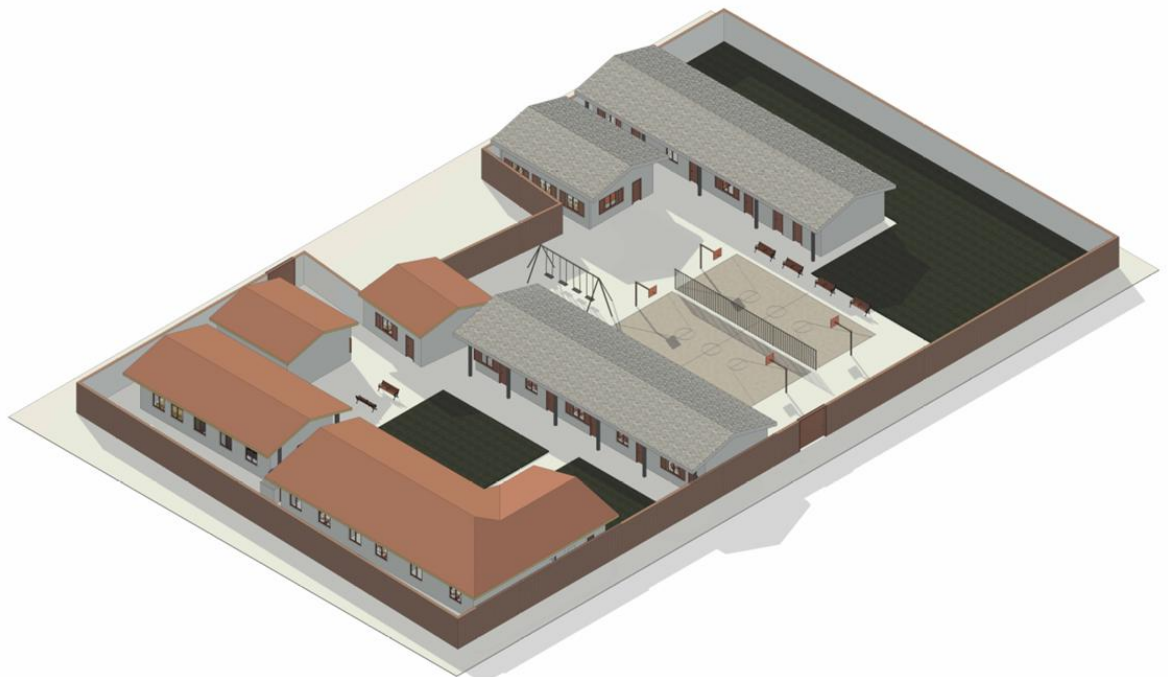
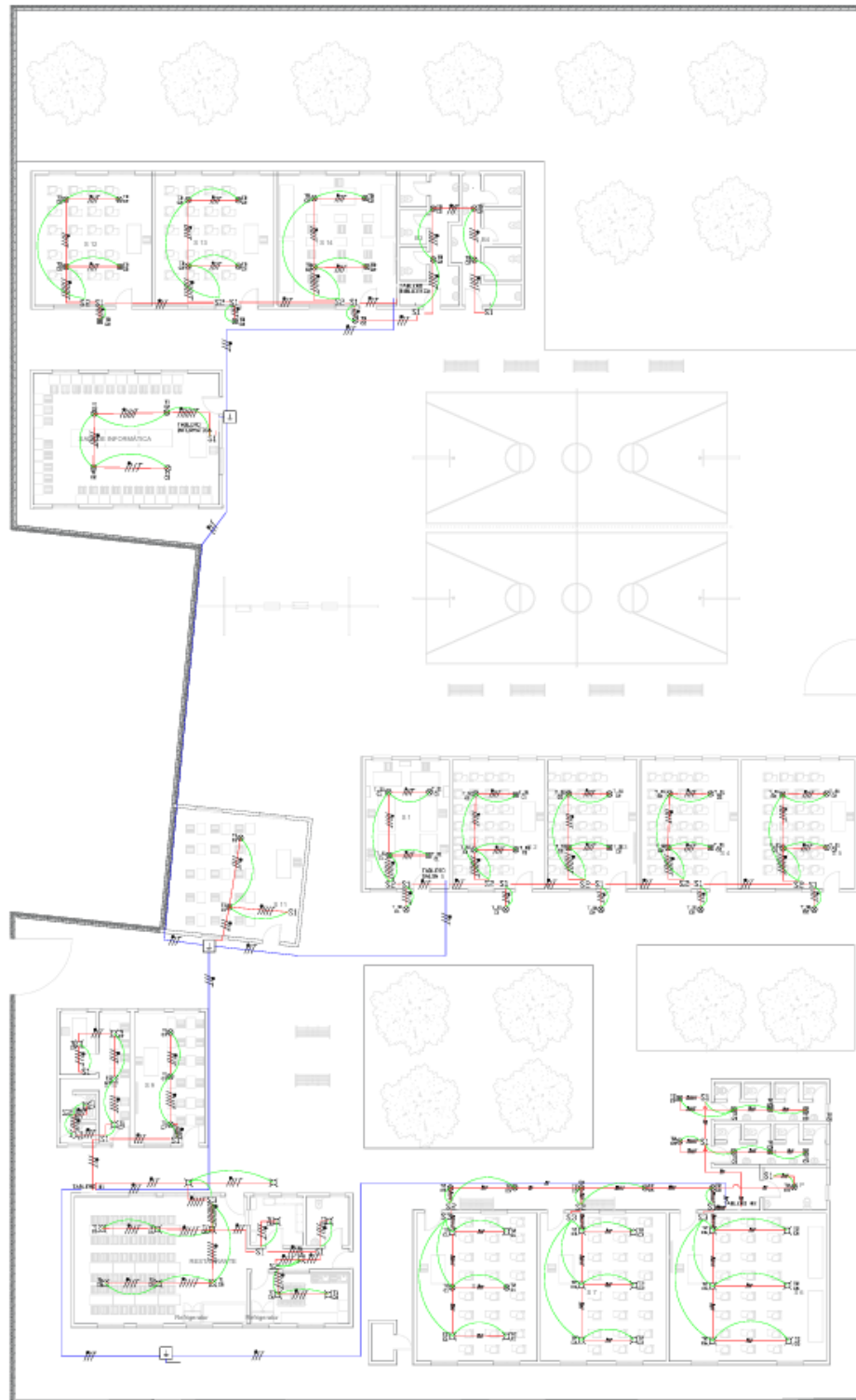


Ilustración 11.

Plano Eléctrico de la Institución Tomacorrientes.



2. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

2.1 Evaluación del recurso solar

Para determinar la viabilidad técnica de la implementación de un sistema fotovoltaico en la sede Santa Bárbara del Instituto Técnico Aquileo Parra, se realizó un análisis del recurso solar disponible en el municipio de Barichara, Santander. Este estudio se llevó a cabo utilizando la plataforma NASA POWER (Prediction of Worldwide Energy Resources), una herramienta confiable de análisis climatológico que proporciona datos históricos sobre irradiancia solar a nivel global.

A través de esta plataforma, se evaluó el comportamiento de la irradiación solar en la zona durante los últimos veinte años, permitiendo obtener un panorama representativo y robusto de la disponibilidad energética solar a lo largo del tiempo.

Como criterio de diseño y para asegurar una operación continua del sistema fotovoltaico incluso en escenarios de baja generación, se seleccionó el mes con la menor irradiancia registrada (noviembre de 2023) como punto de referencia para el dimensionamiento. Esta metodología garantiza que el sistema sea capaz de suplir la demanda energética institucional en condiciones climáticas desfavorables.

Uno de los parámetros clave utilizados en este análisis es la Hora Sol Pico (HSP), la cual representa la cantidad de horas diarias durante las que la irradiación solar es equivalente a 1.000

[W/m²]. Para Barichara, se calculó un valor promedio de 5.0717 [HSP] como se observa en la Tabla 2, basado en la radiación global horizontal. Este valor es esencial para estimar la producción diaria de energía del sistema y para determinar la capacidad de generación requerida para cubrir de manera eficiente la demanda eléctrica de la institución educativa.

Tabla 2.

Irradiancia Solar del municipio de Barichara.

YEAR	ANN
2000	4.98
2001	5.08
2002	5.18
2003	5
2004	5.1
2005	5
2006	4.94
2007	5.05
2008	4.98
2009	5.07
2010	4.89
2011	4.94
2012	5.14
2013	5.08
2014	5.11
2015	5.18
2016	5.04
2017	5.01
2018	5.17
2019	5.06
2020	5.22
2021	5.17
2022	5.09
2023	5.24
PROM	5.07166667

2.2 Arreglo de paneles FV

2.2.1 Numero de paneles fotovoltaicos

Para la implementación del sistema fotovoltaico, se realizó una evaluación detallada de las opciones de módulos disponibles en el mercado, considerando criterios de eficiencia, confiabilidad, rendimiento térmico y relación costo-beneficio. Tras un análisis técnico-económico, se seleccionó el módulo fotovoltaico JA Solar, modelo JAM72S30-545/MR (Ilustración 11), con tecnología monocristalina tipo PERC y una configuración de 144 celdas (6x24). Este modelo ofrece un rendimiento optimizado incluso en condiciones de baja irradiancia, lo que contribuye a una mayor producción anual de energía. La eficiencia del módulo seleccionado es dimensionada respecto a las pérdidas de energía del sistema que se establecen en la Tabla 3 en donde la sumatoria de todas las perdidas ($\Sigma\text{Loss}\%$) representan un valor del 21%, con ello es suficiente para encontrar el rendimiento, más conocido como PR dando como resultado un valor del 79% de eficiencia lo que asegura una conversión eficiente de la radiación solar en energía útil.

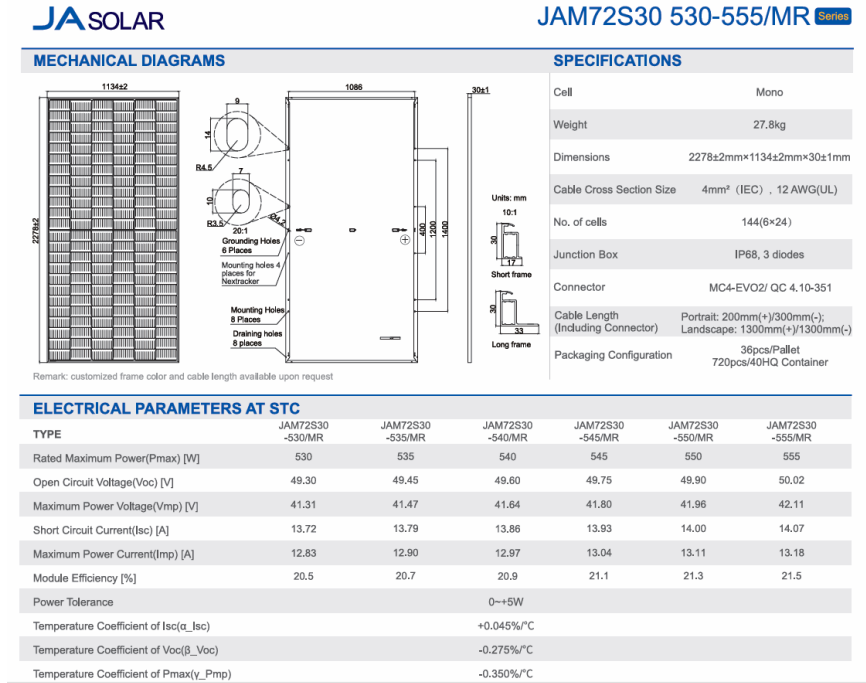
Tabla 3.

Perdidas del sistema.

PÉRDIDAS DEL SISTEMA (%)	$\Sigma\text{Loss}\%$	PR $= (1 - \Sigma\text{Loss}) \%$
POLVO Y SUCIEDAD	3	97
DISPERSIÓN DE PARÁMETROS EN EL GENERADOR	2	98
RENDIMIENTO DEL INVERSOR	5	95
CABLEADO	2	98
REFLECTANCIA ANGULAR Y ESPECTRALES	3	97
ERRORES EN EL SEGUIMIENTO DEL PMP	2	98
TEMPERATURA DE MÓDULOS	4	92
TOTAL	21	79

Ilustración 12.

Ficha técnica del panel monocristalino JA SOLAR 545 W.



A partir del consumo mensual de energía y la irradiancia solar promedio, se calcula la capacidad instalada necesaria para cubrir la demanda de la institución, considerando un factor de eficiencia del sistema de 0.98. Este factor tiene en cuenta pérdidas inherentes al sistema y asegura que la generación de energía no exceda el consumo de la institución, evitando la inyección de excedentes a la red.

Para el cálculo se utiliza la siguiente fórmula:

$$Edía = 34.87 \left[\frac{kWh}{día} \right]$$

Este valor corresponde al consumo diario promedio de la institución, obtenido de los datos históricos.

La energía generada por el sistema, considerando el factor de eficiencia, se calcula de la siguiente formula:

$$E_{gen} = 34.87 \cdot 0.98 = 34.17 \left[\frac{kWh}{Día} \right]$$

Este valor corresponde a la energía máxima que el sistema fotovoltaico generara para satisfacer la demanda sin excederla. Para dimensionar la capacidad instalada del sistema fotovoltaico, se utiliza la siguiente formula:

$$CI = \frac{E_{gen} \cdot Factor}{H_{prom} \cdot pr}$$

$$CI = \frac{34.17}{5.0717 \cdot 0.79} = 8.390 [kWp]$$

Con base en la capacidad instalada calculada 8.390 [kWp] y la potencia nominal de cada panel seleccionado 545 [W,] se determina la cantidad total de paneles necesarios para cumplir con la demanda energética. El cálculo es el siguiente:

$$N_{pv} = \frac{CI}{ppv} = \frac{8.575}{545} = 15.7334$$

Se implementarán o se necesitan un total de 16 paneles de 545 W.

2.2.2 Tipo de arreglo del sistema

El sistema fotovoltaico fue configurado en una topología de dos cadenas (strings), cada una compuesta por ocho módulos conectados en serie, para un total de 16 paneles instalados.

La configuración eléctrica resultante es:

- Cantidad de strings: 2
- Módulos por string: 8
- Tensión total por string: $8 \times 49.7 \text{ V} = 397.6 \text{ V}$
- Tensión operativa aproximada: $8 \times 41.8 \text{ V} = 334.4 \text{ V}$
- Corriente por string (I_{mp}): 13.03 A

Esta topología fue diseñada para adecuarse al rango de entrada del inversor fotovoltaico seleccionado, asegurando una operación eficiente y segura. Además, la disposición en múltiples strings independientes permite mitigar pérdidas por desajustes de rendimiento entre módulos, sombreado parcial, acumulación de suciedad u orientación no uniforme. Esto contribuye a maximizar la captación de energía solar y mejorar el rendimiento global del sistema.

2.3 Selección del inversor

El proceso de selección del inversor para un sistema fotovoltaico conectado a la red requiere un análisis detallado de la corriente de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos y la corriente máxima de entrada soportada por el inversor. Es fundamental garantizar la

compatibilidad entre ambos componentes, asegurando que la capacidad de entrada del inversor sea suficiente para manejar la potencia nominal generada por los paneles en condiciones estándar de operación.

Para la conversión de energía de corriente continua (DC) a corriente alterna (AC), se seleccionó el inversor Growatt MIN 10000TL-X2 (Ilustración 12), el cual cumple con los requisitos técnicos del sistema fotovoltaico propuesto y ofrece diversas características de protección, eficiencia y flexibilidad. Este inversor tiene una capacidad nominal de 10 kW y está equipado con tres MPPT (Maximum Power Point Tracking, o Seguidores del Punto de Máxima Potencia), cada uno con 16 [A], lo cual permite optimizar la captación de energía, especialmente cuando los módulos fotovoltaicos están sometidos a diferentes condiciones de irradiación, orientación o sombreadamiento parcial. Tiene una conexión en AC bifásica.

Ilustración 13.

Ficha técnica del Inversor Growatt MIN 10000TL-X2.

Datasheet	MIN 7000TL-X2	MIN 8000TL-X2	MIN 9000TL-X2	MIN 10000TL-X2
Input data (DC)				
Max. recommended PV power (for module STC)	12000W	12000W	13500W	15000W
Max. DC voltage	600V			
Start voltage	80V			
Nominal voltage	360V			
MPP voltage range	60-550V			
No. of MPP trackers	3			
No. of PV strings per MPP tracker	1/1/1			
Max. input current per MPP tracker	16A			
Max. short-circuit current per MPP tracker	24A			
Output data (AC)				
AC nominal power	7000W	8000W	9000W	10000W
Max. AC apparent power	7000VA	8000VA	9000VA	10000VA
Nominal AC voltage(range*)	220V/160-300V			
AC grid frequency(range*)	50/60Hz(44-55Hz/54-65Hz)			
Max. output current	33.5A	38.3A	43A	45.5A
Adjustable power factor	0.8leading...0.8lagging			
THDI	<3%			
AC grid connection type	Single phase			
Efficiency				
Max. efficiency	98.1%			
European efficiency	97.5%			
MPPT efficiency	99.5%			
Protection devices				
DC reverse polarity protection	Yes			
DC switch	Yes			
DC surge protection	Type II			
Insulation resistance monitoring	Yes			
AC short-circuit protection	Yes			
Ground fault monitoring	Yes			
Grid monitoring	Yes			
Anti-islanding protection	Yes			
Residual-current monitoring unit	Yes			
AFCI protection	Optional			
General data				
Dimensions (W / H / D)	425/387/180mm			
Weight	20kg			
Operating temperature range	-30 °C ... +60 °C			
Nighttime power consumption	< 1W			
Topology	Transformerless			
Cooling	Natural convection			
Protection degree	IP66			
Relative humidity	0-100%			
Altitude	4000m			
DC connection	H4/MC4(Optional)			
AC connection	Cable gland +OT terminal			
Display	OLED+LED			
Interfaces: RS485 / USB/Wi-Fi/ GPRS/ RF/LAN	Yes/Yes/Optional/Optional/Optional /Optional			
Warranty: 5 years / 10 years	Yes/Optional			
IEEE1547,UL1741, Inmetro, G99,EN50549-1,UNE217001, UNE206007, PO12.2				

* The AC voltage and frequency range may vary depending on specific country grid standard.

La conexión de los strings fotovoltaicos se realizó de manera independiente a las entradas MPPT 1 y MPPT 2 del inversor. Esto permite una gestión eficiente de la energía generada por los dos grupos de paneles fotovoltaicos, optimizando la producción en función de la irradiación disponible en cada momento. El MPPT 3 queda disponible para una futura expansión del sistema, lo que facilita la incorporación de módulos adicionales sin necesidad de reemplazar el inversor.

La configuración del sistema también asegura el cumplimiento de las normativas de seguridad y protección eléctrica vigentes, como lo establece el RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas) y la NTC 2050 (Norma Técnica Colombiana de Instalaciones Eléctricas), las cuales regulan los aspectos técnicos y de seguridad que deben observarse en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red.

2.4 Dimensionamiento de conductores

En esta sección se presentan los cálculos realizados para la selección de los conductores eléctricos del sistema fotovoltaico, ya que la correcta elección de los calibres es fundamental para garantizar la seguridad, eficiencia y cumplimiento normativo de la instalación. Los cálculos tienen en cuenta parámetros de corriente máxima, las distancias entre componentes, la caída de tensión permitida (según el RETIE y NEC), la capacidad de conducción de corriente de los cables y el tipo de canalización. Cabe destacar como consideraciones generales, la existencia de tramos de cableado ya instalados (acometida y salidas de tableros internos).

2.5 Conductores para lado DC

En cuanto al dimensionamiento de conductor en el lado DC se tiene el siguiente procedimiento:

- Longitud total: 4.4 metros ida y vuelta
- Corriente de diseño: 17.11 [A]
- Conductor seleccionado: #10 AWG PV WIRE (Resistencia propia 0.00328 Ω /m)

Con estos datos se procede a calcular la caída de tensión:

$$\Delta V = I * R * L = (17.11 \text{ A}) * \left(0.00328 \frac{\Omega}{\text{m}}\right) * (4.4 \text{ m}) = 0.246 \text{ V}$$

$$\%REGULACIÓN = \left(\frac{0.246}{240}\right) * 100 = 0.1025\%$$

De esta manera se comprueba finalmente que en base a los datos iniciales y en base al conductor elegido cumple el requisito de regulación de tensión permitido ($\%REGULACIÓN < 1.5\%$).

2.6 Conductores para lado AC

Para la selección en el lado AC se verifica la corriente de salida AC del inversor seleccionado (Growatt MIN 100000TL-X2 con 3 MPPT) con ello obtenemos lo siguiente:

- Potencia máxima AC: 10 KW
- Tensión de salida: 240 V

- Conductor seleccionado: #6 AWG Cu THWN-2 (Resistencia propia $0.000653 \Omega/\text{m}$)
- Corriente nominal de salida:

$$I = \frac{10000 \text{ W}}{240 \text{ V}} = 41.7 \text{ [A]}$$

Según la normativa, a partir de este valor se debe sobredimensionar el conductor un 25% para inversores (según la NEC en el artículo 690.8), obteniendo así:

$$I_{\text{diseño}} = 41.7 \times 1.25 = 52 \text{ [A]}$$

$$\Delta V = I * R * L = (52 \text{ A}) * \left(0.000653 \frac{\Omega}{\text{m}} \right) * (44 \text{ m}) = 1.494 \text{ V}$$

$$\%REGULACIÓN = \left(\frac{1.494}{240} \right) * 100 = 0.6225\%$$

Con esto es suficiente para el debido dimensionamiento del conductor en donde en base a los datos iniciales se asegura una regulación de tensión adecuada ($\%REGULACIÓN < 1.5\%$).

2.7 Selección de protecciones

En toda instalación fotovoltaica conectada a la red, la correcta selección e instalación de protecciones eléctricas es un aspecto fundamental para garantizar la seguridad de las personas, la integridad de los equipos y el cumplimiento normativo. Las condiciones particulares de operación de los sistemas solares, como la generación de corriente continua, la exposición a eventos

atmosféricos y la interacción con la red eléctrica, requieren dispositivos específicos y correctamente dimensionados.

Por esta razón, en los presentes anexos se detalla el proceso técnico de cálculo y justificación de las protecciones instaladas tanto en el lado de corriente continua (DC) como en el de corriente alterna (AC), incluyendo fusibles, interruptores termomagnéticos, seccionadores y dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS). Esta documentación no solo sustenta las decisiones tomadas en el diseño, sino que también asegura la trazabilidad del cumplimiento de estándares internacionales como el NEC, la IEC, y la reglamentación nacional RETIE.

2.8 Protección DC

Para la protección del sistema fotovoltaico en el lado de corriente continua, se consideraron tres elementos principales: fusibles tipo gPV, seccionador DC e interruptores de sobretensión (DPS).

2.8.1 Fusibles Gpv

Cada string de módulos fotovoltaicos requiere protección contra cortocircuito. La corriente de cortocircuito del panel JAM72S30-545/MR es de aproximadamente 13.97 A. Según la normativa IEC 60269-6 y recomendaciones del fabricante, se seleccionan fusibles de tipo gPV con un 25–30% de margen.

$$I_{\text{fusible mayor o igual}} 1.25 \times I_{\text{cc}} = 1.25 * 13.97 = 17.46 \text{ [A]}$$

Se instalaron 2 fusibles, uno por cada string, junto con sus respectivos portafusibles para instalación segura sobre riel DIN.

2.8.2 Interruptor Seccionador DC

Se seleccionó un interruptor seccionador de **32 A / 1000 VDC**, con grado de protección IP65, adecuado para operación bajo carga (load break switch). Permite la desconexión segura del campo fotovoltaico hacia el inversor para mantenimiento o emergencia, cumpliendo con lo exigido por el RETIE (Art. 15.4.3.4)

2.8.3 Dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS)

Se incluyó un DPS tipo 2, con capacidad de trabajo hasta 1000 VDC y corriente de descarga adecuada ($I_{max} \geq 20 \text{ kA}$), instalado entre los conductores positivos y negativos, y la barra de tierra, para proteger el inversor ante sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas o transitorios.

2.9 Protección AC

En el lado AC del sistema, desde la salida del inversor hasta el tablero general, se consideraron dos protecciones: interruptor termomagnético y DPS AC.

2.9.1 Interruptor termomagnético

El inversor Growatt MIN 10000TL-X2 tiene una corriente nominal de salida de 41.7 A. Según el artículo 690.8(B)(1)(a) del NEC 2020, para conductores de salida de inversores se debe considerar un factor del 125% sobre la corriente nominal:

$$I_{protección} = 1.25 * 41.7 = 52.125 \text{ [A]}$$

Se seleccionó un interruptor termomagnético bifásico de 60 A con curva C, con tensión de operación de 240 Vca, garantizando un margen de seguridad y cumplimiento normativo.

2.9.2 DPS AC tipo 2

Se seleccionó un DPS tipo 2 bifásico, con tensión nominal de trabajo de 240 Vca, para proteger contra sobretensiones provenientes de la red pública (por ejemplo, maniobras, fallas o descargas atmosféricas). Debe instalarse lo más próximo posible a la entrada de AC del inversor o al tablero general.

2.10 Sistema de medida

En sistemas fotovoltaicos conectados a la red bajo la modalidad de autoconsumo con excedentes, como el diseñado para la sede Santa Bárbara del Instituto Técnico Aquileo Parra, es indispensable la inclusión de un medidor bidireccional. Este dispositivo permite registrar tanto la energía consumida desde la red como la energía inyectada a la red por parte del sistema fotovoltaico, cumpliendo así con los requerimientos de facturación neta y balance energético.

La necesidad de este tipo de medidor se fundamenta en la Resolución CREG 030 de 2018 y su complementaria CREG 038 de 2014, que establecen los requisitos técnicos y comerciales para usuarios con generación distribuida en Colombia. Estas normativas indican que los comercializadores deben garantizar la instalación de un medidor con capacidad de lectura

bidireccional en el punto de conexión, permitiendo así aplicar el esquema de medición neta de energía.

Desde el punto de vista técnico, el medidor seleccionado debe cumplir con las siguientes características mínimas:

- Medición bidireccional (importación y exportación de energía)
- Compatibilidad con sistemas bifásicos 240 V (como es el caso del presente proyecto)
- Clase de exactitud 0.5 o mejor, según exige el RETIE para medidores en frontera comercial
- Capacidad de integración con sistemas de monitoreo y lectura remota (opcional, pero deseable)

Por tanto, la selección del medidor bidireccional responde tanto a un requisito normativo obligatorio como a una necesidad técnica para garantizar la correcta operación y gestión del sistema de generación distribuida. Su correcta instalación y configuración será responsabilidad del operador de red y/o comercializador de energía, de acuerdo con los procedimientos definidos en la regulación vigente.

2.11 Simulación en PVGIS

Para complementar la simulación realizada en PVGIS, se construyó una tabla 4 comparativa entre la demanda eléctrica horaria promedio de la escuela y la generación solar estimada por hora, a partir de la irradiancia promedio anual. La curva de demanda fue extraída a partir de datos medidos y normalizados en por unidad (p.u.), y posteriormente escalada usando el

consumo promedio diario de 34.87 kWh/día, lo que representa el comportamiento energético típico de la institución.

Tabla 4.

Demanda horaria promedio y generación solar estimada por hora.

Hora	Demanda [kWh]	Generación FV [kWh]
0	0.52305	0
1	0.52305	0
2	0.52305	0
3	0.52305	0
4	0.52305	0
5	0.73227	0.137776
6	1.56915	0.826656
7	2.61525	2.204416
8	3.1383	3.582176
9	3.97518	4.684384
10	4.1844	5.235488
11	4.60284	5.579928
12	4.70745	5.717704
13	4.70745	5.579928
14	4.60284	5.235488
15	4.1844	4.546608
16	3.76596	3.306624
17	3.1383	1.928864
18	2.61525	0.68888
19	2.0922	0.137776
20	1.56915	0
21	1.25532	0
22	0.94149	0
23	0.73227	0

Gráfica 1.*Demanda Vs Generación*