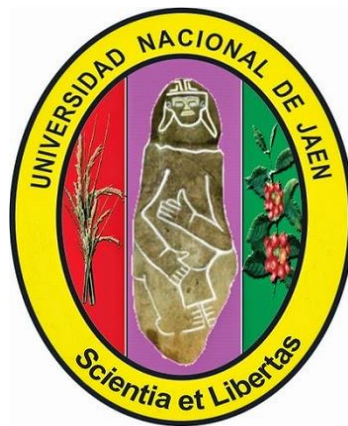


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE JAÉN**

**CARRERA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA Y  
ELÉCTRICA**



**“DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO  
CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA PARA LA  
I.E N° 16531, PUERTO CHINCHIPE – SAN IGNACIO”**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO  
MECÁNICO ELECTRICISTA**

**Autor : Bach. Nil's Erincson Aguirre Peña**

**Asesor : Ing. Eduar Jamis Mejía Vásquez**

**Jaén, Noviembre, 2019**



# UNIVERSIDAD NACIONAL DE JAÉN

Ley de creación N° 29304

Universidad Licenciada con Resolución del Consejo Directivo N° 002-2018  
SUNEDU/CD

## ACTA DE SUSTENTACIÓN

En la ciudad de Jaén, el día 08 de noviembre del año 2019, siendo las 18 horas, se reunieron los integrantes del jurado:

Presidente : **Mg. José Andrés Fernández Mera**

Secretario : **Mg. Ing. Lenin Franchescoleth Núñez Pintado**

Vocal : **Dr. Deibi Eric García Campos**, para evaluar la Sustentación del Informe Final

( ) Trabajo de investigación

Tesis

( ) Trabajo de Suficiencia Profesional

Titulado:

**“Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica pública para la I.E N° 16531, Puerto Chinchipe – San Ignacio”, presentado por el Bachiller Nil’s Erincson Aguirre Peña de la Carrera Profesional de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la Universidad Nacional de Jaén.**

Aprobar ( ) Desaprobar  Unanimidad ( ) Mayoría

Con la siguiente mención:

a) Excelente	18, 19, 20	( )
b) Muy bueno	16, 17	( )
<input checked="" type="radio"/> c) Bueno	14, 15	<u>14</u>
d) Regular	13	( )
e) Desaprobado	12 o menos	( )

Siendo las 19:45 horas del mismo día, el Jurado concluye el acto de sustentación confirmando su participación con la suscripción de la presente.

  
\_\_\_\_\_  
**Mg. José Andrés Fernández Mera**  
Presidente

  
\_\_\_\_\_  
**Mg. Ing. Lenin Franchescoleth  
Núñez Pintado**  
Secretario

  
\_\_\_\_\_  
**Dr. Deibi Eric García Campos**  
Vocal

## **DEDICATORIA**

A Dios por darme salud, bendecirme y guiarme en todo momento de mi vida para poder lograr el anhelo de todo ser humano desea en esta vida

A mis padres, Oberti Duverli Aguirre Zaquinaula y Anny Peña Tineo quienes con su amor y sacrificio me han brindado su apoyo a lo largo de mi formación académica y profesional.

A mis hermanos, Jamil, Johrdan y Mileth que me impulsaron a seguir adelante.

A todos mis profesores, familiares, compañeros y amigos con quienes compartí buenos y malos momentos tanto en lo académico como en lo cotidiano.

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios por brindarme el conocimiento y la voluntad de seguir con mi vida profesional, a mis padres por apoyarme en cada momento.

A mis tíos Manuel y Clorinda por haberme acogido y haberme guiado en esta etapa de mi vida.

A mi asesor el Ing. Eduar Jamis Mejía Vásquez, por su tiempo y dedicación en todo momento para poder culminar con éxito este trabajo de investigación.

# ÍNDICE

DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTO.....	iv
ÍNDICE.....	v
ÍNDICE DE TABLAS.....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	viii
RESUMEN.....	x
ABSTRACT.....	xi
I. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Antecedentes.....	2
1.1.1. Antecedentes Internacionales.....	2
1.1.2. Antecedentes Nacionales.....	3
1.2. Problema.....	3
1.3. Justificación e importancia.....	3
1.4. Hipótesis.....	4
II. OBJETIVOS.....	5
2.1. Objetivo General.....	5
2.2. Objetivos Específicos.....	5
III. MATERIALES Y MÉTODOS.....	6
3.1. Tipo de Investigación.....	6
3.2. Materiales.....	6
3.3. Procedimiento.....	6
3.3.1. Diagrama de flujo.....	6
3.4. Evaluación y caracterización del recurso solar.....	7
3.4.1. Inclinación óptima.....	10
3.5. Estimación y caracterización de la demanda eléctrica.....	10

3.5.1.	Demanda eléctrica a cubrir diariamente .....	12
3.6.	Dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a red (SFCR) .....	12
3.6.1.	Dimensionamiento de los paneles fotovoltaico .....	12
3.6.2.	Estructura de soporte .....	15
3.6.3.	Selección del inversor.....	15
3.6.4.	Dimensionamiento del Cableado.....	23
3.6.5.	Puesta a tierra del sistema fotovoltaico conectada a red .....	30
3.6.6.	Protecciones.....	31
3.6.7.	Topología del sistema fotovoltaico conectado a la red.....	38
3.6.8.	Energía generada por el SFCR .....	40
3.7.	Evaluación económica SFCR .....	42
3.7.1.	Presupuesto del SFCR .....	42
3.7.2.	Costo de la energía anual del SFCR .....	43
3.7.3.	Determinación de la caja de flujo neto .....	45
3.7.4.	Análisis de rentabilidad .....	47
IV.	RESULTADOS .....	49
V.	DISCUSIÓN.....	52
VI.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	54
6.1.	Conclusiones .....	54
6.2.	Recomendaciones .....	55
VII.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	56
	ANEXOS.....	58

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Radiación promedio mensual en la Institución Educativa N°16531 .....	8
Tabla 2. Máxima demanda eléctrica facturada de la Institución Educativa N°16531 .....	11
Tabla 3. Potencia instalada en la Institución Educativa N°16531 .....	11
Tabla 4. Características mecánicas del panel fotovoltaico .....	13
Tabla 5. Especificaciones técnicas del panel fotovoltaico .....	14
Tabla 6. Rango de tensión y corriente para el inversor .....	22
Tabla 7. Especificaciones técnicas del inversor Fronius Primo 6,0-1 6kW .....	22
Tabla 8. Coeficiente de conductividad del cobre en función a la temperatura.....	24
Tabla 9. Conductores seleccionados para el sistema.....	30
Tabla 10. Energía generada por SFCR. ....	41
Tabla 11. Presupuesto de la instalación fotovoltaica conectada a red.....	42
Tabla 12. Evaluación anual con energía del SFCR .....	44
Tabla 13. Costo de mantenimiento .....	45
Tabla 14. Análisis del flujo de caja neto .....	46
Tabla 15. Flujo de caja anual.....	47
Tabla 16. Cálculo del VAN, TIR y periodo de retorno .....	48
Tabla 17. Resultados del generador fotovoltaico .....	49
Tabla 18. Resultados del sistema de potencia .....	50

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Vista satelital de la Institución Educativa. ....	7
Figura 2. Comportamiento de la radiación solar en un ángulo de inclinación de 5°.....	9
Figura 3. Comportamiento de la radiación solar en un ángulo de inclinación de 20°.....	9
Figura 4. Fusible de 10 A, DF ELECTRIC 491620 .....	33
Figura 5. Interruptor termomagnético ABB de 2 polos.....	35
Figura 6. Interruptor diferencial BTICINO .....	37
Figura 7. Medidor bidireccional Fronius Smart Meter.....	38
Figura 8. Topología del sistema fotovoltaico conectado a red. ....	39
Figura 9. Pliego tarifario Electro Oriente S.A .....	44
Figura 10. Producción del SFCR vs consumo facturado.....	50
Figura 11. Recibo del mes de enero .....	58
Figura 12. Recibo del mes de febrero.....	59
Figura 13. Recibo del mes de marzo .....	60
Figura 14. Recibo del mes de abril.....	61
Figura 15. Recibo del mes de mayo .....	62
Figura 16. Recibo del mes de junio .....	63
Figura 17. Recibo del mes de julio .....	64
Figura 18. Recibo del mes de agosto.....	65
Figura 19. Recibo del mes de octubre .....	66



Figura 20. Recibo del mes de noviembre .....	67
Figura 21. Recibo del mes de diciembre .....	68
Figura 22. Panel de 310 Wp policristalino, modelo JKM 310PP-72 .....	69
Figura 23. Especificaciones técnicas del panel .....	70
Figura 24. Datos de inversores Fronius Primo .....	71
Figura 25. Especificaciones técnicas del Inversor .....	72
Figura 26. Características del cable .....	73
Figura 27. Datos técnicos del cable .....	74

## RESUMEN

El presente proyecto muestra el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red pública para la Institución Educativa N°16531, ubicada en el Centro Poblado de Puerto Chinchipe, San Ignacio, desarrollado con el fin de brindar energía de calidad y a su vez poder disminuir el costo de facturación por consumo de energía convencional. De esta manera se puede aprovechar la energía de una fuente renovable, y poder generar energía limpia a su vez se logra contribuir con el medio ambiente al evitar la generación eléctrica por intermedio de fuentes convencionales. Se puede apreciar en el proyecto la evaluación y caracterización del recurso solar donde los datos obtenidos fueron del aplicativo de la NASA para diferentes ángulos de inclinación se consideró trabajar con la mínima radiación solar que es  $3,18 \text{ kWh/m}^2$  en un ángulo de  $5^\circ$ , asimismo se tiene una demanda eléctrica de  $5,18 \text{ kWh/día}$ , para el dimensionamiento se consideró 8 paneles de  $310 \text{ Wp}$ , un inversor monofásico Fronius Primo 6,0-1 de  $6\ 000 \text{ W}$ , un medidor bidireccional Fronius Smart Meter 63 A – 1 y para el sistema de protección se consideró 4 fusibles de  $10 \text{ A}$ , 2 interruptores termomagnéticos CC de  $10 \text{ A}$ , 1 interruptores termomagnéticos CA de  $30 \text{ A}$ , 1 interruptor diferencial de  $40 \text{ A}$ , al final se hace una evaluación económica teniendo una inversión de S/.15 714,34 con un periodo de retorno de 8,995 años, un VAN de S/. 142,34 y una TIR de 10 % considerando un tiempo de vida útil del proyecto de 25 años.

**Palabras Claves:** Diseño, sistema fotovoltaico, conectado a red, radiación solar.

## ABSTRACT

The present project shows the design of a photovoltaic system connected to the public network for the Educational Institution N° 16531, located in the village Center of Puerto Chinchipe, San Ignacio, developed in order to provide quality energy and in turn reduce the billing cost for conventional energy consumption. In this way, the energy from a renewable source can be harnessed, and generating clean energy can contribute to the environment by avoiding electricity generation through conventional sources. You can see in the project the evaluation and characterization of the solar resource where the data obtained were from the NASA application for different angles of inclination was considered to work with the minimum solar radiation that is  $3,18 \text{ kWh}/\text{m}^2$  at an angle of  $5^\circ$ , there is also an electrical demand of  $5,18 \text{ kWh}/\text{day}$  for sizing 8 panels of 310 Wp, a single-phase Fronius Primo 6.0-1 6 000 W inverter, a bidirectional meter Fronius Smart Meter 63 A – 1 were considered and for the Protection system was considered 4 fuses of 10 A, 2 DC thermomagnetic switches of 10 A, 1 AC thermomagnetic switches of 30 A, 1 differential switch of 40A, in the end an economic evaluation is made having an investment of S/. 15 714.34 with a return period of 8,995 years a NPV of S/. 142.34 and the IRR of 10% considering a project lifetime of 25 years.

**Keywords:** Design, photovoltaic system, connected to the grid, solar radiation,

## I. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es un recurso importante en el progreso de los países y comunidades a nivel mundial, el Perú por firmar el protocolo de Kyoto incentiva activamente la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, mediante una bonificación por tonelada de dióxido de carbono no emitida. Asimismo, el Decreto Legislativo N°1002 declara de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante el uso de Recursos Energéticos Renovables (RER), dentro de las cuales, destaca la energía fotovoltaica.

En la Institución Educativa N° 16531 actualmente se hace uso de energías provenientes de fuentes convencionales como centrales hidroeléctricas y térmicas sin aprovechar los recursos naturales del lugar, como es la energía solar por tener gran cantidad de horas de sol emitidas al día.

El diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica pública para la I.E N°16531, Puerto Chinchipe ayudara a cubrir la demanda eléctrica y reducir los costos de facturación y los beneficios que este diseño presenta son de generar energía limpia, lo cual es de gran importancia en la actualidad debido a que ayuda a frenar los cambios climáticos.

El presente proyecto tiene como objetivo general diseñar un sistema fotovoltaico conectado a la red para la I.E N° 16531, Puerto Chinchipe – San Ignacio; se obtuvo los datos para la evaluación y características del recurso solar del aplicativo de la Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio (*National Aeronautics and Space Administration, NASA*) para diferentes ángulos de inclinación, asimismo se estimó la demanda eléctrica para la Institución Educativa, el dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red pública y la evaluación económica del proyecto.

## **1.1. Antecedentes**

### **1.1.1. Antecedentes Internacionales**

En un resumen reciente se plantea la importancia que ha ido tomando el empleo de las energías renovables y dentro de esta la energía fotovoltaica, como la más usada, lo cual ha conducido al diseño de sistemas fotovoltaicos, en lo más importante en su explotación es el diseño, operación y mantenimiento para garantizar la fiabilidad de estos sistemas. (Hernández, Gallardo, y Alonso, 2019)

Ramos y Luna (2014) sostienen en su trabajo que para poder abastecer el consumo eléctrico por parte del edificio de docencia de la Universidad Tecnológica de Salamanca con un consumo anual de 83 661,65 kW, se instalarán paneles solares conectados a la red de suministro local, teniendo un consumo energético promedio diario de 229,210 kW, por lo que se proyecta conectar los paneles a la red para conseguir la retribución a la compañía de luz en las horas o días de no uso.

Fernández y Cervantes (2017), sostiene que el sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica propuesto en la Universidad Tecnológica de Altamira es para poder reducir la facturación de energía para lo cual se realizó un análisis de la facturación de todo un año; lográndose determinar el sistema fotovoltaico interconectado a la red el cual en su etapa de generación de energía contribuirá a la reducción de la facturación mensual de consumo de energía eléctrica a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), a su vez se busca que todo el sistema fotovoltaico funcione como un laboratorio para algunas materias de las carreras de Ingeniería.

Para evaluar el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos conectado a red se propone el índice de la relación de comportamiento influenciado por la temperatura, el rendimiento de potencia y el rendimiento energético. (Varo, y Menéndez, 2017)

Autores ecuatorianos, hacen referencia que la investigación que se realizó en la ciudad de Guayaquil en la cual se analizó la normativa, que posteriormente los llevo al diseño y dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red para autoconsumo, por lo que en la elección de los componentes del diseño se prestó mucha atención en el inversor el cual debe tener características especiales para conectarse al voltaje doble que poseen las viviendas en la ciudad de Guayaquil (120/240 V) y por último se realizó el análisis de

factibilidad económica simulando los dos esquemas tarifarios más utilizados: balance neto y tarifa preferencial donde también se plantearon incentivos para el desarrollo de este tipo de instalaciones a nivel residencial. (Buele, Orozco, y Montealegre, 2015)

### **1.1.2. Antecedentes Nacionales**

En el trabajo relacionado con sistemas fotovoltaicos se sostiene que en el análisis hecho hace falta un marco regulatorio promotor de la tecnología de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red (SFCR), ya que hay una escasa cantidad de profesionales especializados en temas fotovoltaicos, así como un reducido número de empresas comprometidas con el suministro de componentes de sistemas Fotovoltaicos, lo que se sugiere son las siguientes medidas que son el marco regulatorio, oferta empresarial, programas educacionales y socio culturales. (Espinoza, Luque, Muñoz, y De la Casa, 2017)

Plasencia (2018), en su trabajo de diseño de un sistema fotovoltaico interconectado a la red, su objetivo es evaluar técnica y económicamente la implementación de un sistema fotovoltaico interconectado (SFVI), por tanto en el dimensionamiento de los paneles solares y el inversor deben cumplir con las normativas internacionales y así poder determinar el grado de protección, al implementar este sistema que es económicamente rentable y a su vez cubrirá la demanda eléctrica considerada en este diseño.

## **1.2. Problema**

¿Es viable diseñar un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica pública para la I.E N°16531, Puerto Chinchipe?

## **1.3. Justificación e importancia**

Hoy en día el aprovechamiento de la radiación solar en nuestro país nos favorece, por tener un clima tropical en algunas regiones gracias a ello podemos aprovecharla a través de celdas fotovoltaicas que harán la recepción de estas radiaciones y posteriormente convertirlas en energía eléctrica.

El potencial energético de la radiación solar en Puerto Chinchipe, hace atractiva la formulación del proyecto de tesis “diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red en

la I.E. N°16531, Puerto Chinchipe – San Ignacio lo cual se debe a su privilegiada posición geográfica.

Al utilizar energías renovables permitirá disminuir el impacto ambiental generado por el consumo de energías provenientes de fuentes actuales de generación, así como los costos de dicho consumo y estos sistemas no requieren de mucho mantenimiento. Por lo que es de gran importancia la integración de este sistema fotovoltaico conectado a la red tanto en la comunidad de Puerto Chinchipe como en el resto del país, por lo que se busca expandir los beneficios que nos puede brindar este sistema al suministrar energía a la red.

#### **1.4. Hipótesis**

El diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica pública para la Institución Educativa N° 16531 puede ser una alternativa viable a partir de la radiación solar y demanda eléctrica.

## **II. OBJETIVOS**

### **2.1. Objetivo General**

- Diseñar un sistema fotovoltaico conectado a la red para la I.E N° 16531, Puerto Chinchipe – San Ignacio

### **2.2. Objetivos Específicos**

- Evaluar el potencial de la radiación solar que se registra en la zona del proyecto.
- Determinar la demanda eléctrica de la Institución Educativa.
- Dimensionar el sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica pública.
- Evaluar económicamente el proyecto.



### III. MATERIALES Y MÉTODOS

#### 3.1. Tipo de Investigación

El tipo de investigación es aplicada, con un nivel de investigación descriptivo y un diseño de investigación campo gabinete (no experimental)

#### 3.2. Materiales

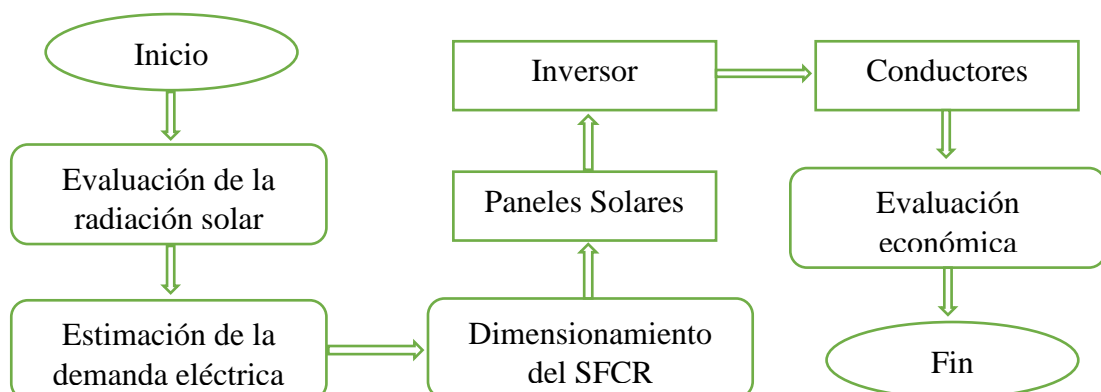
- Se utilizó datos históricos de radiación solar de los documentos de National Aeronautics and Space Administration (NASA), para Puerto Chinchipe.
- Microsoft Excel. Una hoja de cálculo que nos permitió analizar la incidencia de la radiación solar, realizar gráficas y tablas para el cálculo de la evaluación económica del diseño.

#### 3.3. Procedimiento

En el diseño del sistema fotovoltaico conectado a red (SFCR), se tiene que conocer las características de la zona de influencia, teniendo en cuenta las actividades que se realizan en la Institución Educativa N° 16531, demanda eléctrica, ubicación territorial y radiación óptima del lugar, el contexto de estudio considerado es la Institución Educativa N° 16531 y para poder responder los objetivos planteados se utilizara la siguiente metodología.

##### 3.3.1. Diagrama de flujo

En el diagrama de flujo se ve el procedimiento a seguir para el dimensionamiento del SFCR.



### 3.4. Evaluación y caracterización del recurso solar

Para la evaluación del recurso solar existen diferentes instituciones con información de radiación solar, así como el atlas de energía solar del Perú por departamento o por mes, los mapas indican el promedio diario de la radiación solar en  $kW/m^2 / día$ , asimismo se cuenta con la base de datos de agencias meteorológicas o de la propia Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio (*National Aeronautics and Space Administration, NASA*).

Para el proyecto de investigación debido a cuestiones de tiempos establecidos y presupuesto del proyecto, los datos meteorológicos de radiación solar para la Institución Educativa N°16531 se toman de la NASA, del sitio web de los recursos energéticos (Meteorología superficial y energía solar), la cual fue adquirida a partir del procesamiento de datos de la red global de satélites solares y climatológicos de la NASA.

En la Figura 1, se muestra la ubicación de la Institución Educativa N°16531, el cual se encuentra ubicado a una latitud de  $-5,109503^\circ$  y longitud  $-78,940025^\circ$  de coordenadas decimales en el hemisferio sur.



*Figura 1.* Vista satelital de la Institución Educativa.

Fuente: Google Earth (2019)

Los datos adquiridos del aplicativo de la NASA se muestran en la (Tabla 1). En donde se muestra la radiación promedio mensual y anual en distintas inclinaciones de enero a diciembre.

Tabla 1.

*Radiación promedio mensual en la Institución Educativa N°16531 (kWh/m<sup>2</sup>/día)*

Lat -5,109 Lon-78,94	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Media Anual
$G_{dm} 0^\circ$	3,3	3,18	3,51	3,89	3,88	3,64	3,48	3,98	4,1	4,37	4,22	3,9	3,79
$G_{dm} 5^\circ$	3,4	3,18	3,51	3,93	3,96	3,75	3,56	4,04	4,11	4,38	4,25	3,9	3,83
$G_{dm} 20^\circ$	3,3	3,12	3,4	3,93	4,09	3,93	3,69	4,1	4,03	4,27	4,23	3,9	3,84
$G_{dm} 90^\circ$	1,8	1,54	1,43	1,92	2,35	2,44	2,19	2,12	1,68	1,71	2,01	2,1	1,94

Fuente: Elaboración propia. Datos NASA (2018)

Para la evaluación de la radiación solar se recomienda que los paneles solares obtengan un ángulo de inclinación de 15° (Mejía, 2018), conforme a la información obtenida de la NASA en la (Tabla 1) se tomara los ángulos de inclinación  $G_{dm}(5^\circ)$  y  $G_{dm}(20^\circ)$  para beneficiar de este modo su auto limpieza y evitar que elementos como hojas y polvo cubran el panel. Para la evaluación y caracterización de la radiación solar media anual de los dos ángulos de inclinación, se verifica que la radiación media sea en el mes más desfavorable, el cual corresponde al mes de febrero. En las Figuras 2 y 3, se pueden apreciar el comportamiento de la radiación solar durante el año para las inclinaciones de 5° y 20° respectivamente.

En donde la radiación solar máxima es de  $1kW/m^2$  y el número de horas sol pico es numéricamente similar a la insolación solar diaria promedio. Puerto Chinchipe percibe en el mes más desfavorable el cual corresponde al mes de febrero y con un ángulo de inclinación de 5° una radiación solar de  $3,18 kWh/m^2/día$ . Se puede indicar que recibió 3,18 horas de sol por día a  $1kW/m^2$ . Tener la capacidad de calcular las horas pico de sol es útil porque los paneles solares suelen tener una clasificación de entrada de  $1kWh/m^2$ .

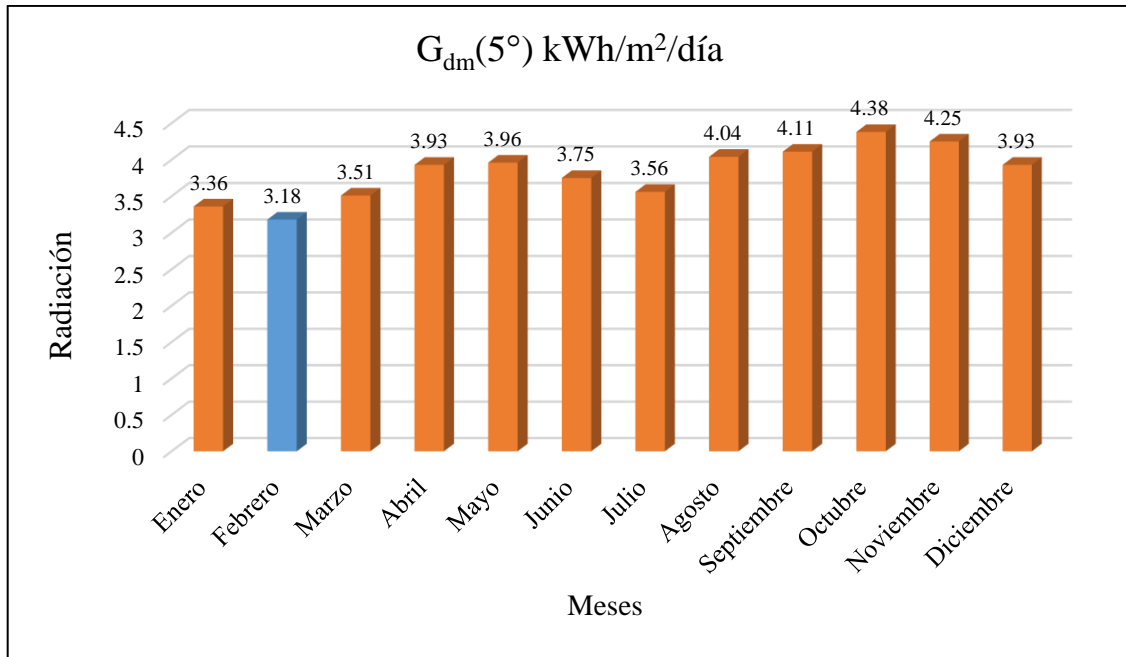


Figura 2. Comportamiento de la radiación solar en un ángulo de inclinación de 5°.

Fuente: Elaboración propia. Datos NASA (2018)

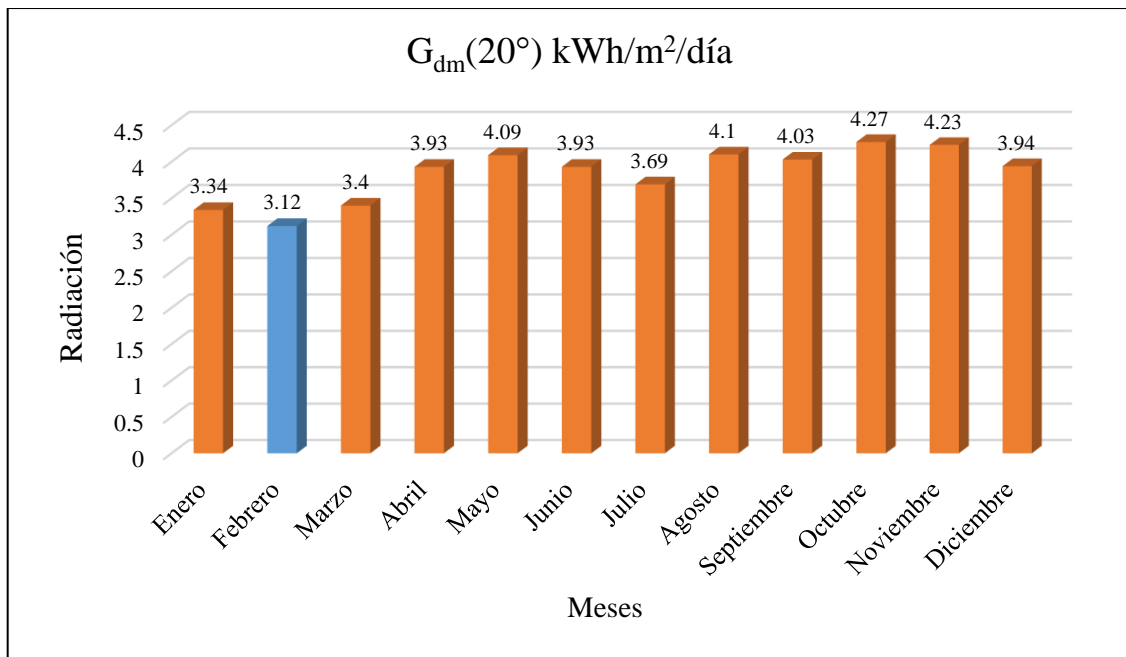


Figura 3. Comportamiento de la radiación solar en un ángulo de inclinación de 20°.

Fuente: Elaboración propia. Datos NASA (2018)

### 3.4.1. Inclinación óptima

Para obtener el ángulo de inclinación óptima en los paneles solares se utiliza una fórmula establecida en el análisis estadístico de la radiación solar anual sobre la superficie con distintas inclinaciones en distintos lugares de diferentes latitudes, lo cual está en función de la latitud (Perpiñán, 2015; Mejía, 2018). Se tiene una latitud de  $-5,109503^\circ$ , lugar en el que se encuentra el proyecto y se calcula mediante la ecuación 1.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 x |\varnothing| \quad (1)$$

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 x |-5,109503|$$

$$\beta_{opt} = 7,225$$

Donde:

$\beta_{opt}$ : Es el ángulo de inclinación óptima (grados sexagesimales)

$|\varnothing|$  : Es la latitud del lugar (grados sexagesimales)

Se obtiene un ángulo de inclinación de  $7,225^\circ$  por lo que; según los ángulos obtenidos por el aplicativo de la NASA, se logra tener una mejor radiación en el rango de  $5^\circ$  a  $20^\circ$ , de acuerdo al resultado obtenido está más cercano al ángulo de  $5^\circ$ ; seguidamente se selecciona para la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos.

### 3.5. Estimación y caracterización de la demanda eléctrica

Para el diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR), es de carácter obligatorio conocer el consumo eléctrico al que va a estar sometido, para ello se ha considerado el consumo de las facturas mensuales del año 2018.

Para poder obtener el consumo de energía eléctrica consumida en la Institución Educativa N°16531, se solicitó a la Unidad de Gestión Educativa Local (UGEL) de San Ignacio los doce recibos mensuales correspondiendo a los meses de enero a diciembre del año 2018 (Ver en Anexo 1), la Institución Educativa se encuentra en la tarifa BT5B del sector no residencial.

En la Tabla 2 se especifican los meses de menor consumo, así como los meses de mayor consumo de acuerdo a los recibos obtenidos y en la Tabla 3 se detalla la potencia instalada en la Institución Educativa.

Tabla 2.

*Máxima demanda eléctrica facturada de la Institución Educativa N° 16531*

<b>Mes</b>	<b>kWh/Mes</b>	<b>Mes/Día</b>	<b>kWh/Día</b>
Enero	38,19	31	1,232
Febrero	43,3	28	1,546
Marzo	75,6	31	2,439
Abril	148,2	30	4,940
Mayo	190,41	31	6,42
Junio	220,55	30	7,352
Julio	199	31	6,419
Agosto	198	31	6,387
Septiembre	178	30	5,933
Octubre	187	31	6,032
Noviembre	198	30	6,600
Diciembre	214	31	6,903
<b>Promedio</b>	<b>157,52</b>		<b>5,18</b>

Fuente: Elaboración propia. Datos tomados de Electro Oriente S.A.

Tabla 3.

*Potencia instalada en la Institución Educativa N° 16531*

<b>Descripción</b>	<b>Cant.</b>	<b>Pi (W)</b>	<b>Pi Tot. (W)</b>
Luminarias de 8W	35	8	280
Luminarias de 18W	100	18	1 800
Ventiladores	8	70	560
Computadoras	15	100	1 500
fotocopiadora	1	615	615

Fuente: Elaboración propia

### 3.5.1. Demanda eléctrica a cubrir diariamente

Castañeda (2015), nos dice que cuando se trabaja con el mismo cliente es posible determinar el porcentaje que se desea cubrir anualmente con el sistema fotovoltaico conectado a red (SFCR), por lo que se desea cubrir el 100% de la energía consumida al año, por lo que la Institución Educativa N°16531 consume anualmente 1 890.25 kWh/año, efectivamente lo que se consume diariamente es un promedio de 5,18 kWh/día.

### 3.6. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a red (SFCR)

#### 3.6.1. Dimensionamiento de los paneles fotovoltaico

Para determinar la potencia del generador o paneles fotovoltaicos, se toma el valor obtenido de la demanda eléctrica promedio diaria a cubrir lo que viene hacer 5,18 kWh/día.

Casa y Barrio (2012) , para calcular la potencia del generador fotovoltaico se debe considerar la energía eléctrica proyectada, las horas solar pico y el rendimiento global del sistema, lo cual se calculará con la ecuación 2.

$$P_{GFV} = \frac{E_p}{G_{dm}(\beta) \times PR} \quad (2)$$

Donde:

$P_{GFV}$  : Es la potencia que pueden entregar los paneles fotovoltaicos.

$E_p$  : Es la cantidad de energía de la instalación fotovoltaica.

$G_{dm}(\beta)$ : Es la radiación mensual sobre la superficie de los paneles.

$PR$  : Es la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo.

Según Casa y Barrio (2012), se considera un factor de eficiencia de  $PR = 0,7$  el cual va hacer posible calcular la potencia de los paneles fotovoltaicos.

$$P_{GFV} = \frac{5,18 \frac{kWh}{día}}{3,18 \frac{hp}{día} \times 0,7} = 2,327 kWp$$

Díaz y Carmona (2010), señalan que cuando se determina la potencia que debe entregar el generador fotovoltaico se tiene que elegir los paneles adecuados para la configuración, se tiene que tener en consideración lo siguiente.

- Tensión necesaria para que el inversor proporcione energía correcta a la red.
- Potencia total que debe entregar el generador fotovoltaico.

Para determinar la cantidad de paneles fotovoltaicos se muestra la ecuación 3:

$$N_{panel} = \frac{\text{Potencia del gerador fotovoltaico}}{\text{Potencia del panel fotovoltaico}} \quad (3)$$

Para poder calcular se ha seleccionado paneles fotovoltaicos de 310 Wp de marca JINKO SOLAR modelo JKM310PP-72 con un factor de rendimiento de 0,9 por envejecimiento por lo que en la Tabla 4 y Tabla 5 al igual que en el (Anexo 2) se describen las característica y especificaciones del panel fotovoltaico.

Tabla 4.

*Características mecánicas del panel fotovoltaico*

<b>Características mecánicas</b>	
Tipo de celda	policristalina 156 x 156 mm (6 pulgadas)
Nº de celdas	72 (6x12)
Dimensiones	1956×992×50 mm (77,01×39,05×1,97 pulgadas)
Peso	27 kg (59.5 libras.)
Vidrio frontal	4,0mm, alta transmisión, bajo contenido en hierro, vidrio templado
Estructura	Aleación de aluminio anodizado
Caja de conexiones	Clase IP67
Cables de salida	TÜV 1×4,0 mm <sup>2</sup> ,Longitud:900mm

Fuente: JinkoSolar.com



Tabla 5.

*Especificaciones técnicas del panel fotovoltaico*

<b>Especificaciones</b>	
Tipo de módulo	JKM310PP
Potencia máxima (P <sub>máx</sub> )	310Wp
Tensión de potencia máxima -VMP (V)	37 V
Corriente de potencia máxima P <sub>máx</sub> -IMPP(A)	8.38 A
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	45.9 V
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	8.96 A
Eficiencia del módulo (%)	15.98 %
Temperatura de funcionamiento (°C)	-40 °C ~ +85°C
Tensión máxima del sistema	1000VDC (IEC)
Valores máximos recomendados de los fusibles	15A
Tolerancia de potencia nominal (%)	0 ~+3%
Coefficiente de temperatura de P <sub>máx</sub>	-0.42%/°C
Coefficiente de temperatura de VOC	-0.31%/°C
Coefficiente de temperatura de ISC	0.06%/°C
Temperatura nominal de celda de operación	45±2°C

Fuente: JinkoSolar.com

Para determinar los paneles solares se reemplaza los datos obtenidos en la ecuación 3:

$$N_{panel} = \frac{2\,327\,Wp}{310\,Wp} = 7,50$$

Para el proyecto se considerarán 8 paneles solares. Estos paneles componen el generador fotovoltaico y estarán conectados de la siguiente manera; se tendrá dos filas de cuatro paneles conectados en serie, ambas filas tendrán una conexión en paralelo. Se debé tener en cuenta la conexión de los paneles solares para poder elegir adecuadamente el inversor, por lo que esta decisión está basada en los valores de la corriente y de la tensión producida por el generador fotovoltaico.

### 3.6.2. Estructura de soporte

La estructura de soporte de los paneles debe ser la adecuada para el lugar de la instalación, para lo cual se deberá contar con una estructura de acuerdo al ángulo de inclinación y así poder lograr una mejor eficiencia en la instalación.

### 3.6.3. Selección del inversor

En la elección del inversor se tiene en cuenta que los paneles fotovoltaicos instalados proporcionan una energía de corriente continua, por lo que en la Institución Educativa se usa energía alterna, asimismo se debe transformar la corriente continua en corriente alterna. En la selección del inversor se tiene que tener en cuenta los parámetros de la instalación como es la tensión y corriente en el punto de máxima y mínima potencia que se pueda obtener en la salida de los paneles fotovoltaicos, la corriente de cortocircuito así como también la forma de la onda, debe ser igual a la de la red eléctrica convencional.

Según Castejón y Santamaría (2012), en instalaciones eléctricas de hasta  $5kW$  de potencia nominal el inversor es monofásico por lo que se debe conectar a una red monofásica y cuando la instalación excede los  $5kW$  de la potencia nominal la conexión se debe hacer a una red trifásica.

#### 3.6.3.1. Tensión y corriente en el punto de máxima potencia

Para poder elegir de manera adecuada el inversor se tiene que tener en cuenta las características necesarias del inversor con respecto a la instalación, así mismo tenemos que conocer la tensión en el punto de máxima potencia de los paneles fotovoltaicos. Para poder determinar la tensión total en el punto de máxima potencia ( $V_{mpp_{TOTAL}}$ ) de los paneles fotovoltaicos se realizará mediante la ecuación 4:

$$V_{mpp_{TOTAL}} = V_{mpp} \times N_s \quad (4)$$

Donde:

$V_{mpp_{TOTAL}}$ : Tensión total en el punto de máxima potencia

$V_{mpp}$  : Tensión en el punto de máxima potencia

$N_s$  : Numero de paneles en serie

$$Vmpp_{TOTAL} = 37 \times 4$$

$$Vmpp_{TOTAL} = 148 \text{ V}$$

Para determinar la corriente proporcionada en el punto de máxima potencia de los paneles fotovoltaicos se calculará con la ecuación 5:

$$Impp_{TOTAL} = Impp \times Np \quad (5)$$

Donde:

$Impp_{TOTAL}$ : Corriente total en el punto de máxima potencia

$Impp$  : Corriente en el punto de máxima potencia

$Np$  : Numero de paneles en paralelo

$$Impp_{TOTAL} = 8,38 \times 2$$

$$Impp_{TOTAL} = 16,76 \text{ A}$$

### 3.6.3.2. Corrección de la tensión y corriente debido a las temperaturas

De acuerdo a los valores de tensión y corriente proporcionados por los fabricantes, son para una temperatura ambiente estándar de  $25^{\circ}\text{C}$ , por lo que se debe adaptar para la temperatura del lugar donde se realizará la instalación.

De acuerdo al aplicativo de la NASA en Puerto Chinchipe se tiene temperaturas que se encuentran entre  $20^{\circ}\text{C}$  como mínimo y de  $34^{\circ}\text{C}$  como máximo, la temperatura de la celda será diferente a la de  $25^{\circ}\text{C}$  en condiciones estándares de medida.

Fernández (2010) señala que para determinar la temperatura que alcanzarán las celdas de los paneles fotovoltaicos en la zona de la instalación, se hará uso de la ecuación 6.

$$Tp = Ta + \frac{(T_{OCN} - 20) \times I}{800} \quad (6)$$

Donde:

$Tp$  : Es la temperatura que alcanzara la celda del panel fotovoltaico.

$T_a$  : Es la temperatura ambiente donde se hará la instalación de los paneles fotovoltaicos.

$T_{OCN}$ : Es la temperatura nominal de la celda cuando es sometida a una radiación de  $800 W/m^2$ , distribución espectral de  $AM 1,5$ , temperatura ambiente de  $20^\circ C$  y velocidad de viento de  $1 m/s$ , ( $T_{OCN} = 45^\circ C$ ).

$I$  : Es la radiación medida, la cual dependerá del periodo en que se encuentre ( $I = 1000 W/m^2$ ).

Cornejo (2013), para poder determinar la tensión del circuito abierto que se mide a la salida de los paneles fotovoltaicos cuando estos están trabajando a una temperatura de celda diferente de  $25^\circ C$ , se podrá hacer uso del coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto ( $V_{OC}$ ) proporcionado por el fabricante. Se determinará mediante la ecuación 7:

$$V_{OC(x^\circ C)} = V_{OC(25^\circ C)} + \Delta T \times \Delta V_{OC(T)} \quad (7)$$

Donde:

$V_{OC(x^\circ C)}$  : Es la tensión de circuito abierto del panel fotovoltaico a temperatura ambiente en el lugar de instalación.

$V_{OC(25^\circ C)}$  : Es la tensión de circuito abierto que otorga el fabricante del panel fotovoltaico a temperatura estándar  $V_{OC(25^\circ C)} = 45,9 V$ .

$\Delta T$  : Es la variación de temperatura entre la condición estándar entregada por el fabricante y la del lugar donde se hará la instalación.

$\Delta V_{OC(T)}$  : Es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel  $\Delta V_{OC(T)} = -0,31\%/^\circ C$

Cornejo (2013), para determinar la corriente de cortocircuito que se mide a la salida de los paneles fotovoltaicos cuando estos están trabajando a una temperatura de celda diferente de  $25^\circ C$ , para lo cual se podrá hacer uso del coeficiente de temperatura para la corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ ) proporcionado por el fabricante. Se podrá calcular con la ecuación 8:

$$I_{SC(x^{\circ}C)} = I_{SC(25^{\circ}C)} + \Delta T \times \Delta I_{SC(T)} \quad (8)$$

Donde:

$I_{SC(x^{\circ}C)}$ : Es la corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico a temperatura ambiente del lugar de instalación.

$I_{SC(25^{\circ}C)}$  : Es la corriente de cortocircuito que da el fabricante del panel fotovoltaico a temperatura estándar  $I_{SC(25^{\circ}C)} = 8,96 A$ .

$\Delta T$  : Es la variación de temperatura entre las condiciones estándar dadas por el fabricante y la del lugar donde será la instalación.

$\Delta I_{SC(T)}$  : Es el coeficiente de temperatura de la corriente del panel  $\Delta I_{SC(T)} = 0,06\%/^{\circ}C$ .

Una vez determinadas las ecuaciones pertinentes para la corrección de los parámetros por temperatura en nuestra instalación, procedemos a encontrar dichos valores para ambos casos, el de temperatura más alta con  $34^{\circ}C$  y la temperatura más baja con  $20^{\circ}C$ . Lo cual permitirá saber los rangos que debe manejar el inversor a escoger.

### **Cálculo para la temperatura más alta (T = 34°C):**

Inicialmente se calculará la temperatura que alcanzaran las celdas del panel fotovoltaico en el lugar de instalación mediante la ecuación 6:

$$Tp = 34 + \frac{(45 - 20) \times 1000}{800}$$

$$Tp = 65,25^{\circ}C$$

Seguidamente se calculará la tensión de circuito abierto a la salida del panel fotovoltaico con la temperatura del lugar de instalación mediante la ecuación 7:

$$V_{OC(34^{\circ}C)} = 45,9 + (25 - 34) \times (-0,31)$$

$$V_{OC(34^{\circ}C)} = 48,69 V$$

Posteriormente se calculará la corriente de cortocircuito a la salida del panel fotovoltaico con la temperatura del lugar de instalación mediante la ecuación 8:

$$I_{SC(34^{\circ}C)} = 8,96 + (34 - 25) \times 0,06$$

$$I_{SC(34^{\circ}C)} = 9,5 \text{ A}$$

En definitiva, para lograr saber la tensión de circuito abierto que necesitará tener nuestro inversor, debemos multiplicar la tensión de circuito abierto a temperatura del lugar de instalación del panel fotovoltaico calculado por el total de paneles fotovoltaicos en serie, se podrá calcular con la ecuación 9.

$$V_{OC(34^{\circ}C) \text{ INVERSOR}} = V_{OC(34^{\circ}C)} \times Ns \quad (9)$$

$$V_{OC(34^{\circ}C) \text{ INVERSOR}} = 48,69 \times 4$$

$$V_{OC(34^{\circ}C) \text{ INVERSOR}} = 194,76 \text{ V}$$

Igualmente para la corriente de cortocircuito del inversor, se multiplicará la corriente de cortocircuito a temperatura del lugar de instalación del panel fotovoltaico calculado por la cantidad de paneles fotovoltaicos en paralelo, se calculara con la ecuación 10:

$$I_{SC(34^{\circ}C) \text{ INVERSOR}} = I_{SC(34^{\circ}C)} \times Np \quad (10)$$

$$I_{SC(34^{\circ}C) \text{ INVERSOR}} = 9,5 \times 2$$

$$I_{SC(34^{\circ}C) \text{ INVERSOR}} = 19 \text{ A}$$

### **Cálculo para la temperatura más baja (T = 20°C):**

Inicialmente se calculará la temperatura que alcanzaran las celdas del panel fotovoltaico en el lugar de instalación mediante la ecuación 6:

$$Tp = 20 + \frac{(45 - 20) \times 1000}{800}$$

$$Tp = 51,25 \text{ }^{\circ}C$$

Seguidamente se calculará la tensión de circuito abierto a la salida del panel fotovoltaico con la temperatura del lugar de instalación mediante la ecuación 7:

$$V_{OC(20^{\circ}C)} = 45,9 + (20 - 25) \times (-0,31)$$

$$V_{OC(20^{\circ}C)} = 47,45 \text{ V}$$

Posteriormente se calculará la corriente de cortocircuito a la salida del panel fotovoltaico con la temperatura del lugar de instalación mediante la ecuación 8:

$$I_{SC(20^{\circ}C)} = 8,96 + (25 - 20) \times 0,06$$

$$I_{SC(20^{\circ}C)} = 9,26 \text{ A}$$

En definitiva, para lograr saber la tensión de circuito abierto que necesitará tener nuestro inversor, debemos multiplicar la tensión de circuito abierto a temperatura del lugar de instalación del panel fotovoltaico calculado por el total de paneles fotovoltaicos en serie, se podrá calcular con la ecuación 9.

$$V_{OC(20^{\circ}C) \text{ INVERSOR}} = 47,45 \times 4$$

$$V_{OC(20^{\circ}C) \text{ INVERSOR}} = 189,8 \text{ V}$$

Igualmente, para la corriente de cortocircuito, se multiplicará la corriente de cortocircuito a temperatura del lugar de instalación del panel fotovoltaico calculado por la cantidad de paneles fotovoltaicos en paralelo de acuerdo a la ecuación 10:

$$I_{SC(20^{\circ}C) \text{ INVERSOR}} = 9,26 \times 2$$

$$I_{SC(20^{\circ}C) \text{ INVERSOR}} = 18,52 \text{ A}$$

### 3.6.3.3. Corrección de la tensión en el punto de máxima potencia

Teniendo en cuenta este último criterio antes de seleccionar el inversor se debe contar con los valores de tensión de máxima potencia en donde se instalarán los paneles fotovoltaicos.

Para obtener estos parámetros se tiene que conocer variación por temperatura de la tensión de máxima potencia para lo cual se utilizará la igualdad  $V_{mpp(T)} = 0,8061 \times V_{OC(T)}$  también se cumplirá con la variación de tensión por lo que  $\Delta V_{mpp(T)} = 0,8061 \times \Delta V_{OC(T)}$  entonces tendríamos que:

$$\Delta V_{mpp(T)} = 0,8061 \times (-0,31\%/^{\circ}\text{C})$$

$$\Delta V_{mpp(T)} = -0,249891 \text{ \%/}^{\circ}\text{C}$$

Una vez obtenidas las tensiones que alcanzarán los paneles fotovoltaicos en el punto de máxima potencia, cuando se encuentren a la temperatura de 20 °C (la temperatura de la celda fotovoltaica es de 51.25 °C) y de 34°C (la temperatura de celda fotovoltaica es de 65.25 °C), para poder realizar los cálculos se empleara la ecuación 11:

$$V_{mpp(65,25^{\circ}\text{C})} = V_{mpp(25^{\circ}\text{C})} + \Delta T \times \Delta V_{mpp(T)} \quad (11)$$

$$V_{mpp(65,25^{\circ}\text{C})} = 37 + (65,25 - 25) \times -0,249891$$

$$V_{mpp(65,25^{\circ}\text{C})} = 26,9418 \text{ V}$$

$$V_{mpp(51,25^{\circ}\text{C})} = V_{mpp(25^{\circ}\text{C})} + \Delta T \times \Delta V_{mpp(T)}$$

$$V_{mpp(51,25^{\circ}\text{C})} = 37 + (51,25 - 25) \times -0,249891$$

$$V_{mpp(51,25^{\circ}\text{C})} = 30,4404 \text{ V}$$

Finalmente podremos obtener el rango de tensiones de máxima potencia que deberá soportar el inversor, esto se logra multiplicando los valores obtenidos de tensión de máxima potencia por la cantidad de paneles fotovoltaicos en serie existentes, a continuación se muestran los resultados:

$$V_{mpp(65,25^{\circ}\text{C})} = V_{mpp(65,25^{\circ}\text{C})} \times Ns$$

$$V_{mpp(65,25^{\circ}\text{C})} = 26,9418 \times 4$$

$$V_{mpp(65,25^{\circ}\text{C})} = 107,7672 \text{ V}$$

$$V_{mpp(51,25^{\circ}\text{C})} = V_{mpp(51,25^{\circ}\text{C})} \times Ns$$

$$V_{mpp(51,25^{\circ}\text{C})} = 30,4404 \times 4$$

$$V_{mpp(51,25^{\circ}\text{C})} = 121,7616$$



### 3.6.3.4. Inversor elegido

Una vez calculado todos los parámetros necesarios en la instalación a temperatura ambiente, se procederá a seleccionar el inversor que posea un rango de valores que abarque o satisfaga en un buen porcentaje de nuestros parámetros calculados, se resumen en la Tabla 6.

Tabla 6.

*Rango de tensión y corriente para el inversor*

<b>Temperatura durante el año</b>	<b>Tensión de máxima potencia (<math>V_{mpp}</math>)</b>	<b>Tensión de circuito abierto (<math>V_{oc}</math>)</b>	<b>Corriente de cortocircuito (<math>I_{sc}</math>)</b>
Máxima temperatura ( $T = 34^{\circ}C$ )	107,7672 V	194,76 V	19 A
Mínima temperatura ( $T = 20^{\circ}C$ )	121,7616 V	189,8 V	18,52 A

Fuente: Elaboración propia

De los valores obtenidos anteriormente y buscando un inversor que satisfaga de la mejor manera nuestros requerimientos para nuestra instalación se decide optar por el inversor Fronius Primo 6,0-1 de 6 kW. Este inversor posee unas características que se adaptaran a nuestros parámetros calculados, estas se muestran en la Tabla 7 al igual que en el (Anexo 3).

Tabla 7.

*Especificaciones técnicas del inversor Fronius Primo 6,0-1 de 6kW.*

<b>Características</b>	<b>Valores</b>
Max. Voltaje De Entrada (V)	1000
Min. Voltaje de entrada CC (V)	80
Min. MPP Tensión (V)	100
Max. MPP Tensión (V)	800
Max. Potencia (kW)	6
Max. Corriente de cortocircuito (A)	27
Max. Rendimiento (%)	98
Clase de protección	IP65
Longitud (mm)	204
Ancho (mm)	431

Altura (mm)	645
Número de MPP	2
Máxima salida del generador FV ( <i>kW</i> )	9.5
Max. Corriente de Entrada ( <i>A</i> )	18

Fuente: [www.fronius.com](http://www.fronius.com)

### 3.6.4. Dimensionamiento del Cableado

Para el sistema fotovoltaico se necesita distintos tipos de conductores a lo largo de su recorrido de la instalación, ya que las características necesarias entre los tramos de conexión son distintas y la sección del conductor varía en cada tramo esto se debe a la corriente que circula por cada uno de ellos.

Para este proyecto, es conveniente utilizar cables del tipo multipolar. Por lo tanto, los tramos en donde encontraremos la sección del conductor son:

- Tramo 1: Conexión de los paneles a la caja de protección CC.
- Tramo 2: Caja de protección CC al inversor
- Tramo 3: Inversor a la caja de protección CA.
- Tramo 4: Caja de protección CA al tablero general de carga.

Según el Código Nacional de Electricidad (2006) sección 50 que los conductores alimentadores tienen que ser dimensionados para la caída de tensión la cual no debe ser mayor al 2,5%.

Para el tramo corriente continua, el cálculo de la sección del conductor se determinará con la ecuación 12:

$$S = \frac{2 \times L \times I_{cc}}{k \times \Delta V} \quad (12)$$

Donde:

*S*: Es la sección del conductor ( $mm^2$ )

*L*: Es la longitud del conductor (*m*)

$I_{CC}$ : Es la corriente máxima que circula por los conductores siendo la de cortocircuito de los paneles (A).

$\Delta V$  : Es la caída máxima de tensión (V), que podrían tener los conductores. Según IDEA (2011) , la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%.

$k$  : Es la conductividad del elemento conductor, se asignará de acuerdo a la Tabla 8.

Tabla 8.

*Coefficiente de conductividad del cobre en función a la temperatura*

<b>Temperatura</b>	<b>Coefficiente de conductividad del cobre (K) (<math>m/\Omega \times mm^2</math>)</b>
20 °C	56
30 °C	54
40 °C	52
50 °C	50
60 °C	48
70 °C	48
80 °C	45
90 °C	44

Fuente: (Jaime, 2007)

Para el tramo de corriente alterna, el cual se encuentra del inversor al tablero general de la Institución Educativa, se realizará los cálculos de acuerdo a la ecuación 13:

$$S = \frac{2 \times L \times P}{k \times \Delta V \times V} \quad (13)$$

Donde:

$S$  : Es la sección del conductor ( $mm^2$ )

$L$  : Es la longitud del conductor (m)

$P$  : Es la potencia máxima permitida del conductor (W).

$\Delta V$  : Es la caída máxima de tensión ( $V$ ), que podrán tener los conductores. Según el Código Nacional de Electricidad la caída de tensión máxima permitida en los conductores de corriente alterna es de 2,5%.

$k$  : Es la conductividad del elemento conductor, se asignará de acuerdo a la Tabla 8.

$V$  : Es la tensión de la red eléctrica convencional, la cual es de 220V.

Para realizar el cálculo de la sección necesaria del conductor, el cual se desarrollará por tramos debido a la cantidad de corriente que circula, lo que hace variar la sección del conductor para lo cual se ha considerado cuatro tramos los cuales se describen a continuación.

#### **3.6.4.1. Tramo 1: Conexión de los paneles a la caja de protección CC**

Este tramo comprende la conexión desde la salida de los dos ramales compuestos por los paneles solares hasta la caja de protección CC. A la caja de protección de CC llegan dos ramales de conductores positivos y negativos además se encuentran los dispositivos de protección de corriente continua. Para realizar los cálculos de la sección del conductor para este tramo se realizará mediante los siguientes parámetros:

$L$  : Es la longitud del conductor, para el tramo 1 se determinara la distancia desde la caja de protección de CC hasta la conexión del panel fotovoltaico más lejano y a su vez se le asignara 10% de la longitud real por motivos de mantenimiento obteniendo así una longitud de 8,80 m.

$I_{CC}$ : Es la corriente máxima que circula por los conductores siendo la de cortocircuito de los paneles fotovoltaicos. Para el tramo 1 por cada ramal se suministrara la misma corriente de cortocircuito de cada panel fotovoltaico debido a que están conectados en serie, para lo cual se tiene un valor de 8,96 A.

$\Delta V$  : Es la caída máxima de tensión que podrán tener los conductores. Para el proyecto en desarrollo se tomara 1,5% de la caída de tensión según IDAE (2011). Para este caso la caída de tensión en el punto de máxima potencia a la salida del ramal sería 2,22V

$k$  : Es la conductividad del elemento conductor, para nuestro estudio se usa el cobre el cual posee una conductividad de  $54 \text{ m}/\Omega * \text{mm}^2$  para una temperatura de  $30^\circ\text{C}$  (ver Tabla 8).

Como es un tramo donde circulara corriente continua se utiliza la fórmula para conductores en corriente continua mencionado en la ecuación 12, por lo tanto tenemos que:

$$S = \frac{2 \times L \times I_{CC}}{k \times \Delta V}$$

$$S = \frac{2 \times 8,8 \times 8,96}{54 \times 2,22}$$

$$S = 1,31mm^2$$

### 3.6.4.2. Tramo 2: Caja de protección CC al inversor

Este tramo comprende la conexión desde la caja de protección CC hasta el inversor. De la caja de protección CC surgirán dos conductores uno negativo y otro positivo los cuales llegan al inversor suministrando la corriente de los dos ramales de los paneles fotovoltaicos, de tal modo que el inversor se encargará de convertir la corriente continua en alterna. Para realizar los cálculos de la sección del conductor para este tramo se realizará mediante los siguientes parámetros:

$L$  : Es la longitud del conductor, para el tramo 2 se tomara la distancia desde el inversor hasta la conexión de la caja de protección CC, por lo que se asignara 10% de la longitud real por motivos de mantenimiento consiguiendo una longitud de 17,6 m.

$I_{CC}$  : Es la corriente máxima que circula por los conductores siendo la de cortocircuito de los paneles fotovoltaicos. Para el tramo 2 por cada ramal se suministrara la misma corriente de cortocircuito por estar los paneles solares conectados en serie y se multiplica por dos por estar conectados en paralelo, por lo que se obtiene un valor de 17,92A.

$\Delta V$  : Es la caída máxima de tensión que podrán tener los conductores. Para el proyecto en desarrollo se tomara 1,5% de la caída de tensión según IDAE (2011). En este caso la caída de tensión en el punto de máxima potencia a la salida del ramal seria 2,22V

$k$  : Es la conductividad del elemento conductor, para nuestro estudio se usa el cobre el cual posee una conductividad de  $54 m/\Omega * mm^2$  para una temperatura de  $30^{\circ}C$  (ver Tabla 8).

Como se trata de un tramo donde circulara corriente continua se utiliza la fórmula para conductores en corriente continua mencionado en la ecuación 12, por lo tanto tenemos que:

$$S = \frac{2 \times L \times I_{CC}}{k \times \Delta V}$$

$$S = \frac{2 \times 17,6 \times 17,92}{54 \times 2,22}$$

$$S = 5,261 \text{ mm}^2$$

### 3.6.4.3. Tramo 3: Inversor a la caja de protección CA

Este tramo comprende la conexión desde el inversor hasta la caja de protecciones CA. Del inversor saldrán dos cables para una conexión monofásica hasta la caja de protección CA el cual no solo servirá para un sistema de protección sino también para el punto desconexión manual del sistema con la carga estipulada facilitando así los trabajos de mantenimiento. Los parámetros necesarios para realizar el cálculo en este tramo de la sección del conductor son los siguientes:

*L* : Es la longitud del conductor, para el tramo 3 se tomara la distancia desde la caja de protección CA hasta el punto de conexión del inversor, para ello se le asignara 10% de la longitud real por motivos de mantenimiento obteniendo así una longitud de 4.4 m.

*P* : Es la potencia máxima que suministrara el sistema, para el tramo 3 la potencia que suministra nuestro inversor a la salida de CA es de 6 000 W.

$\Delta V$  : Es la caída máxima de tensión permitida dentro de la instalación, para poder calcular se tomara como referencia un porcentaje del 2,5% de caída máxima tensión según el Código Nacional de Electricidad - Utilización (2006) sección 50, por lo que el voltaje de salida del inversor debe ser el mismo proveniente de la red eléctrica de baja tensión el cual es de 220 V por lo que la caída máxima de tensión causada a la salida es de 5,5 V

*k* : Es la conductividad del elemento conductor, para nuestro estudio se usa el cobre el cual posee una conductividad de  $54 \text{ m}/\Omega \times \text{mm}^2$  para una temperatura de  $30^\circ\text{C}$  (ver Tabla 8).

*V* : Es la tensión de la red eléctrica convencional, la cual es de 220 V.

Como se trata de un tramo donde circulara corriente alterna se utiliza la fórmula para conductores en corriente alterna mencionado en la ecuación 13, por lo tanto tenemos que:

$$S = \frac{2 \times L \times P}{k \times \Delta V \times V}$$
$$S = \frac{2 \times 4,4 \times 6\,000}{54 \times 5,5 \times 220}$$
$$S = 0,8080 \text{ mm}^2$$

#### **3.6.4.4. Tramo 4: Caja de protección CA al tablero general de carga**

Este tramo comprende la conexión desde la caja de protecciones CA hasta el tablero general de carga, lo cual de la caja de protecciones saldrán dos cables para una conexión monofásica hasta el tablero general de carga el cual no solo servirá para un sistema de protección sino también para el punto desconexión manual del sistema, facilitando así los trabajos de mantenimiento. Los parámetros necesarios para realizar el cálculo en este tramo de la sección del conductor son los siguientes:

*L* : Es la longitud del conductor, para el tramo 4 se tomara la distancia desde el tablero general de carga hasta la caja de protecciones CA, para lo cual se le asignara 10% de la longitud real por motivos de mantenimiento obteniendo una longitud de 2.2 m.

*P* : Es la potencia máxima que suministra el sistema, para el tramo 4 la potencia que suministra nuestro inversor a la salida de CA es de 6 000 W.

$\Delta V$  : Es la caída máxima de tensión permitida dentro de la instalación, para poder calcular se tomara como referencia un porcentaje del 2,5% de caída máxima tensión según el Código Nacional de Electricidad - Utilización (2006) sección 50, por lo que el voltaje de salida del inversor debe ser el mismo proveniente de la red eléctrica de baja tensión el cual es de 220V por lo que la caída máxima de tensión causada a la salida es de 5,5 V

*k* : Es la conductividad del elemento conductor, para nuestro estudio se usa el cobre el cual posee una conductividad de  $54 \text{ m}/\Omega * \text{mm}^2$  para una temperatura de 30°C (ver Tabla 8).

*V* : Es la tensión de la red eléctrica convencional, la cual es de 220 V.

Como se trata de un tramo donde circulara corriente alterna se utiliza la fórmula para conductores en corriente alterna mencionado en la ecuación 13, por lo tanto tenemos que:

$$S = \frac{2 \times L \times P}{k \times \Delta V \times V}$$

$$S = \frac{2 \times 2.2 \times 6\,000}{54 \times 5,5 \times 220}$$

$$S = 0.4040 \text{ mm}^2$$

#### **3.6.4.5. Selección del tipo de cable**

Teniendo en cuenta que todos los valores obtenidos no están normalizados, se procederá a realizar la selección de los conductores teniendo en cuenta dos consideraciones. Primero la sección del conductor escogida debe ser superior a la calculada y por último el tipo de conductor escogido debe soportar la corriente que circulara por este, garantizando de esta manera el buen funcionamiento del sistema.

El tipo de conductor eléctrico escogido para el sistema fotovoltaico conectado a la red es de la marca INDECO del tipo NH-80, este conductor nos ofrecerá una mayor seguridad en la instalación, sus conductores son de cobre electrolítico recocido, sólido o cableado con un aislamiento de compuesto termoplástico no halogenado HFFR, es retardante a la llama, baja emisión de humos tóxicos y libre de halógenos. Su tabla de datos técnicos con la cual seleccionaremos nuestra sección del conductor se muestra en el (Anexo 4).

Una vez que se ha determinado el tipo de sección normalizada, teniendo en cuenta los criterios anteriormente expuestos, obtendremos un cuadro final del tipo de conductor a utilizar en cada tramo, el cual se muestra a continuación en la Tabla 9.



Tabla 9.

*Conductores seleccionados para el sistema*

Tramo	Parámetros calculados			Cable seleccionado INDECO NH-80	
	Sección teórica (mm <sup>2</sup> )	Longitud (m)	Corriente de cortocircuito (A)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Amperaje (A)
1	1,31	8,8	8,96	1,5	14
2	5,261	17,6	17,92	2,5	24
3	0,8080	4,4	26,1	4	31
4	0,4040	2,2	26,1	4	31

Fuente: Elaboración propia

AENOR (2002) en su Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión en la norma ITC-BT-19 dice que el tendido del cable se realizará en tubos de montaje al aire libre o empotrado. El trazado de tubos será de tal manera que se buscará el mínimo tendido de cable, para así evitar pérdidas energéticas y exceso de presupuesto, buscando a la vez una armonía con la arquitectura e instalaciones de la Institución Educativa N°16531.

### **3.6.5. Puesta a tierra del sistema fotovoltaico conectada a red**

En una instalación eléctrica es de mucha importancia tener una puesta a tierra, la cual protege no solo a la instalación, también a quienes la operan.

Según el MINEM-DGE (2006) en el Código Nacional de Electricidad - Utilización en la sección 060 , la puesta a tierra debe tener las características necesarias para los siguientes propósitos:

- Proteger y cuidar la vida e integridad física de las personas de las consecuencias que puede ocasionar una descarga eléctrica, y evitar daños a la propiedad, enlazando a tierra las partes metálicas normalmente no energizadas de las instalaciones, equipos, artefactos, etc.;

- Limitar las tensiones en los circuitos cuando queden expuestos a tensiones superiores a las que han sido diseñados;
- En general, para limitar la tensión de fase a tierra a 250 V, o menos, en aquellos circuitos de corriente alterna que alimentan a sistemas de alambrado interior;
- Limitar las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas en aquellos circuitos que están expuestos a estos fenómenos;
- Facilitar la operación de equipos y sistemas eléctricos

En nuestra instalación se conectará a la puesta tierra todas las partes metálicas, como son la estructura metálica de soporte de los paneles, tableros y carcazas a las barras de tierra de la misma Institución Educativa. La longitud del conductor necesario para esto será la sumatoria de longitud los tramos de cableado anteriormente descritos para ello se obtiene una longitud de 33 m, por lo que se utilizara cable INDECO NH-80 de  $2.5 \text{ mm}^2$  de sección.

Lo que se tiene que tener en cuenta es el valor de la resistencia de la puesta a tierra para que cualquier masa no dé lugar a tensiones de contacto superiores a las permitidas (MINEM-DGE, 2006). Para el proyecto del sistema fotovoltaico conectado a la red se hará uso del sistema de puesta a tierra de la Institución Educativa N°16531.

### **3.6.6. Protecciones**

Las protecciones son de gran importancia en las instalaciones eléctricas, también en las instalaciones fotovoltaicas. Se encargarán de proteger a las personas que manejen el sistema eléctrico, asimismo facilitara la conexión y desconexión por tramos, siendo de gran ayuda en caso se requiera realizar algún mantenimiento a lo largo de sus componentes.

De igual forma como se calcularon los conductores para la instalación fotovoltaica conectada a la red, las protecciones se calcularán por tramos, siendo esencial calcular las protecciones para los componentes que trabajarán con corriente continua, de la misma manera para los componentes que trabajarán con corriente alterna. Por lo que las protecciones varían de acuerdo con la naturaleza de la corriente dentro del sistema.

Sin embargo, los parámetros de corriente continua son distintos a los de corriente alterna, al momento de seleccionar se tendrá en cuenta el mismo criterio. Donde la corriente que activa al dispositivo de protección debe ser mayor a la corriente que circulara por el conductor y menor a la soportada por el conductor (Cotrim, 2005). La relación que deben tener los dispositivos de protección se muestra en la ecuación 14:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \quad (14)$$

Donde:

$I_B$  : Es la corriente que circula por el conductor

$I_n$  : Es la corriente nominal de activación del dispositivo de protección

$I_Z$  : Es la corriente máxima admisible del conductor

### **3.6.6.1. Protecciones de corriente continua**

Para la selección de protecciones de corriente continua se tiene que tener mucho cuidado ya que la interrupción de este tipo de corriente presenta más problemas que el de corriente alterna, esto es debido a que la corriente alterna existe un paso natural de la corriente por el cero en cada semiperiodo, al cual corresponde a un apagado espontáneo del arco que se forma cuando se abre el circuito. Mientras que en la corriente continua debe ser disminuida hasta anularse, de no hacerlo daría lugar a elevadas sobretensiones.

#### **Fusibles:**

El primer elemento de protección que se ha considerado a la salida de los conductores es el uso de fusibles, los cuales protegerán a los conductores de sobre intensidades de corriente.

Estos fusibles se encontrarán dentro de la caja de protecciones y será uno por cada conductor proveniente de los ramales. Como de los dos ramales provienen 4 conductores, 2 positivos y 2 negativos, se colocará 4 fusibles. Para la selección del tipo de fusible se tendrá la relación antes descrita, como la sección de conductor que llega en el tramo es de  $1,5 \text{ mm}^2$  por lo que tendremos los siguientes parámetros para el dimensionamiento de los fusibles:

$$I_B = I_{mpp \text{ modulo}} = 8,38 \text{ A}$$

$$I_Z = I_{max \text{ admisible del conductor}} = 14 \text{ A}$$

Por lo tanto, nuestra relación para la selección de la corriente nominal de nuestro elemento de protección será de la siguiente forma:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z$$

$$8,38 \leq I_n \leq 14$$

$$I_n = 10 \text{ A}$$

Por lo que se utilizara fusibles de 10 A en la salida de cada conductor proveniente de cada ramal del generador fotovoltaico los cuales se encontraran en la caja de protecciones. El fusible elegido es de marca DF ELECTRIC modelo 491620, el cual posee una corriente de trabajo de 10 A y una tensión de operación de hasta 1000V CC, ideal para protección en aplicaciones fotovoltaicas.



*Figura 4.* Fusible de 10 A, DF ELECTRIC 491620

Fuente: DF ELECTRIC

### **Interruptor termomagnético:**

El interruptor termomagnético es aquel que corta la corriente eléctrica del circuito automáticamente y protegerá a la instalación, si la corriente que circula por el conductor sobrepasa el valor nominal de este dispositivo de protección, brindando así la seguridad a la instalación eléctrica.

Igualmente como se seleccionó los fusibles, se hará para los interruptores termomagnéticos, los cuales estarán conectados con los conductores provenientes de cada ramal, por lo que se requerirá el uso de dos interruptores de ese tipo, como la sección de conductor que llega en ese tramo es de  $1,5 \text{ mm}^2$  por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionamiento serán los siguientes:

$$I_B = I_{mpp \text{ modulo}} = 8,38$$

$$I_Z = I_{max \text{ admisible}} = 14$$

Por lo tanto, nuestra relación de selección de la corriente nominal de nuestro elemento de protección se determinará con la ecuación 14:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z$$

$$8,38 \leq I_n \leq 14$$

$$I_n = 10 \text{ A}$$

Por lo que se usara dos interruptores termomagnéticos de 10 A para corriente continua. La marca recomendada para este tipo de protecciones es el interruptor termomagnético ABB del modelo S802PV-S10, el cual posee dos polos, con una intensidad de corriente de 10 A y una operación de voltaje CC de hasta 800 V.



*Figura 5.* Interruptor termomagnético ABB de 2 polos

Fuente: Catálogo de productos ABB

### **3.6.6.2. Protecciones de corriente alterna**

Para las protecciones de corriente alterna se tomara los mismos criterios de selección que se emplearon en las protecciones de corriente continua. Estas se encontrarán del inversor hasta el tablero general, la cual protegerá todos los componentes que funcionen con corriente alterna dentro de la instalación. Estos componentes estarán dentro de la caja de protecciones de corriente alterna la cual se encontrará cerca del tablero general, para ello los componentes de protección serán los siguientes:

#### **Interruptor termomagnético:**

De igual forma que se seleccionó el interruptor termomagnético en corriente continua, se hará para el interruptor termomagnético de corriente alterna. Este interruptor servirá como protección de los conductores que transportan corriente alterna y además nos servirá como seccionador e interruptor termomagnético general. El conductor de este tramo tiene una sección de  $4 \text{ mm}^2$  por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionamiento serán los siguientes:

$$I_B = I_{\text{max a la salida del inversor}} = 26,1 A$$

$$I_Z = I_{\text{max admisible}} = 31 A$$

Por lo tanto nuestra relación de selección de la corriente nominal de nuestro elemento de protección se determinara con la ecuación 14:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z$$

$$26,1 \leq I_n \leq 31$$

$$I_n = 30 A$$

Por lo que se usara un interruptor termomagnético de 30 A para corriente alterna. La marca recomendada para este tipo de protecciones es el interruptor termomagnético BTICINO del modelo 8902/30N, el cual posee dos polos, con una intensidad de corriente de 30 A.

### **Interruptor diferencial:**

El interruptor diferencial es aquel que nos brinda protección a las personas contra descargas eléctricas, tanto en contactos indirectos como en contactos directos. También, es de gran ayuda porque puede detectar fugas de energía en la carga. Nunca se tiene que considerar como un reemplazo de la instalación de puesta a tierra, ya que ambas poseen funciones específicas. Según el Código Nacional de Electricidad - Utilización (2006) este dispositivo de corriente residual debe tener una sensibilidad adecuada y ser del tipo selectivo para fines de coordinación con los dispositivos de corriente residual de alta sensibilidad (30 mA), que se deben instalar en el tablero.

El interruptor diferencial se seleccionara teniendo como referencia la selección hecha anteriormente con el interruptor termomagnético, puede ser de un valor mayor o igual al antes mencionado. Por lo que el interruptor diferencial servirá como protección al personal o consumidor de energía. Como el interruptor termomagnético posee una corriente nominal de 30A por lo el interruptor diferencial debe ser uno igual o mayor a este. Pero debido a que no existen interruptores diferenciales con una corriente normalizada de 30A, se seleccionó la inmediata superior a esta.

Por lo que se usara un interruptor diferencial de 40 A y la marca recomendada para este tipo de instalaciones es BTICINO del modelo G7230AC40 el cual posee dos polos, con una sensibilidad de 30 mA y una intensidad de corriente nominal igual a 40 A.



Figura 6. Interruptor diferencial BTICINO

Fuente: Catalogó de productos BTICINO

### **Medidor bidireccional:**

En la instalación fotovoltaica conectada a la red se tiene la necesidad de contar con un medidor bidireccional, este tipo de medidor tiene la capacidad de diferenciar entre la energía eléctrica que proporciona la concesionaria y la energía que entregan los paneles fotovoltaicos cuando se consume en su totalidad la energía producida por el usuario por lo que este equipo podrá enviar información al sistema de monitorización del inversor. Asimismo se ha considerado un medidor bidireccional Fronius Smart Meter 63A-1 especialmente para el sistema fotovoltaico conectado a red.





*Figura 7.* Medidor bidireccional Fronius Smart Meter

Fuente: [www.fronius.com](http://www.fronius.com)

### **Interruptor de interconexión:**

Si bien este tipo de interruptores sirven para la conexión e instalación del sistema solar fotovoltaico con la carga y viceversa, el inversor seleccionado Fronius Primo 6,0-1 tiene estas funciones, como son las funciones de protección de máxima y mínima tensión así como también de la frecuencia. Además, este inversor tiene un sistema de monitorización, consiguiendo que el inversor no inyecte energía a la red eléctrica.

### **3.6.7. Topología del sistema fotovoltaico conectado a la red**

Con todos los elementos dimensionados, la topología del sistema fotovoltaico conectado a la red es tal como se muestra en la Figura 8.

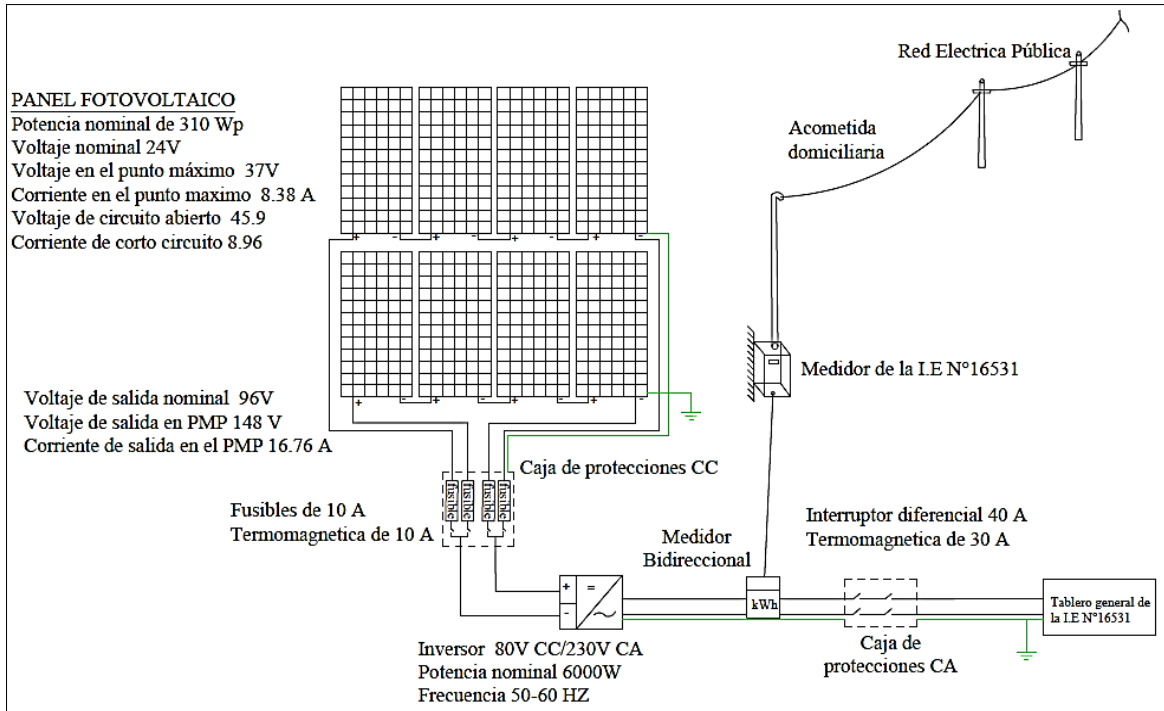


Figura 8. Topología del sistema fotovoltaico conectado a red.

Fuente: Elaboración propia

### 3.6.7.1. Funcionamiento del SFCR

Los paneles fotovoltaicos son los captadores de la radiación solar que la transforman en energía eléctrica del tipo continua, el dispositivo que controla todo el funcionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red es el inversor. El inversor Fronius Primo 6,0-1, dispone de un sistema de monitorización que le permite un funcionamiento completamente automatizado. Durante el día el inversor puede controlar la potencia generada por los paneles fotovoltaicos acorde al consumo de la Institución Educativa en caso de ser insuficiente la potencia generada por los paneles fotovoltaicos es donde se puede comprar energía a la concesionaria solo lo que se necesita.

En la noche el inversor permanece vigilando los valores de tensión de la red y del generador fotovoltaico, la tensión de los paneles fotovoltaicos aumenta y pone en funcionamiento el inversor. El medidor bidireccional tiene la función de cuantificar la energía entrante de la red pública y enviar información al sistema de monitorización del inversor.

### 3.6.7.2. Lazos de control del SFCR

En los lazos de control del sistema fotovoltaico conectado a la red son los siguientes:

- **Conexión de un receptor de control remoto:** El inversor Fronius está equipado con interfaces que pueden ser conectadas a un receptor de control remoto. Esta unidad recibe señal de control transmitidas a través de la red y obtiene la información necesaria. La configuración puede ser fácilmente ajustada en la interface web del inversor o del Fronius Datamanager.
- **Control mediante componentes de terceros:** El inversor Fronius también pueden ser controlado a través de componentes de terceros, para los requisitos especiales de los parques solares. Las interfaces abiertas Modbus TCP y Modbus RTU están disponibles para este propósito.

### 3.6.8. Energía generada por el SFCR

Casa y Barrio (2012) señalan que para poder determinar la rentabilidad de una instalación fotovoltaica conectada a red se tiene que realizarse el cálculo de producción anual esperada en la instalación para lo cual se debe tener los datos de la producción mensual en función de la radiación, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación; para poder realizar el cálculo de la energía generada se tiene la siguiente fórmula.

$$E_p = \frac{G_{dm}(\beta) \times P_{GFV} \times PR}{G_{CEN}} \quad (15)$$

Donde:

$E_p$  : Es la cantidad de energía producida diaria ( $kWh$ ).

$P_{GFV}$  : Es la potencia pico que puede entregar el generador o paneles fotovoltaicos ( $kW$ ).

$G_{dm}(\beta)$  : Es la radiación diaria sobre la superficie del generador ( $kWh/m^2 - día$ )

$G_{CEN}$  : Es la radiación en condiciones estándares ( $1kW/m^2$ ) .

$PR$  : Es la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo.

Según Casa y Barrio (2012), se considera un factor de eficiencia de  $PR = 0,7$  el cual va a hacer posible calcular la cantidad de energía producida en un año.

Por lo que tenemos 8 paneles fotovoltaicos de  $310Wp$  teniendo una potencia entregada por nuestro generador fotovoltaico de  $P_{GFV} = 2480 Wp$  con un factor de rendimiento de los paneles fotovoltaicos de 0,9.

En la Tabla 10 se puede apreciar la energía generada mensualmente y en todo el año, por lo que se puede decir que este sistema fotovoltaico conectado a la red puede generar en un año  $2\ 186,08 kWh$ .

Tabla 10.

*Energía generada por SFCR (kWh/mes).*

<b>Mes</b>	<b>Irradiación mensual kWh/Día</b>	<b>PR</b>	<b>Energía disponible kWh/día</b>	<b>Días</b>	<b>Factor de rendimiento k</b>	<b>Energía mensual kWh/mes</b>
Enero	3,36	0,7	5,83	31	0,9	162,74
Febrero	3,18	0,7	5,52	28	0,9	139,12
Marzo	3,51	0,7	6,09	31	0,9	170,00
Abril	3,93	0,7	6,82	30	0,9	184,21
Mayo	3,96	0,7	6,87	31	0,9	191,80
Junio	3,75	0,7	6,51	30	0,9	175,77
Julio	3,56	0,7	6,18	31	0,9	172,43
Agosto	4,04	0,7	7,01	31	0,9	195,67
Septiembre	4,11	0,7	7,13	30	0,9	192,64
Octubre	4,38	0,7	7,60	31	0,9	212,14
Noviembre	4,25	0,7	7,38	30	0,9	199,21
Diciembre	3,93	0,7	6,82	31	0,9	190,35
<b>Energía de generación anual</b>						<b>2 186,08</b>

Fuente: Elaboración propia

### 3.7. Evaluación económica SFCR

Para el presente proyecto se realizara el análisis económico y financiero. Este estudio nos permitirá conocer la viabilidad económica del proyecto propuesto para la Institución Educativa N°16531, donde se tendrán los indicadores que nos permitirán evaluar la implementación del sistema fotovoltaico conectado a la red.

Los indicadores que se utilizarán son el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Periodo de Retorno (PR), estos indicadores permitirán tener un análisis económico y financiero del proyecto.

#### 3.7.1. Presupuesto del SFCR

En la Tabla 11 se muestra el presupuesto de la implementación del sistema fotovoltaico conectado a la red el que se realizó con precios actuales de los equipos y materiales que se utilizaran en el diseño.

Tabla 11.

*Presupuesto de la instalación fotovoltaica conectada a red*

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario (S/.)	Parcial (S/.)
<b>1.00</b>	<b>Modulo solar</b>				<b>5 213,84</b>
1.01	Panel solar Jinko Solar JKM-310PP-72	und	8	583,23	4 665,84
1.02	Estructura soporte paneles	und	8	68,5	548
<b>2.00</b>	<b>Unidad de control y potencia</b>				<b>5 562,03</b>
2.01	Inversor interconectado Fronius Primo 6.0-1	und	1	5 282,03	5 282,03
2.02	Medidor bidireccional Fronius Smart Meter 63A-1	und	1	280	280
<b>3.00</b>	<b>Sistema de protección</b>				<b>496,780</b>
3.01	Fusible DF ELECTRIC 10A	und	4	17,42	69,68
3.02	Porta fusibles 10x38 PV	und	4	9,90	39,60

3.03	Interruptor termomagnético CC ABB 10A	und	2	46,90	93,80
3.04	Interruptor termomagnético CA 30A BTICINO	und	1	49,90	49,90
3.05	Interruptor diferencial 40 A BTICINO	und	1	189,00	189,00
3.06	Caja de protecciones CC	und	1	14,90	14,90
3.07	Tablero de protecciones CA	und	1	39,90	39,90
4.00	<b>Cables</b>				<b>307,560</b>
4.01	Cable NH-80 1,5 mm <sup>2</sup>	m	36	0,93	33,48
4.02	Cable NH-80 2,5 mm <sup>2</sup>	m	68	1,27	86,36
4.03	Cable NH-80 4 mm <sup>2</sup>	m	14	1,83	25,62
4.04	Tubo PVC 20mm	m	33	0,90	29,70
4.05	Tornillos, tarugos, Abrazaderas	gbl	1	132,40	132,40
				<b>Costo Directo (S/.)</b>	<b>11 580,21</b>
				Gastos generales (10%)	1 158,021
				Utilidad (5%)	579,010
				<b>Subtotal (S/.)</b>	<b>13 317,24</b>
				IGV (18%)	2 397,103
				<b>Presupuesto total (S/.)</b>	<b>15 714,34</b>

Fuente: Elaboración Propia

### 3.7.2. Costo de la energía anual del SFCR

Para establecer el ahorro económico de la energía generada es necesario contar con el precio referencial del *kWh* para esto tomamos el precio del consumo eléctrico del pliego tarifario vigente correspondiente a Puerto Chinchipe, Provincia de San Ignacio departamento de Cajamarca, publicado el 04 de septiembre del 2019 por Osinergmin en su página web. Como se puede apreciar en la Figura 9.

Pliego Tarifario Máximo del Servicio Público de Electricidad			
Pliego	Vigencia	Sector	Interconexion
SAN IGNACIO	4/Set/2019	4	SEIN
<b>Empresa: Electro Oriente</b>			
BAJA TENSIÓN		UNIDAD	TARIFA
			Sin IGV
<b>TARIFA BT5B: TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>			
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S./mes	4.06
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kWh	83.57

Figura 9. Pliego tarifario Electro Oriente S.A

Fuente: Osinergmin (2019)

En la Figura 9, se puede apreciar el pliego tarifario del servicio de electricidad regulado por Osinergmin, por lo cual se toma el precio referencial de la tarifa BT5B donde se tiene un costo del kWh de S/.0,8357 con el cual se determinara el ahorro económico por consumo de energía anual. Para poder calcular el costo de la energía anual se empleara la ecuación 16:

$$CE_{ANUAL} = ET \times CP_{kWh} \quad (16)$$

Donde;

$CE_{ANUAL}$  : Es el costo de energía anual del sistema de fotovoltaico conectado.

$ET$  : Es la energía total.

$CP_{kWh}$  : Es el precio de energía por cargo referencial.

Los cálculos se obtendrán en la siguiente tabla.

Tabla 12.

*Evaluación anual con energía del SFCR*

Costo unitario S./kWh	Energía kWh/año	Total S./año
0, 8357	2 186,08	1 826,90

Fuente: Elaboración propia

En el cálculo realizado se obtuvo una producción de energía de 2 186,08 kW al año con costo de energía anual del sistema fotovoltaica de S/. 1 826,90.

### 3.7.3. Determinación de la caja de flujo neto

Con el flujo de caja neto se permite ver los ingresos y egresos netos que tendría el proyecto durante los años de operación, es decir en un horizonte de 25 años de vida útil de los paneles fotovoltaicos.

#### Estructura del flujo de caja

Los elementos que componen el flujo de caja son la inversión inicial, los diferentes ingresos y egresos que se darán durante el tiempo de operación del proyecto.

- **Ingresos y egresos proyectados:** Los ingresos que recibirá el proyecto se obtendrán de los fondos generados al dejar de pagar la facturación mensual a la empresa concesionaria como resultado de la implementación del proyecto; mientras que los egresos a considerar la operación y mantenimiento del sistema.

Para el mantenimiento y operación el cual se hará cargo la Institución Educativa como lo que concierne a la limpieza de los paneles solares los que se realizaran cada 3 meses, por lo que en el año se harán 4 mantenimientos a cargo de la Institución Educativa, además en la Tabla 13 se muestra los costos por mantenimiento y operación anual de los equipos del sistema fotovoltaico conectado a red:

Tabla 13.

*Costo de mantenimiento anual*

<b>Equipos del sistema fotovoltaico conectado a la red</b>	<b>Costos de mantenimiento (S/.)</b>
Paneles solares	45
Inversor	35
<b>Total del mantenimiento anual</b>	<b>80</b>

Fuente: Elaboración Propia



En la siguiente tabla se mostrara el flujo de caja neto.

Tabla 14.

*Análisis del flujo de caja neto.*

<b>Año</b>	<b>Ingresos totales (S/.)</b>	<b>Egresos totales (S/.)</b>	<b>Costo fijo (S/.)</b>	<b>Flujo de caja neto (S/.)</b>
0			-15 714,34	-15 714,34
1	1 826,90	80		-13 967,44
2	1 826,90	80		-12 220,54
3	1 826,90	80		-10 473,64
4	1 826,90	80		-8 726,74
5	1 826,90	80		-6 979,84
6	1 826,90	80		-5 232,94
7	1 826,90	80		-3 486,04
8	1 826,90	80		-1 739,14
9	1 826,90	80		7,76
10	1 826,90	80		1 754,66
11	1 826,90	80		3 501,56
12	1 826,90	80		5 248,46
13	1 826,90	80		6 995,36
14	1 826,90	80		8 742,26
15	1 826,90	80		10 489,16
16	1 826,90	80		12 236,06
17	1 826,90	80		13 982,96
18	1 826,90	80		15 729,86
19	1 826,90	80		17 476,76
20	1 826,90	80		19 223,66
21	1 826,90	80		20 970,56
22	1 826,90	80		22 717,46
23	1 826,90	80		24 464,36
24	1 826,90	80		26 211,26
25	1 826,90	80		27 958,16

Fuente: Elaboración propia

El resultado obtenido en la Tabla 14, con las condiciones otorgadas en el proyecto del sistema fotovoltaico conectado a la red, lo hace viable debido a que la inversión inicial se recupera, asimismo el proyecto está calculado para una vida útil de 25 años.

### 3.7.4. Análisis de rentabilidad

Para obtener el flujo neto total se tiene en cuenta el comportamiento de los ingresos y egresos de dinero. Determinando la conveniencia de la implementación del proyecto en términos monetarios, se calcula el VAN y TIR y se obtiene una tasa de interés del 10% consultado a una entidad bancaria (Mi Banco) sede Jaén para el mes de febrero del año 2020, para el financiamiento del proyecto sistema fotovoltaico conectado a red para un periodo de 25 años.

Tabla 15.

*Flujo de caja anual*

<b>Año</b>	<b>Flujo efectivo ( S/.)</b>
0	-15 714,34
1	1 746,90
2	1 746,90
3	1 746,90
4	1 746,90
5	1 746,90
6	1 746,90
7	1 746,90
8	1 746,90
9	1 746,90
10	1 746,90
11	1 746,90
12	1 746,90
13	1 746,90
14	1 746,90
15	1 746,90
16	1 746,90
17	1 746,90
18	1 746,90

19	1 746,90
20	1 746,90
21	1 746,90
22	1 746,90
23	1 746,90
24	1 746,90
25	1 746,90

Fuente: Elaboración propia

Con los valores obtenidos en la Tabla 15, se puede calcular el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), con datos de flujo de caja anual que se manejan durante un periodo de 25 años.

Tabla 16.

*Cálculo del VAN, TIR y periodo de retorno*

<b>Indicadores económicos</b>	<b>Valores</b>
Valor actual neto	S/. 142,34
Tasa interna de rentabilidad	10%
Periodo de retorno	8,995 años

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 16 se muestran los valores obtenidos de los indicadores económicos, así mismo se da a conocer que la implementación del sistema fotovoltaico conectado a la red es beneficioso y rentable a largo plazo ya que se tiene un tiempo de retorno de la inversión de 8 años 11 meses y 28 días.

#### IV. RESULTADOS

En la Tabla 17, se puede apreciar los resultados del diseño para el sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR), así como las especificaciones técnicas, consumo promedio diario, tensión en el punto máximo de potencia, el número de paneles fotovoltaicos conectados en serie y en paralelo. Como resultados del diseño se ha obtenido paneles de 310  $Wp$  con una tensión y corriente en el punto máximo de potencia 37V y 8,38A.

Tabla 17.

*Resultados del generador fotovoltaico*

Especificaciones técnicas de diseño	Consumo promedio diario $kW/día$	Voltaje en el punto máximo de potencia del SFCR (V)	Número de paneles fotovoltaicos		
			Serie	Paralelo	Total
Panel FV policristalino JINKO SOLAR (JKM310PP-72) con una potencia nominal de 310Wp, tensión en el punto máximo de potencia 37V, corriente en el punto máximo de potencia 8,38.	5,18	148	4	2	8

Fuente: Elaboración propia

La Tabla 18, se muestra el resultado del sistema de potencia, se ha considerado un inversor monofásico de 6  $kW$  de potencia nominal, con un voltaje de entrada 80 V y frecuencia de 50Hz/60Hz.

Tabla 18.

*Resultados del sistema de potencia*

Especificaciones técnicas de diseño	Corriente de entrada (A)	Cantidad de inversores
Inversor FRONIUS PRIMO 6,0-1, potencia nominal 6 kW, voltaje mínimo de entrada de CC 80V, frecuencia 50Hz/60Hz y una eficiencia de 98%	18	1

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 10 se muestra la energía producida por el sistema fotovoltaico conectado a la red versus el consumo facturado; donde el sistema fotovoltaico conectado a la red en algunos casos produce más de lo consumido, en este caso solo se pagara en el recibo el cargo fijo mensual más el alumbrado ya que la energía activa fue cubierta por el sistema fotovoltaico además si hay excedente no se puede vender a la concesionaria o empresa distribuidora por no tener una normativa.

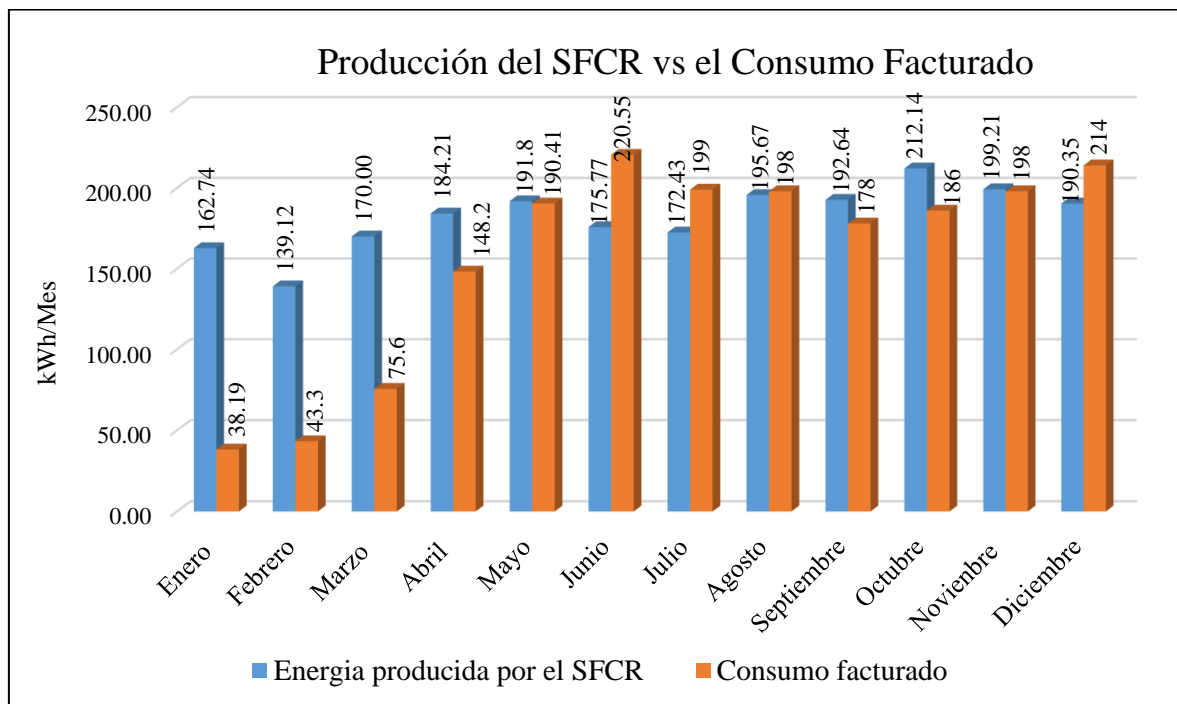


Figura 10. Producción del SFCR vs consumo facturado

Fuente: Elaboración propia

Cuando el consumo incrementa a lo considerado por el dimensionamiento se puede comprar a la concesionaria lo necesario para poder cubrir la demanda; además este sistema fotovoltaico fue dimensionado con la radiación más desfavorable que fue en el mes de febrero.

El resultado obtenido de la evaluación económica del proyecto en el cual determina un VAN de S/. 142,34 y un TIR de 10 %, con un índice de recuperación de toda la inversión de 8,995 años.

## V. DISCUSIÓN

Alcedo y Gonzales (2018), obtuvo datos de radiación del software PVSYS para lo cual obtiene una radiación promedio de  $6.06 \text{ kWh/m}^2 / \text{día}$  para la zona de Arequipa en un ángulo de inclinación de  $15^\circ$ . Para nuestro proyecto se tomó los datos de radiación promedio mensual del aplicativo NASA, por lo que se consideró un ángulo de inclinación de  $5^\circ$  donde se obtiene una radiación de  $3,18 \text{ kWh/m}^2 / \text{día}$  en el mes más crítico siendo febrero, por lo que se puede decir que la radiación es diferente en cada lugar.

Mesones (2019), nos dice que la potencia instalada en el restaurante “El Zarco” ubicado en Cajamarca es de  $9\ 881 \text{ W}$  y tiene un consumo durante el día de  $91\ 842 \text{ kWh/día}$ . Por lo que en nuestro proyecto se tiene una potencia instalada de  $4\ 755 \text{ W}$ , con un consumo de energía diario de  $5,18 \text{ kWh/día}$ ,

Vega (2019), en el dimensionamiento de componentes de su proyecto le dio como resultado un inversor de conexión a red de  $3,70 \text{ kW}$ , por lo que en otra parte el campo fotovoltaico obtuvo 2 ramales en paralelo y cada ramal lo conformaron 5 paneles en serie cada uno de  $295 \text{ W}$  obteniendo así una potencia total de  $2,95 \text{ kW}$ . En el dimensionamiento de nuestro proyecto se obtuvo como resultado 8 paneles de los cuales 4 paneles en serie y 2 ramales en paralelos, teniendo cada panel solar una potencia de  $310 \text{ Wp}$ , 1 inversor de conexión a red monofásico de  $6\ 000 \text{ W}$  con una frecuencia de  $50 \text{ Hz}/60 \text{ Hz}$  y un rendimiento de 98%, además se dimensionó los equipos de protección y se obtuvo que se necesitan 4 fusibles, 2 interruptores termomagnéticos CC, 1 interruptores termomagnéticos CA, 1 medidor bidireccional y 1 interruptor diferencial.

Cornejo (2013), en su evaluación económica considera un costo de mantenimiento anual de  $S/.70$  donde se considera el mantenimiento de los paneles fotovoltaicos, inversor y medidor; asimismo Plasencia (2018); Vega (2019) consideran un mantenimiento anual del sistema fotovoltaico conectado a red de  $S/.50$  donde se considera el mantenimiento de los

paneles fotovoltaicos e inversor. Por lo que en nuestro proyecto se consideró un mantenimiento anual de S/. 80 para el inversor y de los paneles fotovoltaico, asimismo la Institución Educativa se encargara realizar de la limpieza de los paneles fotovoltaicos.

Plasencia (2018) en la evaluación económica realizada a su proyecto obtuvo un VAN de S/. 97,09 y una TIR de 10,52 % con una tasa mínima del 10,5 % (Banco Financiero), y a la misma vez el tiempo de recuperación de la inversión es de 9,241 años lo que hace que la inversión sea rentable. Por lo que en nuestro proyecto la evaluación económica realizada se obtiene una inversión inicial de S/. 15 714,34 con un VAN de S/. 142,34 y un TIR de 10 % con una tasa mínima de 10% (Mi Banco) para el mes de febrero del año 2020, a su vez el tiempo de recuperación de la inversión es de 8,995 años por lo que hace que la inversión sea rentable.



## VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 6.1. Conclusiones

De los datos obtenidos en la evaluación del recurso solar para el lugar del proyecto de investigación, se tiene que el nivel de radiación promedio mensual en el mes más desfavorable es de  $3,18 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$  en un ángulo de inclinación óptimo de  $5^\circ$ .

En la Institución Educativa N°16531 se tiene una potencia instalada de  $4\,755\text{W}$ , con un consumo de energía eléctrica diaria de  $5,18 \text{ kWh}$ , un factor de rendimiento de los paneles fotovoltaicos de 90% y la energía suministrada en condiciones reales de trabajo del sistema fotovoltaico conectado a la red es de  $2\,186.08\text{KWh/año}$ .

En el dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red se determinó 8 paneles fotovoltaicos de  $310 \text{ Wp}$ , 1 inversor de  $6\,000\text{W}$  con un rendimiento de 98% y las protecciones que se necesitan para el diseño son 4 fisibles, 2 interruptores termomagnéticos CC, 1 interruptores termomagnéticos CA, 1 medidor bidireccional y 1 interruptor diferencial.

En la evaluación económica realizada en el proyecto se obtuvo un VAN de S/.142,34 y una TIR de 10%, considerando una tasa de interés de 10% consultado en la entidad financiera Mi Banco y el periodo de retorno es de 8,995 años, por lo tanto el proyecto es rentable a largo plazo.

## **6.2. Recomendaciones**

Se recomienda a la Institución Educativa implementar el sistema fotovoltaico conectado a la red con el diseño realizado, lo cual no implicaría para la Institución Educativa N°16531 que la empresa prestadora del servicio eléctrico le colocara cualquier penalidad por infringir la normativa.

En la ubicación de los paneles solares se debe tener en cuenta obstáculos de cualquier tipo que puedan interferir en la radiación solar que va a recibir los paneles solares para que esto no pueda afectar en el rendimiento del sistema fotovoltaico. En donde van a estar ubicados los dispositivos, elementos e inversor debe ser hermético y permanecer bien cerrado para evitar daños ocasionados por humedad.

Si la demanda eléctrica se incrementa a la considerada en el dimensionamiento, se recomienda ampliar el número de paneles para cubrir totalmente la nueva demanda de energía de la Institución Educativa N°16531, o en todo caso la demanda de energía incrementada por ampliación se compra a la red.

## VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AENOR. (2002). Reglamento Electrotécnico para baja tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) BT 01 a BT 5. Asociación Española de Normalización y Certificación, España.
- Alcedo , L. A., y Gonzales, G. E. (2018). Diseño de un sistema fotovoltaico de conexión a red de 500kW para reducir la facturación en el consumo de la demanda de energía eléctrica Centro de Datos Bitel - Arequipa. (*Tesis de pregrado*). Universidad Nacional del Callao, Callao, Perú.
- Buele, L. X., Orozco, J. J., y Montealegre, J. (2015). Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de generación distribuida conectada a red para autoconsumo con sistema de almacenamiento de energía en una vivienda unifamiliar en la provincia del Guayas y análisis de viabilidad técnica y económica. *Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)*.
- Casa , M., y Barrio, M. (2012). *Instalaciones Solares Fotovoltáicas*. Barcelona: Marcombo.
- Castañeda, R. A. (2015). *Manual para la evaluación técnica-económica de: “Sistemas Fotovoltáicos Interconectados a la Red apoyados a través del Programa de Fideicomiso de Riesgo Compartido”*. Mexico: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit.
- Castejon, A., y Santamaria , G. (2012). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. España: Editex.
- Cornejo, H. (2013). *Sistema solar fotovoltaico de conexión a red en el Centro Materno Infantil de la Universidad de Piura*. Universidad de Piura, Piura.
- Cotrim, A. (2005). *Instalaciones eléctricas* (3° ed.). Sao Pablo: Pearson Prentise Hall.
- Díaz, T., y Carmona , G. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. España: McGraw-Hill.
- Espinoza, R., Luque, C., Muñoz, E., y de la Casa, J. (2017). Barreras a superar en el intento de una intervención masiva de sistemas FV conectados a la red en el Perú. *Tecnia*, 27(1), 7-13. doi:<https://doi.org/10.21754/tecnica.v27i1.120>
- Fernandez, J. (2010). *Diseño de una central solar fotovoltaica de 3MW y conexión a red de distribución mediante línea de 15kV y centro de seccionamiento*. Universidad Carlos III de Madrid., Leganes.

- Fernández, L. G., y Cervantes, A. (2017). Proyecto de diseño e implementación de un sistema fotovoltaico de interconexión a la red eléctrica en la Universidad Tecnológica de Altamira. (*Maestría*). Centro de Investigación en Materiales Avanzados CIMAV, Altamira.
- Hernández, L., Gallardo, S., y Alonso, V. (2019). A review of photovoltaic systems: Design, operation and maintenance. *Solar Energy*, 426-440.
- IDAE. (2011). *Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red*. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, España.
- Jaime, A. M. (2007). *Cálculo para líneas de conducción eléctricas*. Obtenido de <https://es.slideshare.net/JaimeFelipeAlvaridoM/clculodelosconductoreselectricos483>.
- Mejía, E. J. (2018). *Diseño de un sistema fotovoltaico autónomo para el suministro de energía eléctrica al laboratorio de Ingeniería Mecánica de la Universidad Politécnica Amazónica*. Universidad Politécnica Amazónica, Bagua Grande.
- Mesones, P. F. (2019). Dimensionamiento y selección de un sistema solar fotovoltaico de conexión a red para el restaurante “El zarco” ubicado en la ciudad de Cajamarca. (*Tesis de pregrado*). Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque.
- MINEM-DGE. (2006). *Código Nacional de Electricidad - Utilización*. Ministerio de Energía y Minas, Lima.
- Perpiñán, O. (2015). *Energía solar fotovoltaica*. Sevilla: Creative Commons.
- Plasencia, J. C. (2018). Diseño de un sistema fotovoltaico interconectado a red de 4.5 kW en el complejo policial la despensa en el distrito de José Leonardo Ortiz - provincia de Chiclayo - Lambayeque. (*Tesis de pregrado*). Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque.
- Ramos, H., y Luna, R. (2014). Diseño de un sistema fotovoltaico integrado a la red para el área de estacionamiento de la Universidad Tecnológica de Salamanca. (*Maestría*). Universidad Tecnológica de Salamanca, Chihuahua.
- Varo, D., y Menéndrez, H. (2017). Análisis del rendimiento de un sistema fotovoltaico conectado a red de 10MW, excluyendo el efecto de la temperatura. *Tecnología@ y desarrollo*, 1-11.
- Vega, L. E. (2019). Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a red de 3,7 kW para el laboratorio de electricidad y máquinas eléctricas de la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo. (*Tesis de pregrado*). Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque.


## ANEXOS

### Anexo 1: Recibos eléctricos de la Institución Educativa N°16531

**RECIBO N° 350-03295991**  
San Jose de lourdes, San Ignacio -

**Enero-2018**

Para Consultas, su código es: **30950620**  
**COLEGIO NUESTRO, SEÑOR DE LOS MILAGROS**  
Av. SAN ANTONIO 0030 Cas. PUERTO CHINCHIPE



**Electro Oriente**  
Generando Progreso  
EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PÚBLICO  
DE ELECTRICIDAD DEL ORIENTE S.A.  
JR. DOS DE MAYO N° 437 - CHACHAPOYAS  
R.U.C. 20103795631

RECIBO por Consumo del 24/12/2017 al 23/01/2018

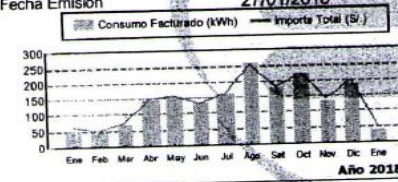
Cargo Fijo	3.9:
Cargo por Reposición y Mantenimiento	1.1:
Ene Activa(S/ 0.7961 x 38.1900 kWh)	30.41
AlumbradoPublico (Alícuota : S/ 0.4011)	2.8
Interés Compensatorio	0.7
Ajuste Tarifario	2.2
<b>SUB TOTAL</b>	<b>41.2</b>
Interés Moratorio	0.0
Saldo por redondeo	-0.0
Diferencia de redondeo	0.0
Aporte Ley Nro. 28749	0.0083
<b>TOTAL RECIBO DE ENERO-2018</b>	<b>41.9</b>
Deuda Anterior ( 1 Mes )	166.4
Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 1.10	

---

**DATOS DEL SUMINISTRO Y CONSUMO**

Tensión 220 V - BT  
Sub. Estación N° D-240739 ( SE0097 )  
Tipo de Conexión Monofásica-Aérea(C1.1)  
Opción Tarifaria BT5B - No Residencial  
Medidor N° 000001130111337 - Electrón.  
Hilos 2  
Lectura Anterior 23,577.91 (23/12/2017)  
Lectura Actual 23,616.10 (23/01/2018)  
Diferencia de Lectura 38.19  
Factor 1.0000  
Consumo 38.19 kWh  
Cons. Prom.(6) 191.78 kWh

Potencia Contratada 0.50 kW.  
Inicio Contrato 28/10/2002  
Término Contrato 27/10/2018  
Fecha Emisión 27/01/2018



**Año 2018**

Importe 2 Últimos Meses Facturados	
Nov - 2017 S/ 117.30	Dic - 2017 S/ 166.40

**Fecha Corte:14/02/2018**  
Si paga hasta la fecha de vencimiento evitará el corte, gastos y molestias innecesarias.

**13/02/2018**


**IMPORTE FACTURADOS**


**TOTAL A PAGAR S/ \*\*\*\*\*208.00**

---

**FECHA DE VENCIMIENTO**

RECIBO N° 350-03295991 **Enero-2018**  
Suministro: 30950620 COLEGIO NUESTRO, SEÑOR D  
**San Jose de lourdes, San Ignacio - Cajamarca/**  
1401 - 13391 - 400 / 27/01/2018 / 13/02/2018  
**TOTAL A PAGAR S/ \*\*\*\*\*208.00**





**Electro Oriente** R.U.C. 20103795631

Figura 11. Recibo del mes de enero

RECIBO N° 350-03388528  
San jose de lourdes, San Ignacio -

Febrero-2018



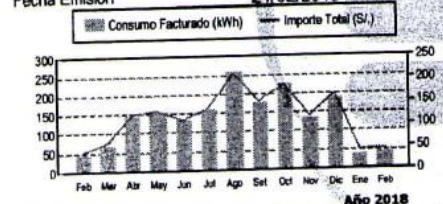
**Electro Oriente**  
Generando Progreso  
EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PÚBLICO  
DE ELECTRICIDAD DEL ORIENTE S.A.  
JR. DOS DE MAYO N° 437 - CHACHAPOYAS  
R.U.C. 20103795631

Para Consultas, su código es: **30950620**  
**COLEGIO NUESTRO, SEÑOR DE LOS MILAGROS**  
Av. SAN ANTONIO 0030 Cas. PUERTO CHINCHIPE

**DATOS DEL SUMINISTRO Y CONSUMO** **IMPORTES FACTURADOS**

Tensión 220 V - BT  
Sub. Estación N° D-240739 ( S212 )  
Tipo de Conexión Monofásica-Aérea(C1.1)  
Opción Tarifaria BT5B - No Residencial (ST4)  
Medidor N° 000001130111337 - Electrón.  
Hilos 2  
Lectura Anterior 23,616.10 (23/01/2018)  
Lectura Actual 23,659.40 (20/02/2018)  
Diferencia de Lectura 43.30  
Factor 1.0000  
Consumo 43.30 kWh  
Cons. Prom.(6) 170.84 kWh

Potencia Contratada 0.50 kW.  
Inicio Contrato 28/10/2002  
Término Contrato 27/10/2018  
Fecha Emisión 24/02/2018



Importe 2 Últimos Meses Facturados	
Dic - 2017 S/ 166.40	Ene - 2018 S/ 41.60



**FECHA DE VENCIMIENTO** 13/03/2018

Recibo por Consumo del 24/01/2018 al 20/02/2018

Cargo Fijo	3.94
Cargo por Reparación y Mantenimiento	1.14
Ene Activa(S/ 0.8110 x 43.3000 kWh)	35.12
Alumbrado Público (Alícuota : S/ 0.4255)	2.98
Interés Compensatorio	0.26
Interés Compensatorio	43.44
SUB TOTAL	0.03
Interés Moratorio	-0.01
Saldo por redondeo	-0.02
Diferencia de redondeo	0.36
Aporte Ley Nro. 28749 0.0083	
<b>TOTAL RECIBO DE FEBRERO-2018</b>	<b>43.80</b>
Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 1.41	

**TOTAL A PAGAR S/ \*\*\*\*\*43.80**

RECIBO N° 350-03388528 **Febrero-2018**  
Suministro: 30950620 COLEGIO NUESTRO, SEÑOR D  
**San jose de lourdes, San Ignacio - Cajamarca/**  
1401 - 13391 - 400 / 24/02/2018 / 13/03/2018  
**TOTAL A PAGAR S/ \*\*\*\*\*43.80**



Figura 12. Recibo del mes de febrero



RECIBO N° 350-03480169

**Marzo-2018**

San Jose de lourdes, San Ignacio -

Para Consultas, su código es: **30950620**

**COLEGIO NUESTRO, SEÑOR DE LOS MILAGROS**

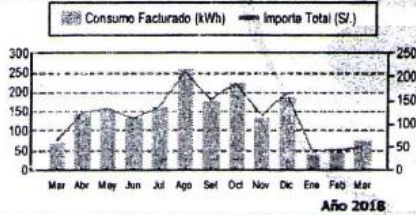
Av. SAN ANTONIO 0030 Cas. PUERTO CHINCHIPE

**DATOS DEL SUMINISTRO Y CONSUMO**

**IMPORTE FACTURADOS**

Tensión y SED 220 V - BT / D-240739  
Sist. Eléctrico S212 San Ignacio (ST4)  
Tipo de Conexión Monofásica-Aérea(C1.1)  
Opción Tarifaria BT5B - No Residencial  
Medidor N° 000001130111337 - Electrón.  
Hilos 2  
Lectura Anterior 23,659.40 (20/02/2018)  
Lectura Actual 23,735.00 (23/03/2018)  
Diferencia de Lectura 75.60  
Factor 1.0000  
Consumo 75.60 kWh  
Cons. Prom.(6) 135.05 kWh  
  
Potencia Contratada 0.50 kW.  
Inicio Contrato 28/10/2002  
Término Contrato 27/10/2018  
Fecha Emisión 27/03/2018

Recibo por Consumo del 21/02/2018 al 23/03/2018  
Cargo Fijo 3.96  
Cargo por Reposición y Mantenimiento 1.14  
Ene.Activa(S/ 0.8232 x 75.6000 kWh) 62.23  
AlumbradoPublico (Alicuota : S/ 0.4261) 2.98  
Interés Compensatorio 0.08  
SUB TOTAL 70.39  
Dev. CASE-Ley N° 30543 -21.44  
Saldo por redondeo 0.02  
Aporte Ley Nro. 28749 0.0083 0.63  
  
TOTAL RECIBO DE MARZO-2018 49.60  
Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 2.55



Importe 2 Últimos Meses Facturados	
Ene - 2018 S/ 41.60	Feb - 2018 S/ 43.80



**FECHA DE VENCIMIENTO 13/04/2018**

**TOTAL A PAGAR S/ \*\*\*\*\*49.60**

RECIBO N° 350-03480169 **Marzo-2018**  
Suministro: 30950620 COLEGIO NUESTRO, SEÑOR D  
**San Jose de lourdes, San Ignacio - Cajamarca /**  
1401 - 11355 - 400 / 27/03/2018 / 13/04/2018  
**TOTAL A PAGAR S/ \*\*\*\*\*49.60**



Figura 13. Recibo del mes de marzo

RECIBO N° 350-03574172  
 San Jose de lourdes, San Ignacio -

**Abril-2018**



**Electro Oriente**  
 Generando Progreso  
 EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PÚBLICO  
 DE ELECTRICIDAD DEL ORIENTE S.A.  
 JR. DOS DE MAYO N° 437 - CHACHAPOYAS  
 R.U.C. 20103795631

Para Consultas, su código es: **30950620**  
**COLEGIO NUESTRO, SEÑOR DE LOS MILAGROS**  
 Av. SAN ANTONIO 0030 Cas. PUERTO CHINCHIPE

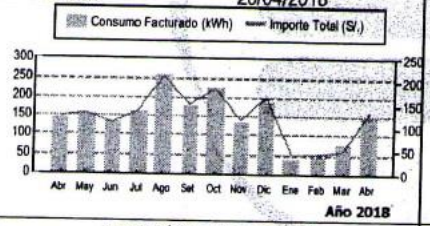
155

**DATOS DEL SUMINISTRO Y CONSUMO** **IMPORTE FACTURADOS**

Tensión y SED 220 V - BT / D-240739  
 Sist. Eléctrico S212 San Ignacio (ST4)  
 Tipo de Conexión Monofásica-Aérea(C1.1)  
 Opción Tarifaria BT5B - No Residencial  
 Medidor N° 000001130111337 - Electrón.  
 Hilos 2  
 Lectura Anterior 23,735.00 (23/03/2018)  
 Lectura Actual 23,883.20 (22/04/2018)  
 Diferencia de Lectura 148.20  
 Factor 1.0000  
 Consumo 148.20 kWh  
 Cons. Prom.(6) 118.33 kWh

Recibo por Consumo del 24/03/2018 al 22/04/2018  
 Cargo Fijo 3.97  
 Cargo por Reposición y Mantenimiento 1.14  
 Ene.Activa(S/ 0.8247 x 148.2000 kWh) 122.22  
 AlumbradoPublico (Alicuota : S/ 0.4326) 5.19  
 Interés Compensatorio 0.05  
 SUB TOTAL 132.57  
 Aporte Ley Nro. 28749 0.0083 1.23  
 TOTAL RECIBO DE ABRIL-2018 133.80  
 Aporte FOSE(Ley Nº27510) S/ 4.85

Potencia Contratada 0.50 kW.  
 Inicio Contrato 28/10/2002  
 Término Contrato 27/10/2018  
 Fecha Emisión 26/04/2018



Importe 2 Últimos Meses Facturados	
Feb - 2018 S/ 43.80	Mar - 2018 S/ 49.80



**FECHA DE VENCIMIENTO 12/05/2018**

**TOTAL A PAGAR S/ \*\*\*\*\*133.80**

RECIBO N° 350-03574172 **Abril-2018**  
 Suministro: 30950620 COLEGIO NUESTRO, SEÑOR D  
**San Jose de lourdes, San Ignacio - Cajamarca/**  
 1401 - 13391 - 400 / 26/04/2018 / 12/05/2018  
**TOTAL A PAGAR S/ \*\*\*\*\*133.80**



Figura 14. Recibo del mes de abril



RECIBO Nº 350-03668077  
 San Jose de lourdes, San Ignacio -

Mayo-2018



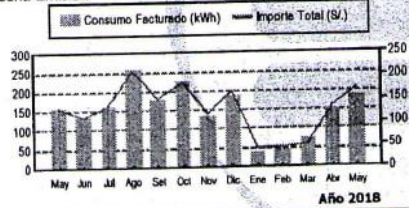
Para Consultas, su código es: **30950620**  
**COLEGIO NUESTRO, SEÑOR DE LOS MILAGROS**  
 Av. SAN ANTONIO 0030 Cas. PUERTO CHINCHIPE

**DATOS DEL SUMINISTRO Y CONSUMO** **IMPORTES FACTURADOS**

Tensión y SED 220 V - BT / D-240739  
 Sist. Eléctrico S212 San Ignacio (ST4)  
 Tipo de Conexión Monofásica-Aérea(C1.1)  
 Opción Tarifaria BT5B - No Residencial  
 Medidor Nº 000001130111337 - Electrón.  
 Hilos 2  
 Lectura Anterior 23,883.20 (22/04/2018)  
 Lectura Actual 24,073.61 (23/05/2018)  
 Diferencia de Lectura 190.41  
 Factor 1.0000  
 Consumo 190.41 kWh  
 Cons. Prom.(6) 105.37 kWh

Recibo por Consumo del 23/04/2018 al 23/05/2018 3.99  
 Cargo Fijo 1.14  
 Cargo por Reposición y Mantenimiento 153.45  
 Ene.Activa(S/ 0.8059 x 190.4100 kWh) 10.94  
 Alumbrado Público (Alcuota : S/ 0.4376) 0.26  
 Interés Compensatorio 169.78  
 SUB TOTAL 0.04  
 Diferencia de redondeo 1.58  
 Aporte Ley Nro. 28749 0.0083  
 TOTAL RECIBO DE MAYO-2018 171.40  
 Aporte FOSE(Ley Nº27510) S/ 6.89

Potencia Contratada 0.50 kW.  
 Inicio Contrato 28/10/2002  
 Término Contrato 27/10/2018  
 Fecha Emisión 27/05/2018



Importe 2 Últimos Meses Facturados	
Mar - 2018 S/ 49.60	Abr - 2018 S/ 133.80



13/06/2018

FECHA DE VENCIMIENTO

TOTAL A PAGAR S/ \*\*\*\*\*171.40

RECIBO Nº 350-03668077 Mayo-2018  
 Suministro: 30950620 COLEGIO NUESTRO, SEÑOR D  
 San Jose de lourdes, San Ignacio - Cajamarca/  
 1401 - 13391 - 400 / 27/05/2018 / 13/06/2018  
**TOTAL A PAGAR S/ \*\*\*\*\*171.40**



Figura 15. Recibo del mes de mayo

RECIBO N° 350-03779484

Junio-2018

San jose de lourdes, San Ignacio -



**Electro Oriente**  
Gerenciamiento Privado  
EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PÚBLICO  
DE ELECTRICIDAD DEL ORIENTE S.A.  
J.R. DOS DE MAYO N° 437 - CHACHAPOYAS  
R.U.C. 20103795631

Para Consultas, su código es: **30950620**  
**COLEGIO NUESTRO, SEÑOR DE LOS MILAGROS**  
Av. SAN ANTONIO 0030 Cas. PUERTO CHINCHIPE

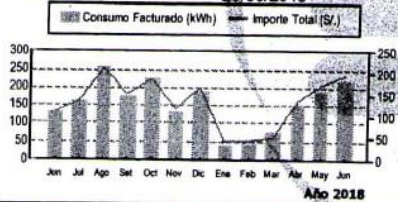
155

**DATOS DEL SUMINISTRO Y CONSUMO**

**IMPORTES FACTURADOS**

Tensión 220 V - BT / D-240739  
 Sub. Estación N° S212 San Ignacio (ST4)  
 Tipo de Conexión Monofásica-Aérea(C1.1)  
 Opción Tarifaria BT5B - No Residencial  
 Medidor N° 000001130111337 - Electrón.  
 Hilos 2  
 Lectura Anterior 24.073.61 (23/05/2018)  
 Lectura Actual 24.294.16 (22/06/2018)  
 Diferencia de Lectura 220.55  
 Factor 1.0000  
 Consumo 220.55 kWh  
 Cons. Prom.(6) 114.27 kWh  
 Potencia Contratada 0.50 kW  
 Inicio Contrato 28/10/2002  
 Término Contrato 27/10/2018  
 Fecha Emisión 26/06/2018

Recibo por Consumo del 24/05/2018 al 22/06/2018  
 Cargo Fijo 4.00  
 Cargo por Reposición y Mantenimiento 1.14  
 Ene Activa(S/ 0.7994 x 220.5500 kWh) 176.31  
 AlumbradoPublico (Alicuota : S/ 0.4236) 10.59  
 Interés Compensatorio 0.34  
 SUB TOTAL 192.38  
 Saldo por redondeo -0.04  
 Diferencia de redondeo 0.03  
 Aporte Ley Nro. 28749 0.0083 1.83  
 TOTAL RECIBO DE JUNIO-2018 194.20  
 Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 8.25



Importe 2 Últimos Meses Facturados	
Abr - 2018 S/ 133.80	May - 2018 S/ 171.40

LAS TARIFAS DE ELECTRICIDAD SON REGULADAS POR LA GERENCIA DE REGULACION DE TARIFAS (G.R.T) DE OSINERGMIN



13/07/2018

FECHA DE VENCIMIENTO

TOTAL A PAGAR S/ \*\*\*\*\*194.20

RECIBO N° 350-03779484 **Junio-2018**  
 Suministro: 30950620 COLEGIO NUESTRO. SEÑOR D  
 San jose de lourdes, San Ignacio - Cajamarca/  
 1401 - 13391 - 400 / 26/06/2018 / 13/07/2018  
**TOTAL A PAGAR S/ \*\*\*\*\*194.20**



22



**Electro Oriente**

R.U.C. 20103795631

Figura 16. Recibo del mes de junio

**"GRACIAS POR SER UN CLIENTE PUNTUAL"**

SUMINISTRO 03 0620  
codruta RUTA 711-13-53-001010



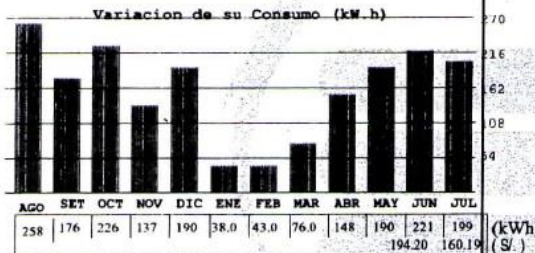
COLEGIO NUESTRO, SEÑOR DE LOS MILAGROS  
Av. SAN ANTONIO 0030 Cas. PUERTO CHINCHIPE  
PUERTO CHINCHIPE

RECIBO N° 350-03858942  
SALIDA - SS.EE. 44 - E244021

**DATOS DEL SUMINISTRO Y CONSUMO** **IMPORTE FACTURADOS**

Tarifa **BT5B** No Residencial P.C. 0.500 kW  
Opc. Tarif. Resol. 206-2013-OS/CD del 14.10.2013  
Tipo C1.1 Monofasico-Aereo Tensión 220 v  
nroserie Nro.01130111337 EM 2 hilos  
Lectura Actual 24493 23/07/2018  
Lectura Anterior 24294 22/06/2018  
Diferencia entre lecturas 198  
Factor del nroserie 1.0000  
Consumo a facturar 199.00 kW.h  
Precio unitario S././kWh 0.8058

Cargo Fijo Mensual 4.02  
Cargo por Energía 160.19  
Alumbrado Público 10.82  
Interés Compensatorio 0.42



SUBTOTAL 175.45  
Interés Moratorio 0.01  
Aporte Electríf. Rural 1 1.65  
Ajuste Tarifario 1/1 0.45  
Ajuste Tarifario 1/1 0.74

**CONSUMO JUL-2018**

FECHA EMISION 27-JUL-2018  
FECHA VENCIMIENTO 13-AGO-2018

TOTAL FACTURADO 178.30

"Cancele su recibo puntualmente y evite el pago de intereses y moras"  
"LAS TARIFAS DE ELECTRICIDAD SON FIJADAS POR OSINERGMIN"

Estimado Cliente, para una mejor atención del servicio que brindamos, agradeceremos registrar el número de su celular y correo electrónico en nuestra Oficina de Atención al Cliente ubicada en Av. Freyre N° 1168.



Redondeo Mes Anterior -0.03  
Redondeo Mes Actual 0.23

FECHA DE VENCIMIENTO  
SON: CIENTO SETENTA y OCHO con 50/100 Soles

**TOTAL S/. \*\*\*\*178.50**

Suministro : 030950620



ConsFac **JUL-2018**  
codruta 711-13-53-001010  
Tarifa BT5B  
Recibo 03858942

**TOTAL S/. \*\*\*\*178.50**



Figura 17. Recibo del mes de julio





**"GRACIAS POR SER UN CLIENTE PUNTUAL"**  
**Electro Oriente**  
 Generando Progreso  
 EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PÚBLICO  
 DE ELECTRICIDAD DEL ORIENTE S.A.  
 JR. DOS DE MAYO N° 437 - CHACHAPOYAS  
 R.U.C. 20103795631

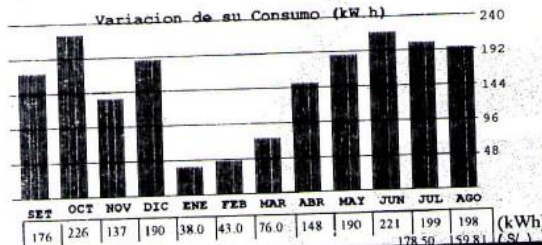
SUMINISTRO 030950620  
 codruta RUTA 711-13-53-001010

COLEGIO NUESTRO, SEÑOR DE LOS MILAGROS  
 Av. SAN ANTONIO 0030 Cas. PUERTO CHINCHIPE  
 PUERTO CHINCHIPE

RECIBO N° 350-03960183

**DATOS DE SUMINISTROS Y CONSUMO**

Tarifa **BT5B** No Residencial P.C. 0.500 kW  
 Opc. Tarif. Resol. 206-2013-OS/CD del 14.10.2013  
 Tipo C1.1 Monofasico-Aereo Tensión 220 V  
 Serie medidor N° 01130111337 EM 2 hilos  
 Lectura Actual 24691 23/08/2018  
 Lectura Anterior 24493 23/07/2018  
 Diferencia entre lecturas 198  
 Factor del medidor 1.0000  
 Consumo a facturar 198.00 kW.h  
 Precio unitario S/./kWh 0.8071



**DETALLES DE LOS IMPORTES FACTURADOS**

Cargo Fijo Mensual	4.03
Cargo por Energia	159.81
Alumbrado Público	12.20
Mantenimiento de Conexión	1.20
Reposición de Conexión	0.23
Interés Compensatorio	0.55

**Recargo FOSE: 7.51**

SUBTOTAL 178.02

Interés Moratorio 0.03  
 Aporte Electríf.Rural 1 1.64

TOTAL FACTURADO 179.69



Redondeo Mes Anterior -0.23  
 Redondeo Mes Actual 0.04

**TOTAL S/ \*\*\*\*179.50**

SON: CIENTO SETENTA y NUEVE con 50/100 Soles

Suministro : 030950620



ConsFac **AGO-2018**

codruta 711-13-53-001010  
 Tarifa BT5B C1.1  
 Recibo 03960183

**TOTAL S/ \*\*\*\*179.50**

Electro Oriente R.U.C. 20103795631

Figura 18. Recibo del mes de agosto



**Electro Oriente**  
Generando Progreso

EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PÚBLICO  
DE ELECTRICIDAD DEL ORIENTE S.A.  
JR. DOS DE MAYO N° 437 - CHACHAPOYAS  
R.U.C. 20103795631

RECIBO N° 350-04163695

SALIDA - SS.EE. R: A2443 - E244021

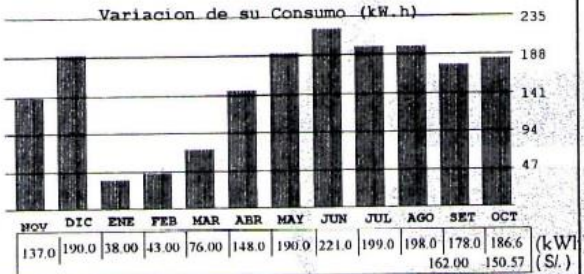
SUMINISTRO 030950620  
codruta RUTA 711-13-53-001010

COLEGIO NUESTRO, SEÑOR DE LOS MILAGROS  
Av. SAN ANTONIO 0030 Cas. PUERTO CHINCHIPE  
PUERTO CHINCHIPE

**DATOS DE SUMINISTROS Y CONSUMO**

Tarifa BT5B No Residencial P.C. 0.500 kW  
Opc. Tarif. Resol. 206-2013-OS/CD del 14.10.2013  
Tipo C1.1 Monofasico-Aereo Tensión 220 V  
Serie medidor N° 01130111337 EM 2 hilos  
Lectura Actual 25056 23/10/2018  
Lectura Anterior 24869 22/09/2018  
Diferencia entre lecturas 186  
Factor del medidor 1.0000  
Consumo a facturar 187.00 kW.h  
Precio unitario S/./kWh 0.8069

Variación de su Consumo (kW.h)



**DETALLES DE LOS IMPORTES FACTURADOS**

Cargo Fijo Mensual	4.03
Cargo por Energía	150.57
Alumbrado Público	10.28
Mantenimiento de Conexión	1.20
Reposición de Conexión	0.23
Interés Compensatorio	0.66

**Recargo FOSE: 7.09**

SUBTOTAL	166.97
Deuda Anterior 1 Mes	162.00
Interés Moratorio	0.05
Aporte Electríf. Rural 1	1.55

168.57

**MENSAJES AL CLIENTE**

**CONSUMO OCT-2018**

FECHA EMISION 27-OCT-2018  
FECHA VENCIMIENTO 13-NOV-2018  
FECHA DE CORTE 14-NOV-2018

"Cortado el servicio solo se repondrá a la cancelación total de la deuda"  
"LAS TARIFAS DE ELECTRICIDAD SON FIJADAS POR OSINERGMIN"

Estimado Cliente, los comunicados y avisos de interés, los encontrará en nuestros canales digitales oficiales: [www.elor.com.pe](http://www.elor.com.pe)  
Facebook: Electro Oriente Oficial

TOTAL FACTURADO 330.57



Redondeo Mes Anterior 0.03  
Redondeo Mes Actual -0.10

**TOTAL S/ \*\*\*\*\*330.50**

**SON: TRESCIENTOS TREINTA con 50/100 Soles**

Suministro : 030950620

ConsFac OCT-2018



codruta 711-13-53-001010  
Tarifa BT5B C1.1  
Recibo 04163695

**TOTAL S/ \*\*\*\*\*330.50**

Electro Oriente R.U.C. 20103795631

Figura 19. Recibo del mes de octubre





**Electro Oriente**  
Generando Progreso

SUMINISTRO 0309506  
codruta RUTA 711-13-53-001010

EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PÚBLICO  
DE ELECTRICIDAD DEL ORIENTE S.A.  
JR. DOS DE MAYO N° 437 - CHACHAPOYAS  
R.U.C. 20103795631

COLEGIO NUESTRO, SEÑOR DE LOS MILAGROS  
Av. SAN ANTONIO 0030 Cas. PUERTO CHINCHIPE  
PUERTO CHINCHIPE

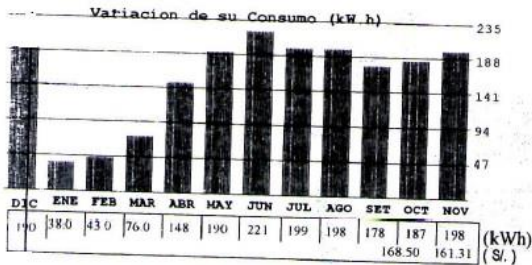
RECIBO N° 350-04268126  
SALIDA - SS.EE. R: A2443 - E244021

**DATOS DE SUMINISTROS Y CONSUMO**

**DETALLES DE LOS IMPORTES FACTURADOS**

Tarifa BT5B No Residencial P.C. 0.500 kW  
Opc. Tarif. Resol. 206-2013-OS/CD del 14.10.2013  
Tipo C1.1 Monofasico-Aereo Tensión 220 V  
Serie medidor N° 01130111337 EM 2 hilos  
Lectura Actual 25254 22/11/2018  
Lectura Anterior 25056 23/10/2018  
Diferencia entre lecturas 198  
Factor del medidor 1.0000  
Consumo a facturar 198.00 kW.h  
Precio unitario S/./kWh 0.8147

Cargo Fijo Mensual 4.04  
Cargo por Energía 161.31  
Alumbrado Público 10.06  
Mantenimiento de Conexión 1.21  
Reposición de Conexión 0.26  
Interés Compensatorio 0.89



**Recargo FOSE: 6.46**

SUBTOTAL 177.77  
Deuda Anterior 1 Mes 1.36  
Interés Moratorio 0.08  
Aporte Electríf. Rural 1 1.64

**MENSAJES AL CLIENTE**

FECHA EMISION 26-NOV-2018  
FECHA VENCIMIENTO 13-DIC-2018  
FECHA DE CORTE 14-DIC-2018

TOTAL FACTURADO 180.85

"Cortado el servicio solo se repondrá a la cancelación total de la  
"LAS TARIFAS DE ELECTRICIDAD SON FIJADAS POR OSINERGMIN"

Estimado Cliente, los comunicados y avisos de interés, los encontrará  
en nuestros canales digitales oficiales: [www.elor.com.pe](http://www.elor.com.pe)  
Facebook: Electro Oriente Oficial

Redondeo Mes Anterior 0.10  
Redondeo Mes Actual 0.05



TENGO DEUDA

**TOTAL S/ \*\*\*\*181.00**

SÓN: CIENTO OCHENTA y UN con 00/100 Soles

Suministro : 030950620

ConsFac NOV-2018



codruta 711-13-53-001010  
Tarifa BT5B C1.1  
Recibo 04268126

**TOTAL S/ \*\*\*\*181.00**

Electro Oriente R.U.C. 20103795631

Figura 20. Recibo del mes de noviembre



**Electro Oriente**  
Generando Progreso

EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PÚBLICO  
DE ELECTRICIDAD DEL ORIENTE S.A.  
JR. DOS DE MAYO N° 437 - CHACHAPOYAS  
R.U.C. 20103795631

RECIBO N° 350-04370969

SAIIDA - SS.FE. R: A2443 - F244021

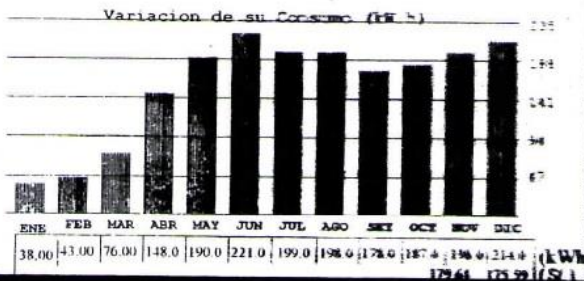
"GRACIAS POR SER UN CLIENTE PUNTUAL"

SUMINISTRO 030950620  
codruta RUTA 711-13-53-001010

COLEGIO NUESTRO, SEÑOR DE LOS MILAGROS  
Av. SAN ANTONIO 0030 Cas. PUERTO CHINCHIPE  
PUERTO CHINCHIPE

**DATOS DE SUMINISTROS Y CONSUMO**

Tarifa **BT5B** No Residencial P.C. 0.500 kW  
Opc. Tarif. Resol. 206-2013-OS/CD del 14.10.2013  
Tipo C1.1 Monofasico-Aereo Tensión 220 V  
Serie medidor N° 01130111337 EM 2 hilos  
Lectura Actual 25468 23/12/2018  
Lectura Anterior 25254 22/11/2018  
Diferencia entre lecturas 214  
Factor del medidor 1.0000  
Consumo a facturar 214.00 kW.h  
Precio unitario S./kW.h 0.8205



**DETALLES DE LOS IMPORTES FACTURADOS**

Cargo Fijo Mensual	4.05
Cargo por Energía	175.59
Alumbrado Público	10.27
Mantenimiento de Conexión	1.22
Reposición de Conexión	0.27
Interés Compensatorio	0.52

**Recargo FOSE: 6.57**

**SUBTOTAL** 191.92

Interés Moratorio 0.02  
Aporte Electrónico Rural 1 1.78

**TOTAL FACTURADO** 193.72



Redondeo Mes Anterior -0.05  
Redondeo Mes Actual -0.17

**MENSAJES AL CLIENTE**

CONSUMO DIC-2018

FECHA EMISION 27-DIC-2018  
FECHA VENCIMIENTO 12-ENE-2019

"Cancele su recibo puntualmente y evite el pago de intereses y moras".  
"LAS TARIFAS DE ELECTRICIDAD SON FIJADAS POR OSIMERGEM"

Estimado Cliente, los comunicados y avisos de interés, los encontrará en nuestros canales digitales oficiales: [www.elor.com.pe](http://www.elor.com.pe)  
Facebook: Electro Oriente Oficial

**TOTAL S/ \*\*\*\*\*193.50**

**SON: CIENTO NOVENTA y TRES con 50/100 Soles**

Suministro : 030950620

ConsFac **DIC-2018**



codruta 711-13-53-001010

Tarifa BT5B C1.1

Recibo 04370969

**TOTAL S/ \*\*\*\*\*193.50**

Electro Oriente R.U.C. 20103795631

Figura 21. Recibo del mes de diciembre



## Anexo 2: Especificaciones mecánicas y técnicas del panel solar

www.jinkosolar.com


### JKM310PP-72

POLY CRYSTALLINE MODULE  
290-310 Watt

Jinko Solar introduces a brand-new line of high performance modules in wide application.











### KEY FEATURES

-  Worldwide first PID free module under 85°C /85% RH condition: No power loss caused by potential induced degradation
-  Polycrystalline 72-cell module achieves a power output up to 310Wp
-  Entire module certified to withstand high wind loads (2400 Pascal)
-  Excellent low light performance thanks to optimize solar cell design
-  Passing anti ammonia and anti salt mist guarantees to deliver full performance in coastal or agricultural areas

### QUALITY & SAFETY

- Positive power tolerance of -0/+3% \*
- 10 year warranty on material & workmanship \*
- Industry leading power output warranty (12 years/90%, 25 years/80%)
- Premium linear performance warranty \*

#### Premium Performance Warranty



\* Based on customer requirements and contract terms

ISO9001:2008 - ISO14001:2004 - OHSAS18001 certified factory  
IEC61215 - IEC61730 - IEC61701 - IEC62716 certified products

#### APPLICATIONS



On-grid residential rooftops



On-grid commercial industrial rooftops



Solar power plants

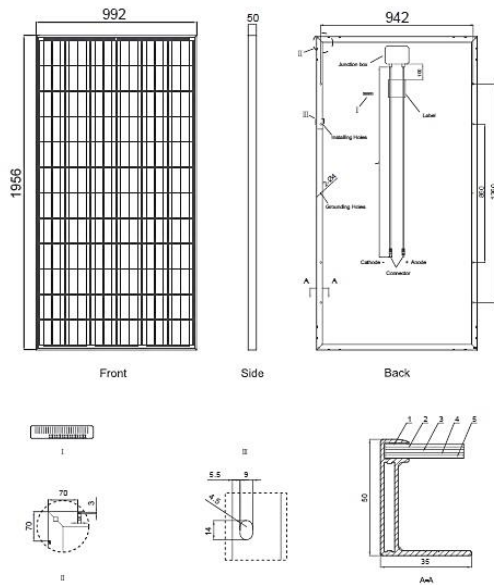


Off-grid systems

Figura 22. Panel de 310 Wp policristalino, modelo JKM 310PP-72



## Engineering Drawings

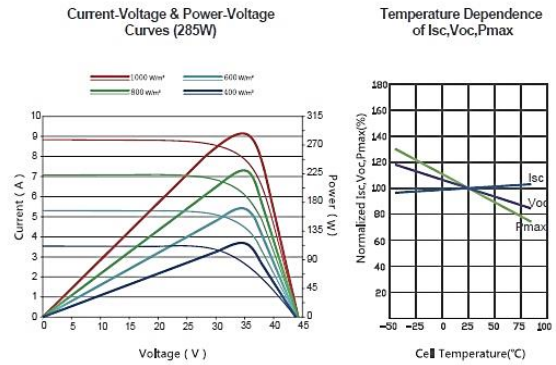


## Packaging Configuration

( Two boxes = One pallet )

20 pcs/box, 40 pcs/pallet, 440 pcs/40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×50mm (77.01×39.05×1.97 inch)
Weight	27.0 kg (59.5 lbs.)
Front Glass	4.0mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm <sup>2</sup> , Length:900mm~1200mm(optional)

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM290PP		JKM295PP		JKM300PP		JKM305PP		JKM310PP	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	290Wp	214Wp	295Wp	218Wp	300Wp	221Wp	305Wp	225Wp	310Wp	230Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	35.8V	32.5V	36.2V	32.9V	36.6V	33.2V	36.8V	33.5V	37.0V	33.8V
Maximum Power Current (Imp)	8.11A	6.59A	8.15A	6.63A	8.20A	6.67A	8.30A	6.72A	8.38A	6.81A
Open-circuit Voltage (Voc)	44.9V	40.2V	45.1V	40.8V	45.3V	41.5V	45.6V	42.1V	45.9V	42.6V
Short-circuit Current (Isc)	8.69A	7.14A	8.76A	7.15A	8.84A	7.18A	8.91A	7.22A	8.96A	7.26A
Module Efficiency STC (%)	14.95%		15.20%		15.46%		15.72%		15.98%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	15A									
Power tolerance	±3% (Based on customer requirements and contract terms)									
Temperature coefficients of Pmax	-0.42%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: ☀ Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> 📱 Module Temperature 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m<sup>2</sup> 📱 Module Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

Figura 23. Especificaciones técnicas del panel

## Anexo 3: Especificaciones técnicas del inversor Fronius Primo 6.0-1 de 6 kW



SHIFTING THE LIMITS

# FRONIUS PRIMO

/ El inversor comunicativo para la optimización de la gestión de energía



/ Tecnología SnapINverter



/ Comunicación de datos integrada



/ Diseño SuperFlex



/ Seguimiento inteligente GMPP



/ Smart Grid Ready



/ Inyección cero



/ Dentro de la gama SnapINverter y con un rango de potencia entre 3,0 y 8,2 kW, el inversor monofásico Fronius Primo es el equipo perfecto para cubrir las necesidades de cualquier hogar. Gracias a su doble MPPT y su innovador diseño SuperFlex, es capaz de sacar el máximo rendimiento de las instalaciones en tejado. Con el sistema de montaje SnapInverter, la instalación y mantenimiento son más fáciles que nunca. El inversor Fronius Primo puede completarse de manera opcional con un Fronius Smart Meter, que es un equipo que envía la información más completa al sistema de monitorización, consiguiendo además que el inversor no inyecte energía a la red eléctrica.

### DATOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

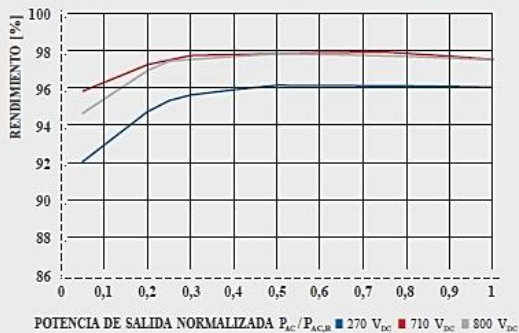
DATOS DE ENTRADA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Máxima corriente de entrada ( $I_{dc\ min.} / I_{dc\ max.}$ )				12 A / 12 A	
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP/MPP <sub>2</sub> )				18 A / 18 A	
Mínima tensión de entrada ( $U_{dc\ min.}$ )				80 V	
Tensión CC mínima de puesta en servicio ( $U_{dc\ arranque}$ )				80 V	
Tensión de entrada nominal ( $U_{dc}$ )				710 V	
Máxima tensión de entrada ( $U_{dc\ max.}$ )				1.000 V	
Rango de tensión MPP ( $U_{MPP\ min.} - U_{MPP\ max.}$ )	100 - 800 V			110 - 800 V	140 - 800 V
Número de seguidores MPP				2	
Número de entradas CC				2 + 2	
Máxima salida del generador FV ( $P_{dc\ max.}$ )	4,5 kW <sub>peak</sub>	5,3 kW <sub>peak</sub>	5,5 kW <sub>peak</sub>	6,0 kW <sub>peak</sub>	6,9 kW <sub>peak</sub>

DATOS DE SALIDA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Potencia nominal CA ( $P_{ac,2}$ )	3.000 W	3.500 W	3.680 W	4.000 W	4.600 W
Máxima potencia de salida	3.000 VA	3.500 VA	3.680 VA	4.000 VA	4.600 VA
Corriente de salida CA ( $I_{ac\ nom.}$ )	13,0 A	15,2 A	16,0 A	17,4 A	20,0 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)				
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Coefficiente de distorsión no lineal	< 5 %				
Factor de potencia ( $\cos \phi_{ac,2}$ )	0,85 - 1 ind. / cap.				

Figura 24. Datos de inversores Fronius Primo

### CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS PRIMO 8.2-1



### REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS PRIMO 8.2-1



### DATOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (5.0-1, 6.0-1, 8.2-1)

DATOS DE ENTRADA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Máxima corriente de entrada ( $I_{a, \text{máx.}} / I_{a, \text{máx. } \varphi}$ )	12 A / 12 A		18 A / 18 A
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP/MPP)	18 A / 18 A		27 A / 27 A
Mínima tensión de entrada ( $U_{d, \text{mín.}}$ )		80 V	
Tensión CC mínima de puesta en servicio ( $U_{d, \text{arranque}}$ )		80 V	
Tensión de entrada nominal ( $U_{d, \text{N}}$ )		710 V	
Máxima tensión de entrada ( $U_{d, \text{máx.}}$ )		1.000 V	
Rango de tensión MPP ( $U_{\text{mpp mín.}} - U_{\text{mpp máx.}}$ )		100 - 800 V	270 - 800 V
Número de seguidores MPP		2	
Número de entradas CC		2 + 2	
Máxima salida del generador FV ( $P_{a, \text{máx.}}$ )	7,5 kW <sub>pin</sub>	9,0 kW <sub>pin</sub>	12,3 kW <sub>pin</sub>

DATOS DE SALIDA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Potencia nominal CA ( $P_{a, \text{N}}$ )	5.000 W	6.000 W	8.200 W
Máxima potencia de salida	5.000 VA	6.000 VA	8.200 VA
Corriente de salida CA ( $I_{a, \text{N}}$ )	21,7 A	26,1 A	35,7 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)		1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)	
Frecuencia (rango de frecuencia)		50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)	
Coefficiente de distorsión no lineal		< 5 %	
Factor de potencia ( $\cos \phi_{a, \text{N}}$ )		0,85 - 1 ind. / cap.	

DATOS GENERALES	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)		645 x 431 x 204 mm	
Peso		21,5 kg	
Tipo de protección		IP 65	
Clase de protección		1	
Categoría de sobretensión (CC / CA) <sup>1)</sup>		2 / 3	
Consumo nocturno		< 1 W	
Concepto de inversor		Sin transformador	
Refrigeración		Refrigeración de aire regulada	
Instalación		Instalación interior y exterior	
Margen de temperatura ambiente		-40 - +55 °C	
Humedad de aire admisible		0 - 100 %	
Máxima altitud		4.000 m	
Tecnología de conexión CC		Conexión de 4x CC+ y 4x CC- bornes roscados 2,5 - 16 mm <sup>2</sup>	
Tecnología de conexión principal		Conexión de 3 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm <sup>2</sup>	
Certificados y cumplimiento de normas	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21, VDE AR.N 4105		

<sup>1)</sup> De acuerdo con IEC 62109-1.

Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en [www.fronius.es](http://www.fronius.es)

Figura 25. Especificaciones técnicas del Inversor

## Anexo 4: Característica del cable Indeco NH-80



### FREETOX NH-80

#### Usos

Aplicación especial en aquellos ambientes poco ventilados en los cuales ante un incendio, las emisiones de gases tóxicos, corrosivos y la emisión de humos oscuros, pone en peligro la vida y destruye equipos eléctricos y electrónicos, como, por ejemplo, edificios residenciales, oficinas, plantas industriales, cines, discotecas, teatros, hospitales, aeropuertos, estaciones subterráneas, etc.

En caso de incendio aumenta la posibilidad de sobre vivencia de las posibles víctimas al no respirar gases tóxicos y tener una buena visibilidad para el salvamento y escape del lugar. Generalmente se instalan en tubos conduit.

#### Descripción

Conductor de cobre electrolítico recocido, sólido o cableado. Aislamiento de compuesto termoplástico no halogenado HFFR.

#### Características

Es retardante a la llama, baja emisión de humos tóxicos y libre de halógenos.

#### Marca

INDECO S.A. FREETOX NH-80 450/750 V <Sección> <Año> <Metrado Secuencial>

#### Calibres

1.5 mm<sup>2</sup> - 300 mm<sup>2</sup>

#### Embalaje

De 1.5 a 10 mm<sup>2</sup>, en rollos estándar de 100 metros.

De 16 a 300 mm<sup>2</sup>, en carretes de madera.

#### Colores

De 1.5 a 10 mm<sup>2</sup>: blanco, negro, rojo, azul, amarillo, verde y verde / amarillo.

Mayores de 10 mm<sup>2</sup> sólo en color negro (\*).



**Norma(s) de Fabricación**  
NTP 370.252  
**Tensión de servicio**  
450/750 V  
**Temperatura de operación**  
80°C

(\*). A solicitud del cliente se puede cambiar de color.

Figura 26. Características del cable

**TABLA DE DATOS TECNICOS NH - 80**

CALIBRE CONDUCTOR	N° HILOS	DIAMETRO HILO	DIAMETRO CONDUCTOR	ESPESOR AISLAMIENTO	DIAMETRO EXTERIOR	PESO	AMPERAJE (*)	
							AIRE	DUCTO
mm <sup>2</sup>		mm	mm	mm	mm	Kg/Km	A	A
1.5	7	0.52	1.50	0.7	2.9	20	18	14
2.5	7	0.66	1.92	0.8	3.5	31	30	24
4	7	0.84	2.44	0.8	4.0	46	35	31
6	7	1.02	2.98	0.8	4.6	65	50	39
10	7	1.33	3.99	1.0	6.0	110	74	51
16	7	1.69	4.67	1.0	6.7	167	99	68
25	7	2.13	5.88	1.2	8.3	262	132	88
35	7	2.51	6.92	1.2	9.3	356	165	110
50	19	1.77	8.15	1.4	11.0	480	204	138
70	19	2.13	9.78	1.4	12.6	678	253	165
95	19	2.51	11.55	1.6	14.8	942	303	198
120	37	2.02	13.00	1.6	16.2	1174	352	231
150	37	2.24	14.41	1.8	18.0	1443	413	264
185	37	2.51	16.16	2.0	20.2	1809	473	303
240	37	2.87	18.51	2.2	22.9	2368	528	352
300	37	3.22	20.73	2.4	25.5	2963	633	391

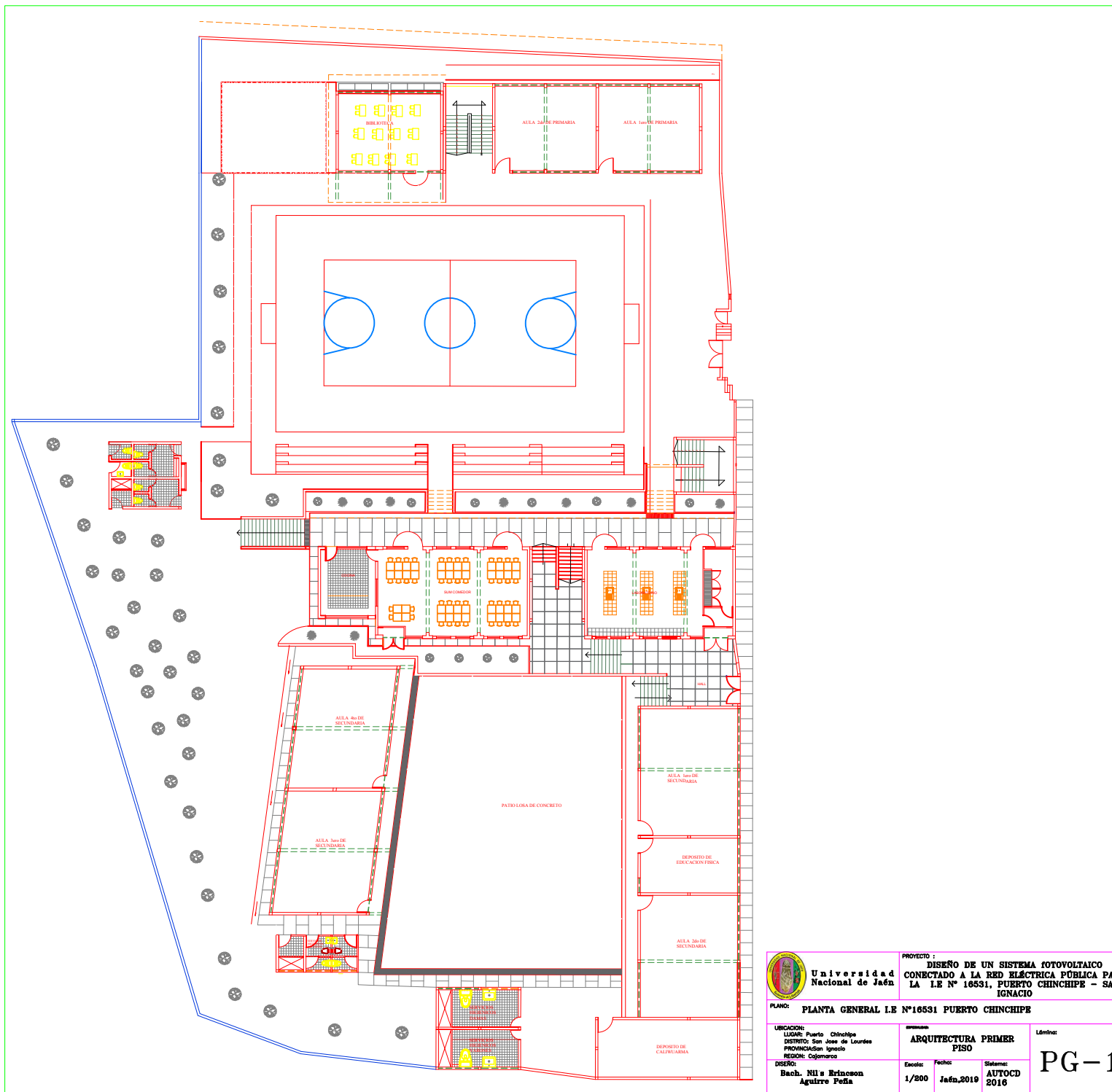
(\*) TEMPERATURA AMBIENTE 30°C.


NO MAS DE TRES CONDUCTORES POR DUCTO.

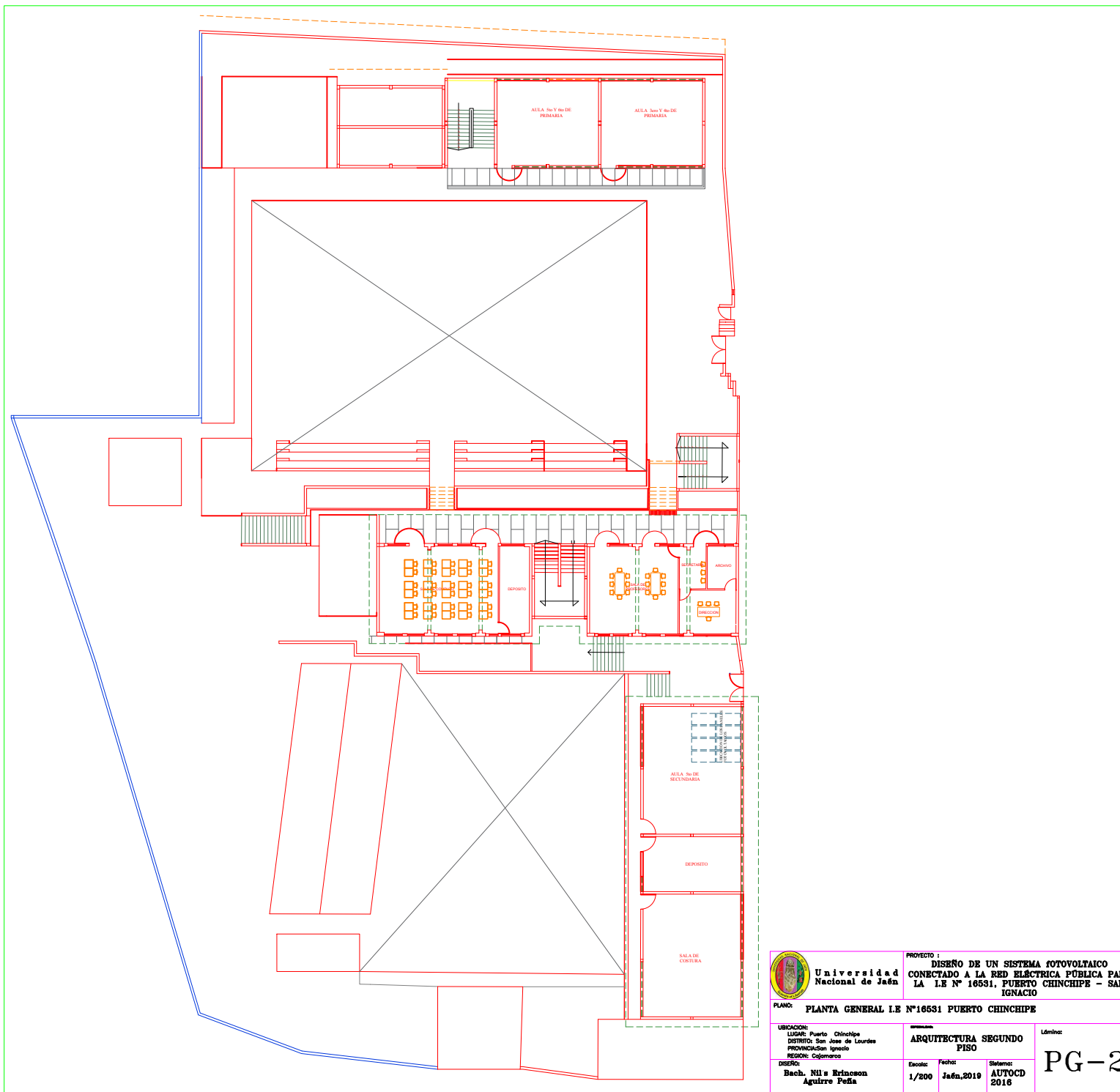
*Figura 27.* Datos técnicos del cable


**Anexo 5:** Planos Institución Educativa N°16531





 <b>Universidad Nacional de Jaén</b>	<b>PROYECTO :</b> DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA PARA LA I.E N° 16531, PUERTO CHINCHIPE - SAN IGNACIO		
	<b>PLANO:</b> PLANTA GENERAL I.E N°16531 PUERTO CHINCHIPE		
<b>UBICACION:</b> LUGAR: Puerto Chinchipe DISTRITO: San José de Lourdes PROVINCIA: San Ignacio REGION: Cajamarca	<b>PROYECTO:</b> <b>ARQUITECTURA PRIMER FISO</b>	<b>Lámina:</b> <b>PG-1</b>	
<b>DISEÑO:</b> Bach. Nilva Brindson Aguirre Peña	<b>Escala:</b> 1/800	<b>Fecha:</b> Jaén, 2019	<b>Sistema:</b> AUTOCAD 2016



 <p>Universidad Nacional de Jaén</p>	<b>PROYECTO :</b> DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA PARA LA I.E N° 16531, PUERTO CHINCHIPE - SAN IGNACIO	
	<b>PLANO:</b> PLANTA GENERAL I.E N°16531 PUERTO CHINCHIPE	
<b>UBICACION:</b> LUGAR: Puerto Chinchipe DISTRITO: San José de Lourdes PROVINCIA: San Ignacio REGION: Cajamarca	<b>ARQUITECTURA SEGUNDO PISO</b>	Laminas
<b>DISFOLIO:</b> Bach. Nil's Ericsson Aguirre Peña	Escalas: 1/200 Fechas: Jue. 2019	Sistema: AUTOCD 2016
		<b>PG-2</b>