



**UNIVERSIDAD DE JAÉN**  
*Centro de Estudios de Postgrado*

**Trabajo Fin de Máster**

**VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA  
DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN  
RED CON TECNOLOGÍA  
FOTOVOLTAICA. CASO PRÁCTICO  
EN UNA HOSTERÍA UBICADA EN  
IBARRA-ECUADOR.**

**Alumno/a: Grijalva Mantilla Francisco Xavier**

Tutor/a: Prof. Juan de la Casa Higuera  
Dpto: Ingeniería Electrónica y Automática

**Septiembre, 2020**



Universidad de Jaén  
Centro de Estudios de Postgrado  
Máster de Energías Renovables

Don Juan de la Casa Higuera , tutor del Proyecto Fin de Carrera titulado: Viabilidad técnico-económica de la generación eléctrica en red con tecnología fotovoltaica. Caso práctico en una hostería ubicada en Ibarra-Ecuador, que presenta Francisco Xavier Grijalva Mantilla, autoriza su presentación para defensa y evaluación en la Escuela Politécnica Superior de Jaén.

Jaén, Septiembre de 2020

El alumno:

Francisco Grijalva

Los tutores:

Juan de la Casa Higuera

## RESUMEN

Ecuador es un lugar ideal para la aplicación de energía solar fotovoltaica, ya que tiene un potencial solar muy elevado, debido a su posición privilegiada sobre la línea ecuatorial. Además, gracias a los últimos incentivos gubernamentales, este tipo de energía se ha desarrollado con mayor rapidez, proyectándose como tendencia ambiental y económica.

Con estas consideraciones, se propone el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a red (SFVR) orientado al autoconsumo, para la “Hostería Quinta San Clemente” ubicada en Ibarra-Ecuador, uno de los sitios con la mayor radiación solar anual promedio del país. Al respecto, se realizó un análisis del marco legal que regula el funcionamiento y operación de los sistemas fotovoltaicos en Ecuador.

La metodología está fundamentada en cuatro etapas: (1) caracterización del consumo energético de la Hostería; (2) estimación de energía generada por el SFV; (3) cálculo del dimensionamiento técnico de sistemas fotovoltaicos conectados a red; y (4) evaluación económica del proyecto, para determinar que la instalación sea rentable respecto a la inversión a realizar.

Así también, se efectuó una selección de elementos de calidad, que garantizan el correcto funcionamiento del SFV, al igual que la seguridad del personal; y, por último, la estimación de un presupuesto para la ejecución del proyecto, comprobando que el mismo es viable y capaz de solventar eficazmente la demanda energética.

## **ABSTRACT**

Ecuador is an ideal place for the application of photovoltaic solar energy, since it has a very high solar potential, due to its privileged position on the equatorial line. Furthermore, thanks to the latest government incentives, this type of energy has developed more rapidly, projecting itself as an environmental and economic trend.

With these considerations in mind, the design of a grid-connected photovoltaic system (SFVR) aimed at self-consumption is proposed, for the “Hostería Quinta San Clemente” located in Ibarra-Ecuador, one of the places with the highest average of annual solar radiation in the country. Regarding this, an analysis of the legal framework which regulates the functioning and operation of photovoltaic systems in Ecuador was performed.

The methodology is based on four stages: (1) characterization of the energy consumption of the Inn; (2) estimate of energy generated by the SFV; (3) calculation of the technical dimensioning of photovoltaic systems connected to the grid; and (4) economic evaluation of the project, to determine that the installation is profitable with respect to the investment to be made.

Likewise, a selection of quality elements was carried out, to guarantee the correct functioning of the SFV, as well as the safety of the personnel; and, finally, the estimation of a budget for the execution of the project, finding that it is viable and capable of effectively fulfill the energy demand.

## CONTENIDO GENERAL

<b>1. MEMORIA DEL PROYECTO</b> .....	<b>6</b>
1.1. INTRODUCCIÓN.....	8
1.2. NORMAS Y REFERENCIAS.....	10
1.3. ANÁLISIS DEL PROBLEMA, DESCRIPCIÓN DE LAS POSIBLES SOLUCIONES DE DISEÑO.....	10
1.4. CONCLUSIONES.....	19
1.5. DESCRIPCIÓN DE ELEMENTOS.....	20
1.6. PRESUPUESTO DEL PROYECTO.....	26
1.7. BIBLIOGRAFÍA.....	27
<b>2. ANEXOS</b> .....	<b>29</b>
2.1. CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN.....	32
2.2. CÁLCULO DE LA ENERGÍA GENERADA POR LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y BALANCE ENERGÉTICO.....	50
2.3. CARACTERIZACIÓN DEL CONSUMO.....	64
2.4. ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO.....	69
2.5. FICHAS TÉCNICAS.....	80
2.5. FICHAS TÉCNICAS.....	80
2.6. GALERÍA.....	93
<b>3. PLANOS</b> .....	<b>98</b>
3.5. LOCALIZACIÓN.....	100
3.6. ESQUEMA UNIFILAR DEL SISTEMA 5 kW.....	101
3.7. ESQUEMA UNIFILAR COMPLETO.....	102
<b>4. MEDICIONES</b> .....	<b>103</b>
4.5. GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	105
4.6. INVERSOR.....	105
4.7. PROTECCIONES.....	105
4.8. CABLEADO.....	106
<b>5. PRESUPUESTO</b> .....	<b>107</b>
5.5. GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	109
5.6. INVERSOR.....	109
5.7. PROTECCIONES.....	109
5.8. CABLEADO.....	110
5.9. RESUMEN DEL PRESUPUESTO.....	111

# 1. MEMORIA DEL PROYECTO

## CONTENIDO: MEMORIA DEL PROYECTO

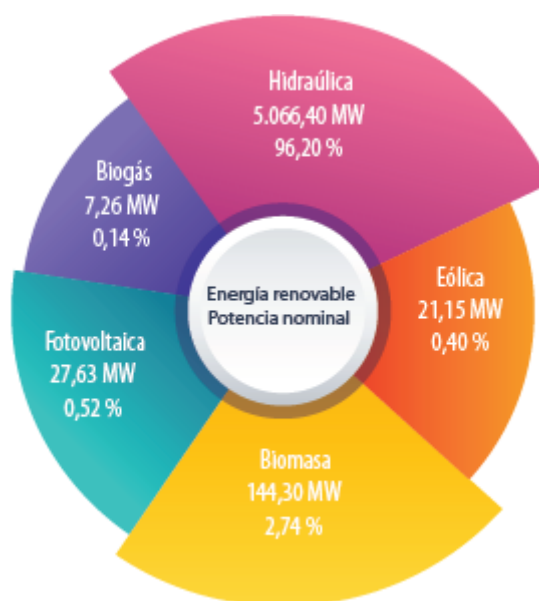
<b>1.1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>8</b>
1.1.1. <i>Antecedentes.....</i>	8
1.1.2. <i>Objetivo.....</i>	9
1.1.3. <i>Motivación.....</i>	9
1.1.4. <i>Alcance del proyecto.....</i>	10
<b>1.2. NORMAS Y REFERENCIAS.....</b>	<b>10</b>
<b>1.3. ANÁLISIS DEL PROBLEMA, DESCRIPCIÓN DE LAS POSIBLES SOLUCIONES DE DISEÑO.....</b>	<b>10</b>
1.3.1. <i>Localización y condiciones de operación previstas.....</i>	10
1.3.2. <i>Perfil de demanda energética.....</i>	13
1.3.3. <i>Discusión técnico-económica de las soluciones.....</i>	14
<b>1.3.3.1. Tamaño idóneo del sistema fotovoltaico.....</b>	<b>14</b>
<b>1.4. CONCLUSIONES.....</b>	<b>19</b>
<b>1.5. DESCRIPCIÓN DE ELEMENTOS.....</b>	<b>20</b>
1.5.1. <i>Generador fotovoltaico.....</i>	20
1.5.2. <i>Módulos fotovoltaicos.....</i>	21
1.5.3. <i>Inversor fotovoltaico.....</i>	22
1.5.4. <i>Cableado.....</i>	23
1.5.5. <i>Soporte.....</i>	24
1.5.6. <i>Puesta a tierra.....</i>	24
1.5.7. <i>Protecciones.....</i>	25
1.5.7.1. <i>Fusibles.....</i>	25
1.5.7.2. <i>Portafusibles.....</i>	25
1.5.7.3. <i>Protecciones frente a sobretensiones de corriente continua.....</i>	25
1.5.7.4. <i>Interruptor principal de corriente continua.....</i>	25
1.5.7.5. <i>Protección frente a sobrecargas de corriente alterna.....</i>	26
1.5.7.6. <i>Interruptor diferencial.....</i>	26
1.5.7.7. <i>Protección frente a sobretensiones de corriente alterna.....</i>	26
<b>1.6. PRESUPUESTO DEL PROYECTO.....</b>	<b>26</b>
<b>1.7. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>27</b>

## 1.1. Introducción

### 1.1.1. Antecedentes

El Ministerio de Electricidad y Energías Renovables de Ecuador, ha identificado varios problemas como son, la ineficiencia en el uso de la energía en el sector eléctrico o constantes riesgos de abastecimiento en varias zonas del país, la caída de la producción petrolera, etc., cuya solución a priori es el cambio en la matriz energética del país, desde cosas simples como la introducción masiva de focos ahorradores, hasta la instalación de nuevas tecnologías de producción de energía como los biocombustibles y paneles solares para electrificación y calefacción. (CONELEC, s.a.)

Ecuador es un país con un alto potencial de energías renovables y ha empezado a cambiar drásticamente su visión de energías primaria, definiendo planes energéticos y promoviendo incentivos a la generación de energía mediante el uso de energías renovables. La siguiente ilustración fue tomada de (ARCONEL, 2018), y muestra la potencia nominal de centrales de generación con fuentes de energía renovable en Ecuador:



#### Ilustración 1. Potencia nominal de centrales con generación de energía renovable

Además, Ecuador se encuentra en una posición privilegiada, ya que se ubica en la línea ecuatorial; esto hace que tenga un potencial solar muy elevado, con niveles de insolación solar global promedio en el territorio ecuatoriano de 4575 kWh/m<sup>2</sup>-día y que se mantiene constante a lo largo del año, al igual que la radiación que recibe es casi perpendicular y con un ángulo de incidencia constante en todo el año. La homogeneidad de este recurso en todo el territorio nacional hace que se lo pueda aprovechar de una forma sostenible. Los sitios con mayor radiación promedio en el año son: Galápagos, Manabí, Sto. Domingo, Pichincha, Imbabura(Ibarra), Loja y Santa Elena. (ARCONEL., 2018.)



El uso de este tipo de recurso trae como principal beneficio al país la disminución del consumo de combustibles fósiles para la generación de electricidad, y por ende la disminución de emisión de gases de efecto invernadero y de egresos por costos de importación de combustibles.

La energía solar fotovoltaica es una de las fuentes de energía renovable no convencionales que más desarrollo ha tenido en los últimos tiempos en el país, los principales proyectos desarrollados con esta tecnología están aplicados a proyectos a pequeña escala y aislados para zonas de difícil acceso.

Debido al alto potencial energético solar, el desarrollo de esta tecnología de generación eléctrica ha tenido mayor apoyo por parte del estado, tanto en investigación o en la creación de incentivos para que varias fuentes de financiamiento puedan incursionar en este campo de la Energía solar. Estos incentivos pueden estimular a la creación de proyectos a diferentes escalas, domésticas o industriales con el fin de promover la aplicación de energía solar en Ecuador.

### **1.1.2. Objetivo**

El presente proyecto tiene como objetivo el análisis técnico, económico y el posterior diseño en detalle de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR), orientado al autoconsumo y que se adapte a la demanda energética de la Hostería Quinta San Clemente ubicada en Ibarra-Ecuador.

### **1.1.3. Motivación**

Nuestro planeta vive, solo, con o sin nosotros. El trabajo de cuidarlo es una muestra de gratitud a la vida que nos provee, y un esfuerzo por permitirnos habitar la Tierra con respeto y equilibrio, sin dañar a nuestras especies hermanas. Nosotros, dotados de la capacidad de decidir, podemos hallar modos para una existencia sustentable, con medidas perspicaces y accesibles. Los recursos que podemos usar están al alcance, hay que saber manejarlos, administrarlos y aprovecharlos con el mínimo daño posible a la naturaleza. Uno de los principales motivos que dan lugar a la ejecución de este trabajo de fin de máster es que, gracias al desarrollo de la tecnología fotovoltaica, existe la posibilidad de reducir los residuos y las emisiones contaminantes que pueden generar otros tipos de fuentes de energía, tanto renovables como no renovables. Otra de las razones es mejorar la rentabilidad económica de la hostería mediante la aplicación de tecnología fotovoltaica, reduciendo su importe de la factura de luz, además de ser una de las pioneras en utilizar este tipo de sistemas para autoconsumo dentro de la ciudad.

Cabe destacar que la energía solar es una fuente de energía limpia, inagotable y gratuita que genera cero residuos y emisiones, con lo que es una de las mejores formas de preservar nuestro planeta.

#### **1.1.4. Alcance del proyecto**

El proyecto abarca:

- [1] Estudio de la demanda energética de la Hostería y su caracterización idónea para la implementación de un sistema fotovoltaico (SFV).
- [2] Cálculo de la estimación de la producción de energía del sistema fotovoltaico en función de la potencia, balance energético y análisis de los índices de autoconsumo y autosuficiencia en función de la potencia pico de la instalación, con el fin de determinar la potencia óptima de la instalación.
- [3] Estudio de la viabilidad económica del proyecto y estimación del tiempo de recuperación de la inversión.
- [4] Estudio y cálculo del diseño fotovoltaico de la instalación, además se seleccionarán los módulos fotovoltaicos, inversor, protecciones eléctricas, estructura de soporte y cableado apropiados para la instalación fotovoltaica.
- [5] Por último, la estimación de un presupuesto para la ejecución del proyecto.

## **1.2. Normas y Referencias**

- Normativa ecuatoriana de la construcción (NEC), INSTALACIONES ELECTRICAS, código NEC – SB – IE, febrero, 2018.
- Normas internacionales IEC para instalaciones eléctricas.
- Regulación Nro. ARCONEL – 003/18, El directorio de la agencia de regulación y control de electricidad – ARCONEL.2018.
- Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones conectadas a red del IDAE.2011.
- Regulaciones Nos. CONELEC 002/11, 003/11 Y 004/11. Incentivos a la construcción de proyectos de energías renovables.

## **1.3. Análisis del problema, descripción de las posibles soluciones de diseño**

### **1.3.1. Localización y condiciones de operación previstas**

La hostería se encuentra ubicada a 7 km del centro de la ciudad de Ibarra, en la parroquia de San Clemente. Las coordenadas geográficas del emplazamiento son, latitud 0,295 y longitud -78,125.

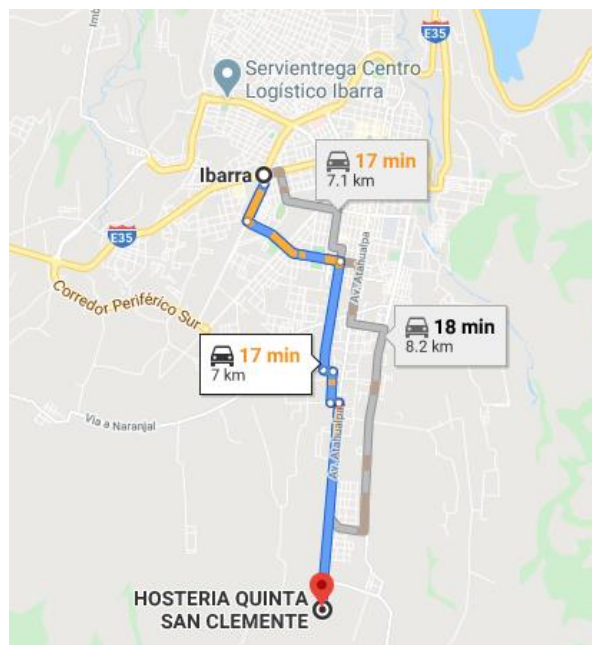
Viabilidad Técnico-Económica de la generación eléctrica en red con tecnología fotovoltaica.  
Caso práctico en una Hostería ubicada en Ibarra-Ecuador / UJA

El SFCR se instalará en un terreno horizontal cercano a la entrada principal de la hostería, donde actualmente se encuentran unas pequeñas bodegas y sirve como parqueadero en caso de exceso de automóviles, la disponibilidad del terreno está a criterio del diseñador al no haber restricciones de espacio.

En la Ilustración 2 se muestra la vista cenital de la hostería. En la Ilustración 3 se muestra la ubicación de la hostería y la vía de acceso principal a la misma desde el centro de la ciudad.



**Ilustración 2. Vista cenital de la hostería**



**Ilustración 3. Ubicación de la hostería y vía de acceso**

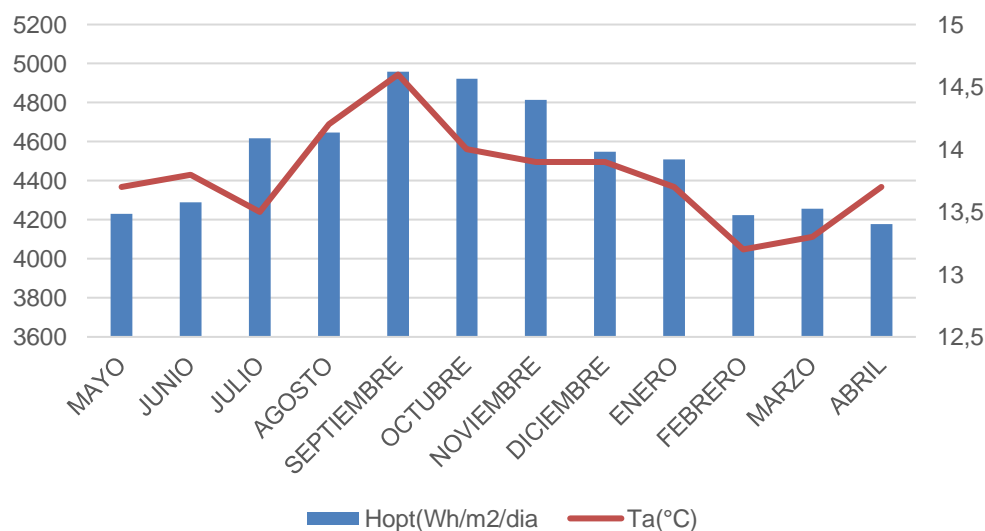
Los datos meteorológicos considerados para la estimación de la producción del sistema fotovoltaico serán la temperatura ambiente y la radiación solar en el emplazamiento de la

hostería. Estos datos han sido obtenidos mediante la aplicación del software PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) (Comission, 2019).

La Tabla 1 y la Ilustración 4 presentan los valores medios mensuales de irradiación sobre la superficie, con una inclinación óptima para los módulos fotovoltaicos (para este caso 5°) para el emplazamiento y la temperatura ambiente media.

Mes	Hopt(kWh/m2/día	Ta(°C)
Mayo	4,2	13,7
Junio	4,3	13,8
Julio	4,6	13,5
Agosto	4,6	14,2
Septiembre	5,0	14,6
Octubre	4,9	14
Noviembre	4,8	13,9
Diciembre	4,5	13,9
Enero	4,5	13,7
Febrero	4,2	13,2
Marzo	4,3	13,3
Abril	4,2	13,7

**Tabla 1. Datos de irradiación en un plano óptimo de inclinación y temperaturas ambiente mensuales**

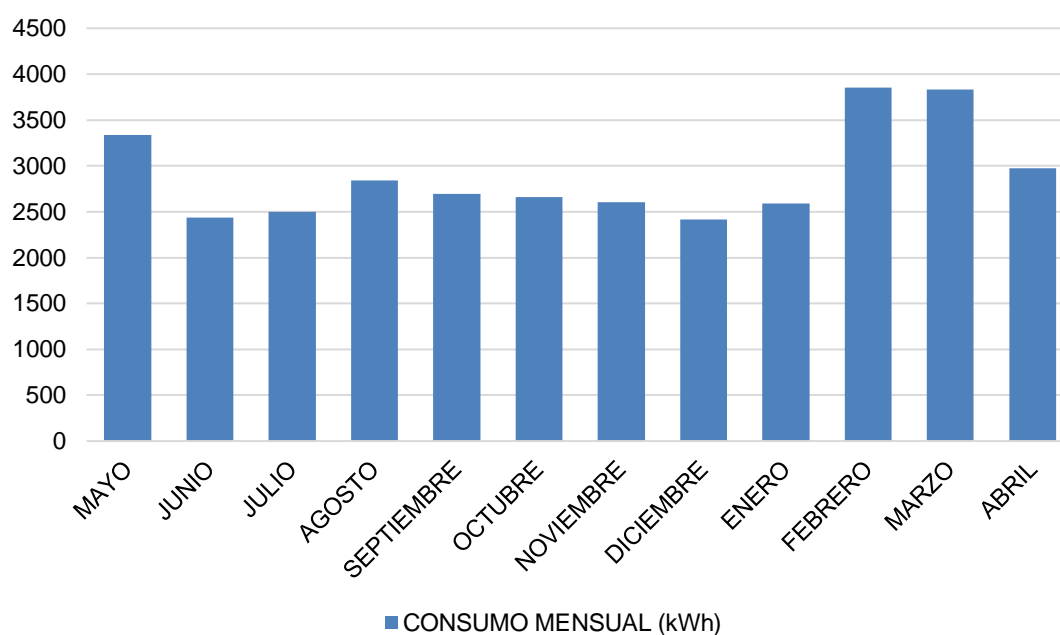


**Ilustración 4. Representación gráfica de los valores de irradiación y temperatura ambiente**

### 1.3.2. Perfil de demanda energética

El perfil de demanda incluye los consumos de los diferentes aparatos eléctricos y electrónicos de la hostería, al igual de bombas de agua para la alimentación de piletas, funcionamiento de la piscina, alumbrado general y de cabañas, además del riego del emplazamiento.

El consumo anual de la Hostería es de 34742 kWh, en donde el mes que presenta mayor consumo es febrero con un consumo total de 3853 kWh, mientras que el mes con menor consumo es diciembre con un consumo total de 2416 kWh. La siguiente gráfica muestra el consumo mensual de la hostería durante todo un año:



**Ilustración 5. Consumo medio mensual de la hostería**

Uno de los principales inconvenientes para determinar el tamaño óptimo del SFV, es la falta de datos de consumo horarios diarios, ya que los datos proporcionados por la empresa de distribución eléctrica de la ciudad son mensuales y no poseen datos estimados o históricos horarios diarios de ninguna vivienda, industria o institución. Al no tener disponible un aplicación que realice este tipo estimaciones energéticas, se desarrolló mediante el software Excel como se presenta en la Ilustración 6, una estimación del consumo de la hostería basada en la curva de demanda diaria nacional obtenida del Plan maestro de electrificación 2013-2022 (CONELEC., s.a.), en cual se estima los consumos horarios diarios nacionales para días laborales, festivos y semifestivos.

La estimación del consumo se basó en la adaptación de la curva de demanda diaria nacional al horario de consumo de la hostería una vez conocido la forma y horarios de

trabajo de la misma. En la sección 2.3, se muestra la caracterización detallada del consumo típico diario de la hostería.

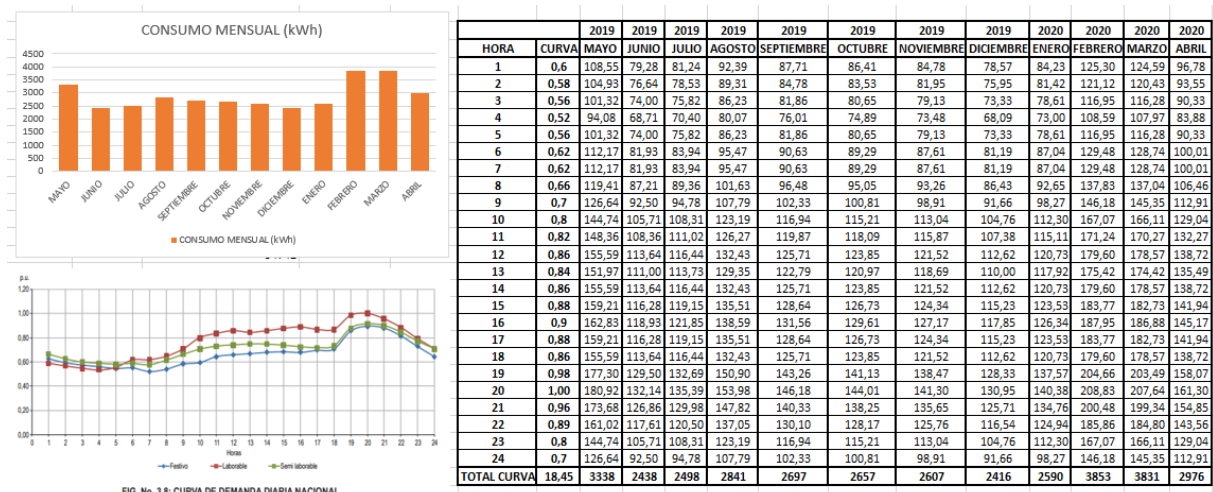


Ilustración 6. Estimación de consumo mediante Excel

### 1.3.3. Discusión técnico-económica de las soluciones

En esta sección se discuten las soluciones para el diseño del SFCR que suministre la energía necesaria para abastecer los consumos energéticos presentados anteriormente. Se realizará un estudio de la potencia idónea de la instalación, un estudio de los índices de autosuficiencia y autoconsumo, además de un análisis económico y financiero que puedan mejorar la rentabilidad económica de la hostería reduciendo su importe de la factura de energía eléctrica.

#### 1.3.3.1. Tamaño idóneo del sistema fotovoltaico

Con la ayuda del software Excel, se ha realizado el estudio del tamaño óptimo del SFCR. Para este estudio se hizo un balance energético a partir del cual se determinan los índices de autoconsumo y autosuficiencia de una determinada potencia para las condiciones de consumo de la hostería, radiación solar disponible en el emplazamiento y la temperatura ambiente del lugar. Este proceso se ha realizado varias veces variando la potencia pico del generador desde 5 kWp hasta 50 kWp con incrementos de 5 kWp.

El autoconsumo se define como el porcentaje de la demanda energética que es el cubierto por la cantidad de energía tomada del sistema fotovoltaico y se expresa mediante la siguiente expresión:

$$Autoconsumo = \frac{E_{cons,SFV}}{E_{SFV,AC}} * 100\%$$

Viabilidad Técnico-Económica de la generación eléctrica en red con tecnología fotovoltaica.  
Caso práctico en una Hostería ubicada en Ibarra-Ecuador / UJA

Donde:

- $E_{cons, SFV}$ : Energía instantánea consumida por el SFV.
- $E_{SFV, AC}$ : Energía generada por el SFV.

La autosuficiencia se define como el porcentaje consumido de la energía fotovoltaica que es producida, se describe mediante la siguiente ecuación.

$$Autosuficiencia = \frac{E_{cons, SFV}}{C} * 100\%$$

Donde:

- $E_{cons, SFV}$ : Energía instantánea consumida por el SFV.
- C: consumo total.

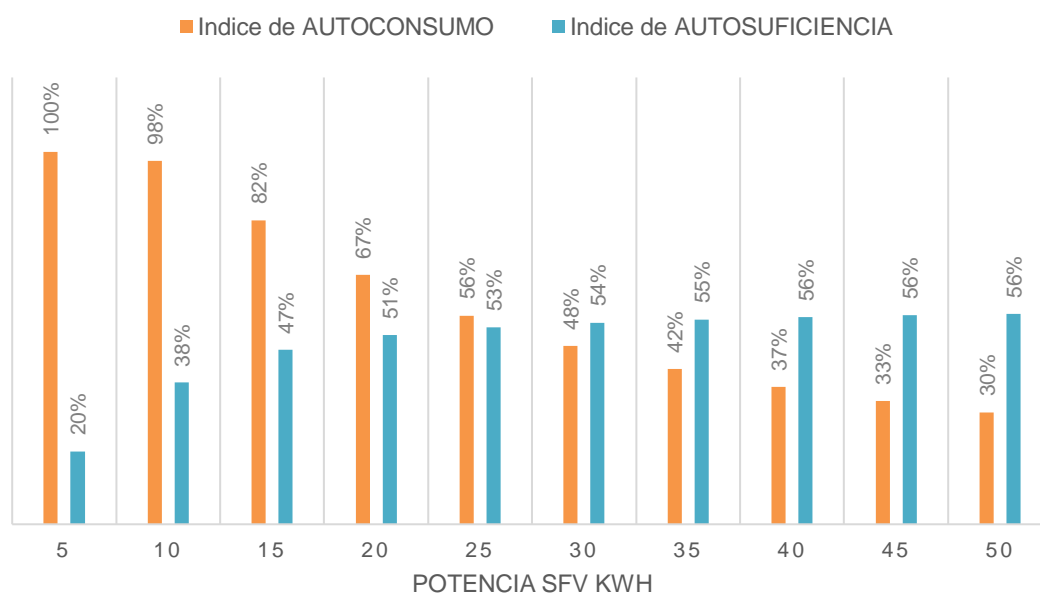
La Tabla 2 presenta un resumen con la producción anual de energía del sistema fotovoltaico para cada una de las potencias estimadas en este estudio, desde 5kWp hasta 50 kWp, además del balance energético realizado en que se determina que cantidad de energía de la producida por el SFV es auto consumida, que cantidad de energía no es consumida y que cantidad de energía es inyectada a la red eléctrica.

Potencia pico	Consumo total	Energía FV generada	Energía FV instantánea consumida	Demanda de la RED estimada	Energía vertida a Red	Indice de autoconsumo	Indice de autosuficiencia
kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	%	%
5	34742	6596,88	6596,88	28145,12	0,00	100%	20%
10	34742	13193,76	12851,12	21890,88	342,64	98%	38%
15	34742	19790,65	16039,09	18702,91	3751,56	82%	47%
20	34742	26387,53	17504,89	17237,11	8882,64	67%	51%
25	34742	32984,41	18283,31	16458,69	14701,10	56%	53%
30	34742	39581,29	18744,78	15997,22	20836,51	48%	54%
35	34742	46178,17	19045,19	15696,81	27132,99	42%	55%
40	34742	52775,06	19280,64	15461,36	33494,42	37%	56%
45	34742	59371,94	19451,49	15290,51	39920,45	33%	56%
50	34742	65917,99	19585,99	15156,01	46332,01	30%	56%

**Tabla 2. Balance energético anual en función de la potencia**

Como se observa en la tabla 2, el autoconsumo decrece cuando aumenta la energía FV generada, esto se debe a que, si comparamos la energía FV generada con la energía FV instantánea consumida de la hostería, prácticamente toda la energía generada por el SFV podría ser consumida en la hostería; pero a medida que aumenta la energía FV generada el índice de autoconsumo disminuye significando que el sistema empezará a verter energía sobrante a la red.

El índice de autosuficiencia representa el ahorro energético real de la hostería, y al contrario del autoconsumo, el índice de autosuficiencia aumenta su valor conforme aumenta la energía FV generada. Existe un momento en donde el valor del índice de autosuficiencia no presenta variación, lo que significa que, aunque aumentemos la producción de energía fotovoltaica, la cobertura de la demanda de energía de la hostería no aumentaría en igual proporción. Por esta razón, el punto en donde se aproximen más los valores de los índices de autoconsumo y autosuficiencia determina, desde un punto de vista energético, la potencia pico óptima del sistema, ya que a partir de estos valores el aumento de potencia pico instalada no supone un gran aumento en la autosuficiencia energética de la hostería. (Gilardón, 2019). Los índices de autoconsumo y autosuficiencia son mostrados en la Ilustración 7:



**Ilustración 7. Índices de autoconsumo y autosuficiencia en función de la potencia.**

La potencia óptima a instalar del sistema fotovoltaico es de 25 kW, en donde el 56% de la energía generada por el sistema fotovoltaico será aprovechada para el autoconsumo, el 53% para la autosuficiencia. El porcentaje de energía excedente vertida a la red eléctrica es del 42% y la energía tomada de la red es un 47% del consumo total de la hostería.

### 1.3.3.2. Análisis económico y financiero del proyecto

El análisis económico y financiero del proyecto tiene como objetivo determinar la factibilidad del proyecto desde el punto de vista económico y financiero, considerando la venta de energía producida por el sistema fotovoltaico. Para este análisis de la rentabilidad económica se hará uso de los indicadores VAN, TIR Y Pay-back o tiempo de recuperación



mostrados en el apartado 2.4, en donde se adjunta además los cálculos del análisis económico y financiero y la justificación de cada una de las variables utilizadas para este análisis.

Se ha realizado dos tipos de análisis económicos, el primer análisis del proyecto mediante una financiación 100% propia y la otra mediante una financiación propia del 40% y un 60% de préstamo, con el fin de presentar las ventajas y desventajas de estas dos modalidades de financiación.

A continuación, se muestra en la Tabla 3 los datos generales y de explotación del análisis realizado para el primer caso de financiación (100%):

<b>Datos generales y de explotación</b>	<b>Valores</b>	<b>Unidades</b>
Potencia Nominal	25	kWp
Coste por kWp	\$1.400,00	
Coste Total Proyecto	\$35.000,00	
Producción de Energía Eléctrica Prevista	32984,41	kWh/kW*año
Tarifa de venta	\$0,09	
Crecimiento anual de la tarifa	0,4%	
Mantenimiento por kW	\$18,30	
Costes O&M	\$457,50	
Crecimiento anual de Costes O&M	1%	
Fracción de Capital propio	100%	\$35.000,00
Fracción de Préstamo	0%	
Tiempo pago de préstamo	0	Años
Tiempo de Amortización de la Instalación	12	Años
Impuestos del BAI	12%	
Tasa de descuento	2%	
Ingresos	\$2.968,60	
Vida útil del proyecto	25	Años

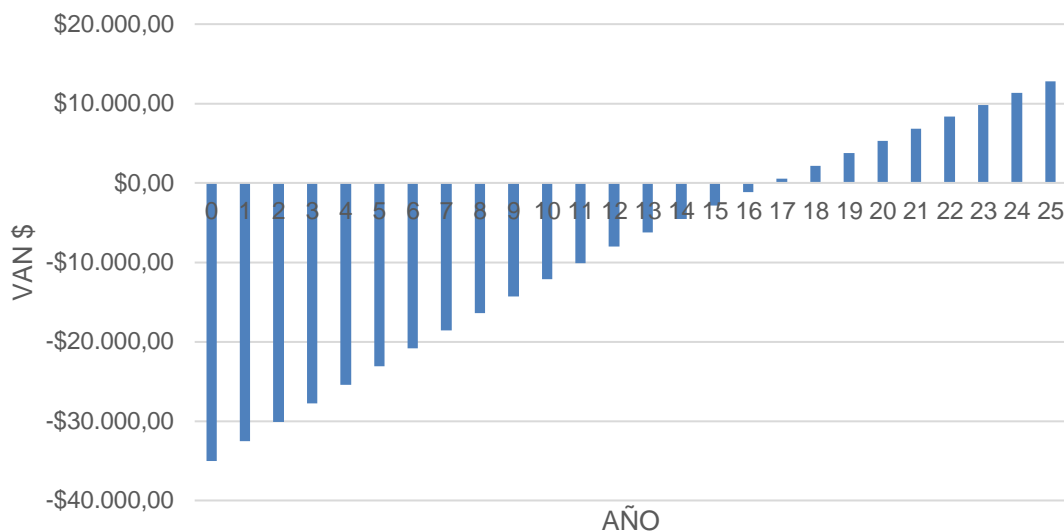
**Tabla 3. Datos generales y de explotación de la instalación**

En el apartado 2.4 se encuentran los cálculos realizados para este tipo de financiación, obteniendo como resultado un VAN de \$12.754,33 y un TIR del 4,92%

Con un valor del VAN positivo y un TIR superior a la tasa de descuento planteada, el proyecto es factible desde el punto de vista económico.

En la Ilustración 8 se presenta la estimación del Pay-back que son los años en que se hace rentable la instalación, que en el estudio de este caso es aproximadamente 16,69 años.

Viabilidad Técnico-Económica de la generación eléctrica en red con tecnología fotovoltaica.  
Caso práctico en una Hostería ubicada en Ibarra-Ecuador / UJA



**Ilustración 8. Pay-Back**

Los flujos de caja presentes en cada uno de los períodos son calculados en el apartado 2.4, dando un valor positivo en cada uno de los periodos, lo cual representa que el proyecto es financieramente factible.

A continuación, se muestra en la Tabla 4 los datos generales y de explotación del análisis realizado para el segundo caso de financiación (40% inversión propia 60% préstamo):

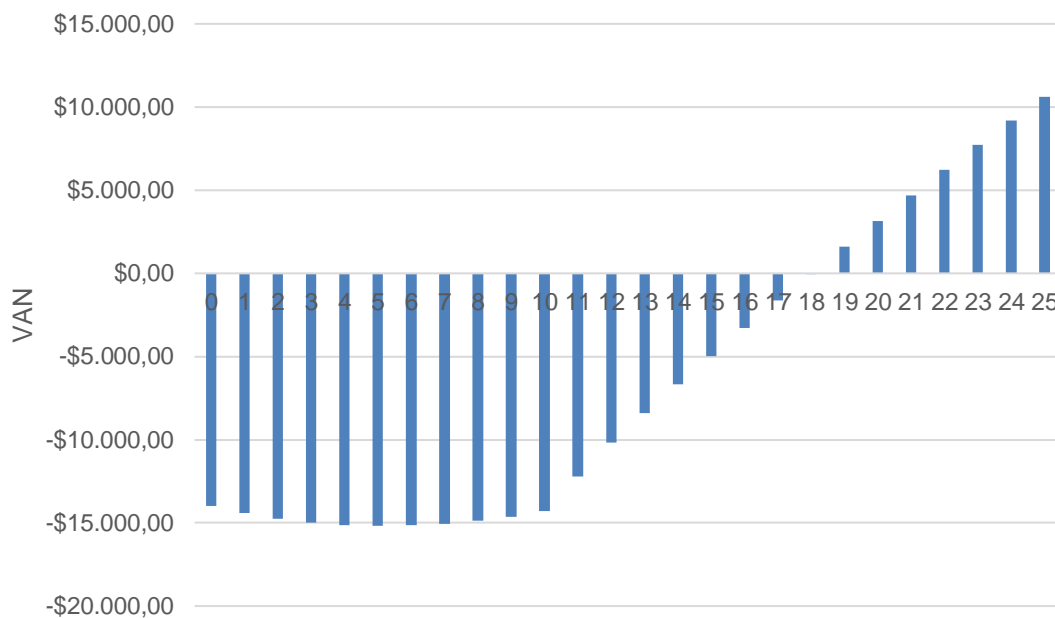
Datos generales y de explotación	Valores	Unidades
Potencia Nominal	25	kWp
coste por kWp	\$1.400,00	
Coste Total Proyecto	\$35.000,00	
Producción de Energía Eléctrica Prevista	32984,41	kWh/kW*año
Tarifa de venta	\$0,09	
Crecimiento anual de la tarifa	0,4%	
Mantenimiento por kW	\$18,30	Fuente IRENA
Costes O&M	\$457,50	
Crecimiento anual de Costes O&M	1%	
Fracción de Capital propio	40%	\$14.000,00
Fracción de Préstamo	60%	\$21.000,00
Tiempo pago de prestamo	10	Años
Tiempo de Amortización de la Instalación	12	Años
Impuestos del BAI	12%	
Tasa de descuento	2%	
Ingresos	\$2.968,60	
Vida útil	25%	Años

**Tabla 4. Datos generales y de explotación de la instalación**

En el apartado 2.4 se encuentran los cálculos para este tipo de financiación, obteniendo como resultado un VAN de \$10.617,76 y un TIR del 5,28%.

Con un valor del VAN positivo y un TIR mayor que la tasa de descuento planteada, el proyecto es factible desde el punto de vista económico para este tipo de financiación.

En la Ilustración 9 se presenta la estimación del Pay back que son los años en que se hace rentable la instalación que cuyo caso en aproximadamente 18 años.



**Ilustración 9. Pay-back**

## 1.4. Conclusiones

La Tabla 5 presenta la comparativa de las soluciones planteadas con los diferentes tipos de financiación presentados anteriormente.

	Financiación propia	Financiación ajena
VAN	\$12.754,33	\$10.617,76
TIR	4,92%	5,28%
PAYBACK	16,69	18,00

**Tabla 5. Comparativa de resultados económicos**

Para este caso en específico, se selecciona la opción de financiación propia debido a que presenta mejores resultados, ya que el tiempo de rentabilidad de la instalación es más corto. Una de las principales consideraciones a tomar en cuenta es que en Ecuador la empresa eléctrica no retribuye ningún dinero por la energía vertida en la red, pero realiza un balance energético a final de cada mes -teniendo en cuenta tanto la energía consumida como la energía vertida hacia la red-. Con ello, el sistema fotovoltaico diseñado inyecta a la red la

menor cantidad de energía posible, que es igual a un 42%, mientras que la demanda de energía de la red es igual a un 47% del consumo total de la hostería, lo que, a su vez satisface la demanda energética de la hostería, según sus índices de autoconsumo y suficiencia como se muestra en la Tabla 6.

Potencia pico SFV(kWh)	25
Consumo total (kWh)	34742
Energía FV generada estimada(kWh)	32984,41
Energía FV instantáneamente consumida(kWh)	18283,31
Demanda de la RED (kWh)	16354,4 / (47% del consumo)
Energía vertida a Red (kWh)	14701,1 / (42% del consumo)
Índice de AUTOCONSUMO	56%
Índice de AUTOSUFICIENCIA	53%

**Tabla 6. Resultados estimados anuales del diseño**

## 1.5. Descripción de elementos

### 1.5.1. Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico(GFV) está conformado por 5 sistemas de 6,840 kWp que se colocarán en un terreno horizontal previamente preparado para las condiciones de trabajo establecidas y cada sistema estará constituido por 18 módulos de 380 W<sub>p</sub>; a su vez, cada entrada MMPT del inversor está conformado por una serie de 9 módulos.

Los módulos que conforman el generador fotovoltaico dispondrán de una orientación  $\alpha = 0^\circ$  y una inclinación  $\beta = 5^\circ$ , consiguiendo de esta manera optimizar al máximo la generación eléctrica de nuestro sistema fotovoltaico.

La Tabla 7 muestra las principales características del generador fotovoltaico diseñado en condiciones estándar de medida.

Nominal Max. Power (P <sub>max</sub> )(Wattios)	6840
Opt. Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )(Voltios)	720
Opt. Operating Current (I <sub>mp</sub> )(Amperios)	9,5
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )(Voltios)	860,4
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )(Amperios)	10,01

**Tabla 7. Características GFV**

### 1.5.2. Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos seleccionados son del modelo KuMax CS3U-380 fabricado por la empresa Canadian Solar con una eficiencia del 19,15%, un peso de 22,5 kg y un área de 1,98 m<sup>2</sup>. Entre sus principales características esta la alta tolerancia a posibles sombras sobre el módulo, alta resistencia a micro fracturas y baja pérdida de potencia en las conexiones de las células.

La Tabla 8 muestra las características eléctricas, características de operación y mecánicas de los módulos fotovoltaicos seleccionados.

---

<b>DATOS ELECTRICOS</b>	
Potencia nominal [W]	380
Tensión en circuito abierto [V]	47,8
Corriente de cortocircuito [A]	10,01
Tensión en el punto de máxima potencia [V]	40,0
Corriente en el punto de máxima potencia [A]	9,50
Límite de corriente inversa [A]	30
Eficiencia [%]	19,15
Tolerancia de potencia [W]	0 ~ +5
Tensión máxima del sistema [V]	1000

<b>DATOS DE OPERACIÓN</b>	
Temperatura nominal de operación [°C]	42 ± 3
Coefficiente de temperatura de P <sub>max</sub> [%/°C]	-0,36
Coefficiente de temperatura de V <sub>oc</sub> [%/°C]	-0,29
Coefficiente de temperatura de I <sub>sc</sub> [%/°C]	0,05

<b>DATOS MECANICOS</b>	
Célula solar:	Monocristalina
Número de células:	72
Dimensiones (l / a / a):	2000mm / 992mm / 35mm
Peso:	22,5 kg
Vidrio:	3,2mm vidrio templado
Marco:	Aleación de aluminio anodizado, barra transversal mejorada
Conector:	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Cable:	4 mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG (UL)

---

**Tabla 8. Características módulo**

### 1.5.3. Inversor fotovoltaico

El inversor fotovoltaico seleccionado para el diseño del SFV, es de la marca HUAWEI, modelo SUN2000L-5KTL, la Tabla 9 presenta las características eléctricas y mecánicas del inversor.

El inversor cuenta con las siguientes protecciones internas:

- Protección anti-isla
- Protección contra polaridad inversa de CC
- Monitorización de aislamiento
- Protección contra descargas atmosféricas CC
- Monitorización de la corriente residual
- Protección contra sobreintensidad de CA
- Protección contra cortocircuito de CA
- Protección contra sobretensión de CA
- Protección contra sobre calentamiento

Una de las características más notorias de este inversor, es la interfaz integrada de almacenamiento para la adaptación de una batería, con el objetivo de complementar la generación eléctrica del sistema fotovoltaico y satisfacer las necesidades energéticas del lugar de instalación en algunos trabajos nocturnos.

<b>VALORES DE ENTRADA EN DC</b>	
Entrada DC máxima recomendada [W]	7500
Rango de tensión de operación MMPT [V]	260 – 480
Máxima tensión [V]	600
Cantidad de rastreadores MMP	2
Máxima corriente de cortocircuito por MMPT [A]	15
<b>VALORES DE SALIDA EN AC</b>	
Conexión a red eléctrica	Monofásica
Potencia nominal [W]	5000
Tensión nominal de salida [V]	220 / 230 / 240
Frecuencia nominal de red [Hz]	50 / 60
Máxima corriente de salida [A]	25
<b>DATOS GENERALES</b>	
Eficiencia máxima [%]	98.6
Dimensiones (incluida ménsula de montaje)[mm]	375 x 375 x 1615
Peso [kg]	10.5
Rango de temperatura de operación [°C]	-30 ~ +60

**Tabla 9. Características del inversor**

#### 1.5.4. Cableado

El cableado DC, está diseñado para larga duración (>25 años) y severas condiciones de trabajo, tensión asignada de 1,8 kV, adecuados para equipos de aislamiento clase II, resistentes a temperaturas extremas (- 40°C a 90°C), resistentes a la intemperie: ozono, rayos UV, absorción de agua, libres de halógenos, no propagan llama ni fuego, baja emisión de humos y gases corrosivos. Los cableado AC, tiene aislamiento de polietileno reticulado (tipo de aislamiento XLPE) y cubierta de poliolefina libre de halógenos (RZ1-K(AS)) de tensión de trabajo 0,6/1kV.

Para el dimensionado del cableado se tendrá en cuenta dos criterios, la máxima intensidad admisible por el cable en régimen permanente y La máxima caída de tensión (c.d.t.) permisible en el cable, imponiéndose por tanto el más restrictivo de ellos.

##### a) Criterio de máxima intensidad admisible por el cable

De acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo. Idéntica consideración cabe tener en cuenta con el cable principal en continua respecto de la intensidad de cortocircuito en CEM de todo el generador fotovoltaico, en este caso. Al cable de alterna se le aplica el mismo criterio, respecto de la intensidad nominal de salida del inversor.

##### b) Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable

De acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, la sección de los conductores del cable debe asegurar que:

- La caída de tensión en CEM en el tramo DC no supera el 1,5% (PCT de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, en España).
- La caída en la parte AC no ha de exceder el 1,5% de la tensión de salida nominal del inversor (REBT).

La instalación fotovoltaica se ha dividido en dos tramos de conexión, uno para corriente continua y otro para corriente alterna. Dichos tramos son detallados continuación:

- El tramo en DC, que va desde las ramas de módulos hasta la caja de conexión DC tiene una longitud aproximada de 20 m y una sección de cable de 12 AWG, que admite una intensidad de hasta 44 A.
- El tramo en DC, que va desde caja de conexión DC hasta el inversor la tiene una longitud aproximada de 10 m y una sección de cable de 12 AWG, que admite hasta 44 A.

- El tramo en AC, que va desde el inversor hasta el punto de unión en paralelo de los sistemas fotovoltaicos tiene una longitud de 5 m y una sección de cable de 2 AWG que admite hasta 130 A.
- El tramo en AC, que va desde el punto de anclaje de los inversores hasta el punto de unión a la red de distribución tiene una longitud aproximada de 100 m y una sección de cable de 300 AWG que admite hasta 330 A.

El cableado DC, el material de construcción de los conductores es de cobre, mientras que el cableado AC que une los puntos de anclaje en paralelo de los inversores al punto de unión a la red de distribución será de aluminio, además todo el cableado será subterráneo.

### **1.5.5. Soporte**

Se ha escogido la estructura FV925XL del fabricante SUNFER tiene una capacidad de 18 módulos fotovoltaicos dispuestos en vertical y distribuidos en 2 filas, y está diseñada para ser instalada sobre suelo mediante zapatas de hormigón, hincado, micro pilotes o anclado a losas de hormigón existentes. Además de una fácil instalación la estructura FV925XL es modular, es decir, puede ampliarse en cualquier momento dependiendo de las necesidades. El sistema de fijación de módulos fotovoltaicos se realiza mediante grapas intermedias y finales. La tornillería es desmontable, con sistema auto bloqueante mecánico y con arandela de presión.

### **1.5.6. Puesta a tierra**

El sistema de puesta a tierra es una parte básica de cualquier instalación eléctrica, y tiene como objetivo limitar la tensión que presentan las masas metálicas respecto a tierra, asegurar actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en el material eléctrico utilizado. La puesta a tierra no solo brinda seguridad a las personas sino también a equipos y máquinas. Evita la posibilidad de sufrir daños producto de defectos de aislación como de corrientes producidas por descargas atmosféricas (rayos). La puesta a tierra del SFV se la realizará en esquema flotante ya que intrínsecamente es más segura frente a contactos directos e indirectos de las personas, la red de corriente continua de del GFV está aislada de la tierra y existe una tierra de protección a la que se unirá las masas metálicas del sistema, así como los dispositivos de protección frente a sobretensiones.

Una conexión equipotencial a tierra permitirá la unión de todas las partes metálicas de los componentes del SFV, con el objetivo de poner a salvo a las personas y la correcta actuación de los limitadores de corriente y sobretensiones.

Según la ITC-BT-18 (ITC-BT-18, s.a.) la sección de cable de los conductores es la siguiente:



- Sección de 12 AWG, para la conexión de los marcos, envolventes, partes metálicas, etc., del GFV.
- Sección de 12 AWG, tramo entre caja de conexión DC – Inversor.
- Sección de 3 AWG, descargador de sobretensiones de AC del Inversor.
- Sección de 3/0 AWG, tramo entre la conexión en paralelo de los inversores – punto de unión a tierra de la instalación.

El conductor que unirá la barra equipotencial con la puesta a tierra, será de cobre y protegido contra la corrosión de 6 AWG, con una longitud de 10 m y una pica de 1,5 m hincada al suelo, además la puesta a tierra de la instalación será independiente de la puesta a tierra de la empresa de distribución.

### **1.5.7. Protecciones**

#### **1.5.7.1. Fusibles**

La utilización de fusibles para este caso en específico no es indispensable, debido que no existen strings en paralelo en ninguna de las 2 entradas MPPT, lo cual significa que los fusibles no cumplirán la función para la cual están diseñados que es garantizar la protección del cableado frente a sobreintensidades, pero serán colocados dentro de la caja de conexión DC como mecanismo de corte directo entre los módulos y el inversor.

Se seleccionan los fusibles E 9F20 PV de la marca ABB con una intensidad nominal de 20 A y una tensión asignada de 1000 V en cada rama de módulos en serie.

#### **1.5.7.2. Portafusibles**

Los fusibles escogidos serán instalados adecuadamente en porta fusibles de la marca ABB, modelo E 91/32 PV con una corriente nominal de 32 A.

#### **1.5.7.3. Protecciones frente a sobretensiones de corriente continua**

Con el fin de proteger al GFV de sobretensiones tanto externas como internas se hace uso de descargadores de tensión. Se ha seleccionado es el modelo OVR PV 40-1000 P TS BW de la marca ABB, con una corriente nominal de descarga de 20 kA y una tensión nominal de 1100V.

#### **1.5.7.4. Interruptor principal de corriente continua**

El interruptor principal de continua debe ser capaz de trabajar en condiciones extremas, es decir para una temperatura de célula igual a -10°C y soportar la tensión del generador fotovoltaico. El interruptor general de la parte DC seleccionado es el modelo S804PV-S32 de

la marca ABB, con una intensidad nominal de 32 A y capaz de soportar una tensión de 1200 V.

#### 1.5.7.5. Protección frente a sobrecargas de corriente alterna

El interruptor magneto térmico estará colocado a la salida del inversor con el objetivo de proteger los conductores que van desde el inversor hasta el punto general de conexión a red. El interruptor magneto térmico escogido es el modelo S202-C63 con una intensidad nominal de 63 A y un número de polos igual a 2.

#### 1.5.7.6. Interruptor diferencial

El interruptor diferencial tiene el objetivo de proteger a las personas del contacto directo o indirecto con las partes activas de la instalación. El interruptor diferencial seleccionado es el modelo F202 B-40/0,03 de la marca ABB, con una intensidad nominal de 40 A.

#### 1.5.7.7. Protección frente a sobretensiones de corriente alterna

El descargador seleccionado es el modelo OVR T2 1N 40-275 P QS de la marca ABB, una corriente de descarga de 20 kA y una tensión nominal de 230 V, el mismo que protegerá al SFV frente a sobretensiones procedentes de la red de distribución eléctrica.

### 1.6. Presupuesto del proyecto

El presupuesto estimado para la ejecución del proyecto es mostrado a continuación:

GENERADOR FOTOVOLTAICO	\$ 16946,00
INVERSOR	\$ 6337,25
PROTECCIONES	\$ 3133,50
CABLEADO	\$ 1580,00
<b>PRESUPUESTO DE MATERIAL</b>	<b>\$ 27996,75</b>
10% GASTOS GENERALES	\$ 2799,57
12% IVA	\$ 3359,61
7% HONORARIOS	\$ 1959,77
<b>PRESUPUESTO TOTAL</b>	<b>\$ 36115,70</b>

## 1.7. Bibliografía

- ARCONEL. (2018). *Atlas del sector eléctrico ecuatoriano*.
- ARCONEL., A. d. (2018.). *Regulación Nro. ARCONEL - 003/18*. Ecuador.
- Cepeda, J. T. (2020.). *Máster en EERR-Evaluación Económica de proyectos*. Jaén, España.
- Chenlo., M. A. (s.a.). *Estimación de la energía generada por un sistema Fotovoltaico conectado a red*. Madrid, España.
- Comission, E. (2019). *PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM - PVGIS*. Obtenido de [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/tools.html](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html)
- CONELEC. (2008). *Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica*. Quito.
- CONELEC. (s.a.). *Plan maestro de electrificación 2013 - 2022 - Aspectos de sustentabilidad y sostenibilidad social y ambiental*.
- CONELEC. (s.a.). *Plan maestro de electrificación 2013 - 2022 - Estudio y gestión de la demanda eléctrica*. Ecuador.
- Gilardón, A. C. (2019). *MODELOS PARA LA EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS DE AUTOCONSUMO*. Málaga.
- Higueras, J. d. (2020). *Máster en EERR-Diseño del tamaño y configuración del generador FV en relación al inversor*. Jaén, España.
- Higueras, J. d. (2020). *Máster en EERR-Fundamentos de la elección y cálculo del cableado, protecciones y consideraciones sobre seguridad del sistema*. Jaén, España.
- IDAE., I. p. (2011.). *Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas A RED*. Madrid, España.
- IRENA., I. R. (2019.). *Renewable power generation cost in 2019*. Abu Dhabi.
- ITC-BT-18. (s.a.). *Instalaciones de Puesta a Tierra*.
- Lorenzo, E. (2014). *Electricidad solar fotovoltaica*. Mairena del Aljarafe.
- Melero., C. C. (2018.). *Viabilidad técnico-económica de la generación eléctrica en red con tecnología fotovoltaica. Caso práctico en un explotación agraria de olivar*. Jaén, España.
- NREL., N. R. (2018.). *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018*. U.S.
- Routledge. (2013). *Planning and installing photovoltaic system: guide for installers, architects and engineers*. Abingdon.
- Tirado, D. A. (2015). *SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A AUTOCONSUMO UNICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE ESTRUCTURAS Y MATERIALES D LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA JULIO GARAVITO(BOGOTÁ, COLOMBIA)*.

Viabilidad Técnico-Económica de la generación eléctrica en red con tecnología fotovoltaica.  
Caso práctico en una Hostería ubicada en Ibarra-Ecuador / UJA

Valencia, U. P. (2011). *Cuestiones y problemas resueltos de dirección y gestión de proyectos*. Valencia.

Velasco, J. G. (2009). *Energías renovables*. Editorial Reverte.

## **2. ANEXOS**

## CONTENIDO: ANEXOS

<b>2.1. CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN .....</b>	<b>32</b>
2.1.1. Factor de dimensionado.....	32
2.1.2. Selección del inversor fotovoltaico.....	33
2.1.3. Superficie mínima necesaria .....	33
2.1.4. Ángulo óptimo de inclinación.....	34
2.1.5. Distancia mínima entre filas de módulos .....	34
2.1.6. Dimensionado del Generador fotovoltaico .....	35
2.1.6.1. Número total de módulos .....	35
2.1.6.2. Número de módulos en paralelo.....	36
2.1.6.3. Número de módulos en serie.....	36
2.1.7. Dimensionado del cableado .....	39
2.1.7.1. Tramo rama de módulos –Caja de continua .....	41
2.1.7.2. Tramo Caja de continua – Inversor.....	42
2.1.7.3. Tramo de alterna .....	42
2.1.8. Puesta a tierra .....	45
2.1.8.1. Puesta a tierra de los módulos fotovoltaicos .....	45
2.1.8.2. Puesta a tierra entre caja de conexión DC – Inversor .....	45
2.1.8.3. Puesta a tierra del descargador de sobretensiones de la parte de AC del inversor .....	45
2.1.8.4. Puesta a tierra del SFV con la puesta a tierra de la instalación .....	45
2.1.9. Protecciones eléctricas .....	46
2.1.9.1. Protecciones de equipos – parte DC .....	46
2.1.9.2. Protecciones de equipos – parte AC .....	47
Protección a la interconexión.....	48
<b>2.2. CÁLCULO DE LA ENERGÍA GENERADA POR LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y</b>	
<b>BALANCE ENERGÉTICO.....</b>	<b>50</b>
2.2.1. Radiación solar y temperatura ambiente .....	50
2.2.2. Cálculo de la energía generada por la instalación fotovoltaica .....	56
2.2.3. Balance energético del SFV.....	57
2.2.4. Balance neto de la empresa distribuidora de energía eléctrica .....	63
<b>2.3. CARACTERIZACIÓN DEL CONSUMO .....</b>	<b>64</b>
2.3.1. Consumo de la Hostería.....	64
2.3.2. Curva de demanda diaria nacional .....	65
2.3.3. Adaptación de consumo a la curva de demanda diaria nacional .....	66
2.3.4. Adaptación de la curva de demanda diaria nacional al funcionamiento estimado de la hostería .....	67
<b>2.4. ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO.....</b>	<b>69</b>
2.4.4. Indicadores para el análisis .....	69
2.4.5. Viabilidad mediante financiación propia.....	71
2.4.6. Viabilidad mediante financiación ajena o préstamo.....	74
<b>2.5. FICHAS TÉCNICAS.....</b>	<b>80</b>
2.5.1. Modulo fotovoltaico .....	80
2.5.2. Estructura de soporte.....	81
2.5.3. Inversor.....	82
2.5.4. Cableado DC .....	83
2.5.5. Cableado AC .....	84
2.5.6. Fusibles .....	85
2.5.7. Portafusible.....	86

2.5.8.	<i>Descargador de tensión</i> .....	87
2.5.9.	<i>Interruptor principal de continua</i> .....	88
2.5.10.	<i>Interruptor magnetotérmico</i> .....	89
2.5.11.	<i>Interruptor diferencial</i> .....	90
2.5.12.	<i>Descargador de tensión</i> .....	91
2.5.13.	<i>Caja de conexiones</i> .....	92
<b>2.6.</b>	<b>GALERÍA</b> .....	<b>93</b>

## 2.1. Cálculo de la instalación

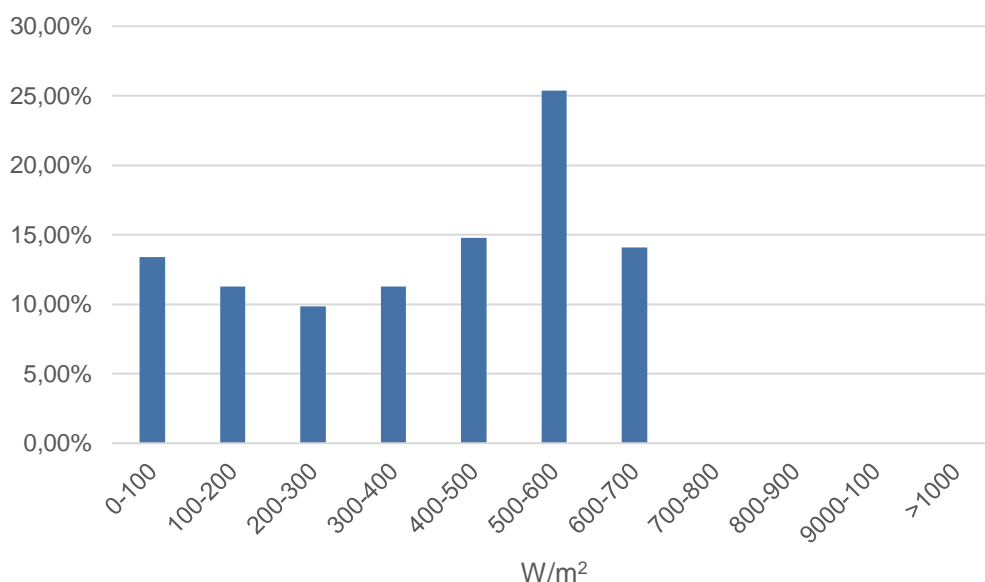
Una vez realizada la caracterización del consumo y su respectivo balance energético se obtiene la potencia idónea de la instalación, para este caso una potencia de 25 kWp.

El diseño del sistema fotovoltaico se realizará de forma modular, constituidos por 5 sistemas de 5 kW y no como una sola instalación, esto se debe a la posible expansión de actividades de la hostería, por ejemplo, el aumento de cabañas de hospedaje o diversas ampliaciones de la misma con el paso del tiempo, y un mejor desempeño a la hora del mantenimiento, consiguiendo con esto la menor pérdida de energía de la instalación, además el sistema al ser modular nos permite aumentar o disminuir la cantidad de energía que sea requerida por el emplazamiento, dándole mucha versatilidad a la aplicación de la energía del mismo.

A continuación, se detallan los parámetros de diseño considerados para uno de los cinco sistemas de 5 kW.

### 2.1.1. Factor de dimensionado

Para el dimensionado del sistema fotovoltaico es necesario conocer el factor de dimensionado ( $F_s$ ), y su valor dependerá de la latitud del lugar al igual que los datos de irradiación presentes en el emplazamiento, gracias a los datos obtenidos mediante PVGIS la Ilustración 10 muestra el histograma de irradiancias del emplazamiento, con lo cual se puede obtener un factor de dimensionado adecuado para la instalación.



**Ilustración 10. Histograma de irradiancias**

El factor de dimensionado seleccionado para este diseño será de 0,7 debido a que a que la mayoría de la irradiación está dentro de un rango de 500 y 700 W/m<sup>2</sup>, con lo cual es



necesario implementar entre un 25 o 30 por ciento más la energía producida por el GFV para poder alcanzar las condiciones estándar de medida, consiguiendo así energía suficiente para satisfacer la demanda energética de la hostería en las condiciones climatológicas del lugar.

### 2.1.2. Selección del inversor fotovoltaico

El inversor comercial con las condiciones de funcionamiento requeridas para el diseño, es el inversor monofásico de la marca HUAWEL modelo SUN2000L-5KTL con una potencia nominal de entrada de 5 kW, el cual cuenta con un alto rendimiento incluso con bajas potencias, cuenta con dos entradas MPPT y dispone de una entrada preparada para incluir una batería para mejorar en un futuro la demanda energética de la hostería en horas críticas.

### 2.1.3. Superficie mínima necesaria

El área necesaria para la correcta ubicación del generador fotovoltaico puede llegar a ser un problema complejo, ya que dicha área debe evitar el sombreado de objetos cercanos al igual que el auto sombreado.

Para el cálculo de la superficie se toma en consideración el factor de ocupación del terreno por 1kWp teniendo en cuenta la latitud del emplazamiento para este caso el factor de ocupación de terreno es de 1,4 y la superficie plana necesaria aproximada para la instalación de 1KWp según la tecnología de fabricación del módulo, este caso es un módulo monocristalino siendo su valor de superficie aproximado de 5,2 m<sup>2</sup>. (Routledge, 2013)

Por lo tanto, la superficie mínima necesaria para la instalación con módulos fotovoltaicos monocristalinos y teniendo en cuenta la latitud del lugar viene expresada con la siguiente ecuación:

$$AL = LF * A_G$$

Donde:

- AL: superficie plana necesaria para la ubicación del generador fotovoltaico (m<sup>2</sup>)
- LF: factor de ocupación del terreno (land factor, en inglés)
- A<sub>G</sub>: Área del generador FV (superficie de los módulos)

Obteniendo como resultado una superficie mínima 7,28 m<sup>2</sup>. La superficie total requerida para la instalación del generador FV es:

$$\text{Superficie total} = \text{Potencia nominal del GFV} * \text{Superficie minima}(1kwp)$$

$$\text{Superficie total} = 25(kW) * 7,28(m^2) = 182 m^2$$

#### 2.1.4. Ángulo óptimo de inclinación

El Ángulo óptimo de inclinación de los módulos se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\beta_{opt} = (0,69 * \phi) + 3,7$$

Donde:

- $\beta_{opt}$ : Ángulo óptimo de inclinación (°)
- $\phi$ : latitud (°)

Obteniendo como resultado un ángulo óptimo de  $3,904^\circ$ , el ángulo óptimo seleccionado para este caso será de  $5^\circ$  con el objetivo de que esta inclinación sea suficiente para la limpieza propia de los módulos fotovoltaicos por lluvia y por viento, sin afectar a la producción total de energía.

#### 2.1.5. Distancia mínima entre filas de módulos

Las condiciones técnicas del IDAE (IDAE., 2011.) especifica que la distancia medida sobre la horizontal, debe garantizar al menos 4 horas de sol en torno al medio día del solsticio de invierno, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de determinada altura.

La Ilustración 11 nos muestra el esquema básico de cálculo para una superficie horizontal

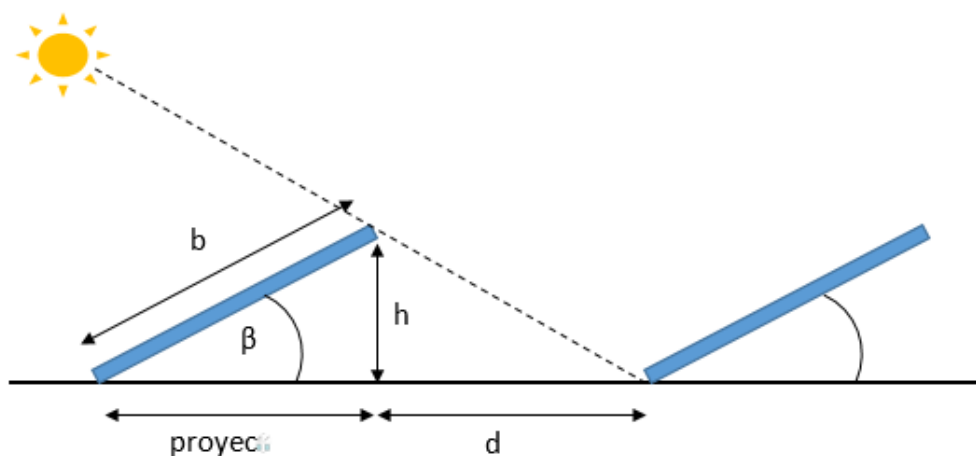


Ilustración 11. Separación entre filas de módulos

Los datos mecánicos del módulo fotovoltaico se presentan en la Tabla 10.

Dimensiones	
LARGO (m)	2
ANCHO (m)	0,992
ESPESOR (m)	0,035
PESO (kg)	22,5

Tabla 10. Dimensiones módulo fotovoltaico

Se hace uso de la siguiente expresión para encontrar la altura proyectada sobre la horizontal de una fila ( $h$ ), con los  $5^\circ$  de inclinación óptima de los módulos ( $\beta$ ) y el ancho del módulo fotovoltaico ( $b$ ).

$$h = b * \text{sen}(\beta)$$
$$h = 0,992 \text{ m} * \text{sen}(5^\circ) = 0,086 \text{ m}$$

después, con la altura de 0,086 m y la latitud del emplazamiento, se calcula la distancia ( $d$ ) por medio de la siguiente expresión

$$d = \frac{h}{\tan(66,59^\circ - \text{latitud})}$$
$$d = \frac{0,086 \text{ m}}{\tan(66,59^\circ - 0,295^\circ)} = 0,037 \text{ m}$$

La distancia mínima calculada entre los módulos fotovoltaicos es de 3,7 cm, pero la distancia de separación entre filas de módulos es demasiado pequeña, por lo cual la distancia mínima necesaria entre filas de paneles fotovoltaicos será de 1 m, con el objetivo de dejar espacio suficiente para operaciones de mantenimiento y conexión de los paneles fotovoltaicos, además con esta distancia se garantiza el autosombreado del GFV.

### 2.1.6. Dimensionado del Generador fotovoltaico

En primer lugar, se prefijan los valores de  $F_s$  (0,7), temperatura máxima y mínima de la célula para este caso se considera una temperatura máxima de operación de la célula de  $50^\circ\text{C}$  y una temperatura mínima de  $-10^\circ\text{C}$ , tomando como referencia las temperaturas ambiente presentes en el emplazamiento y descritas en el último boletín climatológico de Ecuador, además los índices de pérdida por temperatura se encuentran detallados en las hojas características de los módulos fotovoltaicos.

#### 2.1.6.1. Número total de módulos

El generador fotovoltaico que se desea instalar dispone de una potencia nominal de 5 kW. Se utilizan módulos fotovoltaicos de la marca Canadian Solar con una potencia nominal de 380 W. El número total de módulos fotovoltaicos viene expresado por la siguiente ecuación

$$P_{INV,DC} = F_s * P_{M,MOD,STC} * N_{total,MOD}$$

Donde:

- $P_{INV,DC}$ : Potencia del inversor en DC
- $F_s$ : Factor de dimensionado
- $P_{M,MOD,STC}$ : Potencia máxima del modulo
- $N_{total,MOD}$ : número total de módulos

$$N_{total,MOD} = \frac{5000}{0,7 * 380} = 18,80$$

El número total de módulos a instalar será 18 módulos.

### 2.1.6.2. Número de módulos en paralelo

El número de módulos en paralelo viene expresado con la siguiente ecuación:

$$I_{SC,MOD,STC} * N_{mp} * \left[1 + \frac{CCT_{VOC}(\%)}{100} * (T_{max}^{\circ}C - 25^{\circ}C)\right] \leq I_{INV,MAX,DC}$$

Donde:

- $I_{SC, MOD, STC}$ : corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico en condiciones STC.
- $N_{mp}$ : número aproximado de módulos en paralelo
- $CCT_{ISC}(\%)$ : coeficiente de pérdida de corriente por temperatura
- $T_{max}$ : temperatura máxima de operación de la célula
- $I_{INV, MAX, DC}$ : corriente máxima del inversor en la parte de DC

$$10,01 A * N_{mp} * \left[1 + \frac{0,05}{100} * (50^{\circ}C - 25^{\circ}C)\right] \leq 15 A$$
$$N_{mp} \leq 1,48$$

El número total de módulos en paralelo a instalar será aproximadamente 1,48 módulos, además se establece un factor de seguridad de corriente de 1,25 con lo cual, el número total de módulos en paralelo debe ser  $\leq 1,85$  módulos. El número total de módulos en paralelo a instalar será de 1.

### 2.1.6.3. Número de módulos en serie

Según la tensión de entrada máxima, el número aproximado de módulos en serie viene expresado con la siguiente ecuación:

$$(V_{OC,MOD,STC} * N_{ms}) * \left[1 + \frac{CCT_{VOC}(\%)}{100} * (T_{min}^{\circ}C - 25^{\circ}C)\right] \leq V_{INV,MAX,DC}$$

Donde:

- $V_{OC, MOD, STC}$ : corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico en condiciones STC.
- $N_{ms}$ : número aproximado de módulos en serie
- $CCT_{VOC}(\%)$ : coeficiente de pérdida de tensión por temperatura
- $T_{min}$ : temperatura mínima de operación de la célula
- $V_{INV, MAX, DC}$ : tensión máxima del inversor en la entrada

$$47,8 V * N_{ms} * \left[ 1 + \frac{-0,29}{100} * (-10^{\circ}C - 25^{\circ}C) \right] \leq 600 V$$

$$N_{ms} \leq 11,40$$

El número total de módulos en serie a instalar debe ser  $\leq 11$  módulos.

Según la tensión mínima PMP del inversor, el número aproximado de módulos en serie viene expresado con la siguiente ecuación:

$$(V_{M,MOD,STC} * N_{ms}) * \left[ 1 + \frac{CCT_{VOC}(\%)}{100} * (T_{max}^{\circ}C - 25^{\circ}C) \right] \geq V_{INV,MIN,PMP}$$

Donde:

- $V_{M, MOD, STC}$ : tensión en el punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico en condiciones STC.
- $N_{ms}$ : número aproximado de módulos en serie
- $CCT_{VOC}(\%)$ : coeficiente de pérdida de tensión por temperatura
- $T_{max}$ : temperatura mínima de operación de la célula
- $V_{INV, MIN, DC}$ : tensión mínima del inversor en la entrada

$$40 V * N_{ms} * \left[ 1 + \frac{-0,29}{100} * (50^{\circ}C - 25^{\circ}C) \right] \geq 260 V$$

$$N_{ms} \geq 7,01$$

El número total de módulos en serie a instalar debe ser  $\geq 7$  módulos.

Según la tensión máxima PMP del inversor, el número aproximado de módulos en serie viene expresado con la siguiente ecuación:

$$(V_{M,MOD,STC} * N_{ms}) * \left[ 1 + \frac{CCT_{VOC}(\%)}{100} * (T_{min}^{\circ}C - 25^{\circ}C) \right] \leq V_{INV,MAX,PMP}$$

Donde:

- $V_{M, MOD, STC}$ : tensión en el punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico en condiciones STC.
- $N_{ms}$ : número aproximado de módulos en serie
- $CCT_{VOC}(\%)$ : coeficiente de pérdida de corriente por temperatura
- $T_{min}$ : temperatura mínima de operación de la célula
- $V_{INV, MAX, DC}$ : tensión máxima del inversor en la entrada

$$40 V * N_{ms} * \left[ 1 + \frac{-0,29}{100} * (-10^{\circ}C - 25^{\circ}C) \right] \leq 480 V$$

$$N_{ms} \leq 10,89$$

El número total de módulos en serie a instalar debe ser  $\leq 10$  módulos.

En resumen, la Tabla 11 presenta los resultados como primera aproximación del diseño del generador fotovoltaico.

<b>PRIMERA APROXIMACIÓN</b>		
nº Total de módulos	Aprox.	18
nº máximo de módulos en paralelo	menor que	1
nº mínimo de módulos en serie ( $V_{min,pmp}$ )	mayor que	7
nº máximo de módulos en serie ( $V_{max,inv}$ )	menor que	11
nº máximo de módulos en serie ( $V_{max,pmp}$ )	menor que	10

**Tabla 11. Primera aproximación**

Los resultados finales de la configuración del generador fotovoltaico una vez tomado en cuenta número de entradas, tensiones y corrientes adecuadas y dentro de los rangos establecidos por el fabricante y seguidores de puntos de máxima potencia se muestran en la Tabla 12.

<b>RESULTADOS FINALES</b>	
Factor de dimensionado kW/kWp (FS)	0,73
Módulos en paralelo	1
Módulos en serie	18
Total de módulos	18

**Tabla 12. Resultados finales del generador**

El inversor al tener incorporado dos seguidores de punto de máxima potencia la Tabla 13 ilustra la configuración para cada seguidor del punto de máxima potencia.

<b>RESULTADOS FINALES POR MPPT</b>	
Módulos en paralelo	1
Módulos en serie	9
Total de módulos	9

**Tabla 13. Configuración de seguidores PMP**

En la Tabla 14 se observan los datos de trabajo característicos del generador fotovoltaico para las temperaturas de operación de 25, 50 y  $-10^{\circ}\text{C}$ .

<b>RESULTADOS FINALES</b>			
<b>Temperatura min. de operación (°C)</b>	<b>25</b>	<b>50</b>	<b>-10</b>
Nominal Max. Power (Pmax)(Wattios)	6840	6224,40	7701,84
Opt. Operating Voltage (Vmp)(Voltios)	720	667,80	793,08
Opt. Operating Current (Imp)(Amperios)	9,5	9,62	9,33
Open Circuit Voltage (Voc)(Voltios)	860,4	798,02	947,73
Short Circuit Current (Isc)(Amperios)	10,01	10,14	9,83

**Tabla 14. Datos de trabajo característicos del generador**

Considerando que la instalación consta de cinco sistemas fotovoltaicos de 5 kW el generador fotovoltaico estará constituido en su totalidad con 90 módulos y 5 inversores.

### **2.1.7. Dimensionado del cableado**

Para el dimensionado del cableado se toma como unidad de medida referencial los mm<sup>2</sup>, que sirve como referencia para mirar su equivalencia en AWG que es el sistema de medición de cables utilizado en Ecuador. La instalación fotovoltaica se ha dividido en dos tramos de conexión, uno para corriente continua y otro para corriente alterna. Dichos tramos tendrán diferentes secciones de conductores.

Cada sistema que conforma el GFV está compuesto por 18 módulos fotovoltaicos, distribuidos en 9 módulos en serie y 1 rama en paralelo por cada entrada MMP.

Para el dimensionado del cableado se tendrá en cuenta dos criterios, la máxima intensidad admisible por el cable en régimen permanente y la máxima caída de tensión (c.d.t.) permisible en el cable, imponiéndose por tanto el más restrictivo de ellos.

#### **a) Criterio de máxima intensidad admisible por el cable**

De acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo. Idéntica consideración cabe tener en cuenta con el cable principal en continua respecto de la intensidad de cortocircuito en CEM de todo el generador fotovoltaico, en este caso. Al cable de alterna se le aplica el mismo criterio, respecto de la intensidad nominal de salida del inversor.

#### **b) Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable**

De acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, la sección de los conductores del cable debe asegurar que:

Viabilidad Técnico-Económica de la generación eléctrica en red con tecnología fotovoltaica.  
Caso práctico en una Hostería ubicada en Ibarra-Ecuador / UJA

- La caída de tensión en CEM en el tramo DC no supera el 1,5% (PCT de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, en España).
- La caída en la parte AC no ha de exceder el 1,5% de la tensión de salida nominal del inversor (REBT).

Para calcular el Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable en inversores monofásicos se hace uso de la siguiente expresión:

$$\Delta V_{rama} = \frac{2 * L_{rama} * I_{MOD,M,STC}}{S_{m,rama} * N_{ms} * V_{MOD,M,STC} * \sigma}$$

Donde:

- ✓  $\Delta V_{rama}$ : máxima caída permisible (%).
- ✓  $\sigma$ : conductividad del cobre ( $m\Omega^{-1}mm^{-2}$ ).
- ✓  $L_{rama}$ : longitud de la rama (m).
- ✓  $I_{MOD, M, STC}$ : intensidad nominal del módulo en CEM (A).
- ✓  $S_{m, rama}$ : sección del conductor ( $mm^2$ ).
- ✓  $N_{ms}$ : número de módulos en serie.
- ✓  $V_{MOD, M, STC}$ : tensión del módulo en CEM (V).

Las características exigibles al cableado DC, según la especificación UNE-EN 50618:2015 son las siguientes:

- ✓ Cables diseñados para larga duración (>25 años) y severas condiciones de trabajo.
- ✓ Tensión asignada de 1.8 kV.
- ✓ Adecuados para equipos de aislamiento clase II.
- ✓ Resistentes a temperaturas extremas (- 40°C a 90°C).
- ✓ Resistentes a la intemperie: ozono, rayos UV, absorción de agua.
- ✓ Cables de alta seguridad(AS): Libres de halógenos, no propagación de llama y fuego, baja emisión de humos y gases corrosivos.
- ✓ La cubierta del cable debe marcarse por impresión, grabado o relieve con el código de designación 'H1Z2Z2-K'.

En los SFCR se ha generalizado el empleo de una sección mínima de 4 mm<sup>2</sup>, con independencia de los resultados obtenidos al aplicar los criterios anteriormente mostrados. Secciones normalizadas menores -1,5 y 2,5 mm<sup>2</sup>- son propensas a la ruptura.

Los cables de alterna –conexión a la red de distribución- pueden ser cables unipolares o bien trifásicos, al descubierto o a veces, enterrados. Deben poseer aislamiento de polietileno reticulado (tipo de aislamiento XLPE) y cubierta de poliolefina libre de halógenos (RZ1-K(AS)) de tensión de trabajo 0,6/1kV según norma UNE 21.030. Si la salida del inversor es



en estrella, se deberán emplear cuatro conductores: uno para cada fase más el neutro. Si la salida en cuestión es en triángulo bastan tres conductores.

El cableado AC escogido será cable monofásico enterrado con aislamiento XPLE, con dos conductores, uno para la fase y uno para el neutro.

En la siguiente tabla se encuentran las distancias y el tipo de cable seleccionado para los distintos tramos de la instalación fotovoltaica:

TRAMO	LONGITUD	TIPO DE CABLE
Rama – Caja DC	20 m	TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K
Caja DC – Inversor	10 m	TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K
Unión de inversores en paralelo	5 m	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV
Anclaje a la red de distribución	100 m	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV

**Tabla 15. Cableado utilizado**

#### 2.1.7.1. Tramo rama de módulos –Caja de continua

Este tramo comienza en las ramas de módulos fotovoltaicos hasta la caja de conexión DC, e irán enterrados. La longitud es una aproximación a la ya que es necesario la medición precisa en el lugar de emplazamiento.

El cableado que incluye los módulos tiene una sección de 4mm<sup>2</sup>, por lo tanto, en este tramo se utilizara un cable de sección de 4mm<sup>2</sup>, que admite una corriente máxima de 44 A, este cable es diseñado específicamente para el tramo en DC de los sistemas fotovoltaicos.

A continuación, se comprobará que la sección de cable seleccionada anteriormente cumple con los criterios especificados anteriormente.

##### a) Criterio de máxima intensidad admisible por el cable

El cable de la rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo:

$$I_{Rama} = 1,25 * 10,01 A = 12,51 A$$

Se comprueba que la intensidad de la rama no supera la intensidad máxima admisible por el cable seleccionado que es 44 A.

##### b) Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable

Las secciones de los conductores deben asegurar que la caída de tensión en CEM en la parte de continua no supere el 1,5%, y viene dado por la expresión citada anteriormente:

$$\Delta V_{rama} = \frac{2 * 20 * 9.5}{4 * 18 * 40 * 56}$$

$$\Delta V_{rama} = 0,24 \% < 1.5 \%$$

Como se puede observar la caída máxima permisible de tensión, no es superada por la sección de cable seleccionado.

### 2.1.7.2. Tramo Caja de continua – Inversor

A continuación, se comprobará que la sección de cable seleccionada anteriormente cumple con los criterios especificados anteriormente.

#### a) Criterio de máxima intensidad admisible por el cable

El cable de la rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico:

$$I_{Rama} = 1,25 * 10,01 A = 12,51 A$$

Se comprueba que la intensidad de la rama no supera la intensidad máxima admisible por el cable seleccionado que es 44 A.

#### b) Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable

Las secciones de los conductores deben asegurar que la caída de tensión en CEM en la parte de continua no supere el 1,5%, y viene dado por la expresión citada anteriormente:

$$\Delta V_{rama} = \frac{2 * 10 * 9.5}{4 * 18 * 40 * 56}$$
$$\Delta V_{rama} = 0,12 \% < 1.5 \%$$

Como se puede observar la caída máxima permisible de tensión, no es superada por la sección de cable seleccionado.

### 2.1.7.3. Tramo de alterna

El tramo de alterna ha sido distribuido en dos etapas las cuales son detalladas a continuación:

Para determinar la sección del cableado AC a la salida del inversor hasta el punto de conexión en paralelo de los inversores, se aplica la siguiente expresión:

$$S_{m,AC} = \frac{2 * L_{AC} * I_{INV,AC} * \cos\phi}{\Delta V_{AC} * V_{INV,AC} * \sigma}$$

Donde:

- ✓  $\Delta V_{AC}$ : máxima caída permisible (%).
- ✓  $\sigma$ : conductividad del cobre ( $m\Omega^{-1}mm^{-2}$ ).
- ✓  $L_{AC}$ : longitud del tramo AC (m).
- ✓  $I_{INV,AC}$ : intensidad nominal del inversor en AC (A).
- ✓  $S_{m,AC}$ : sección del conductor ( $mm^2$ ).
- ✓  $V_{INV,AC}$ : tensión del inversor en AC (V).

$$S_{m,AC} = \frac{2 * 5 * 25 * 1}{1,5\% * 220 * 56}$$
$$S_{m,AC} = 27,06 \text{ mm}^2$$

Se determina que la sección de cable para el tramo AC es de 35 mm<sup>2</sup> ya que es el inmediato superior a la sección de cable calculada.

➤ A continuación, se comprobará que la sección de cable seleccionada anteriormente cumple con los criterios especificados anteriormente.

#### a) Criterio de máxima intensidad admisible por el cable

El cable de la rama debe soportar 1,25 veces la intensidad nominal de salida del inversor:

$$I_{Rama} = 1,25 * 25 \text{ A} = 31,25 \text{ A}$$

Se comprueba que la intensidad de la rama no supera la intensidad máxima admisible por el cable seleccionado que es de 97 A.

#### b) Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable

Las secciones de los conductores deben asegurar que la caída de tensión en CEM en la parte de continua no supere el 1.5%, y viene dado por la expresión citada anteriormente:

$$\Delta V_{rama} = \frac{2 * 5 * 25 * 1}{6 * 220 * 56}$$
$$\Delta V_{rama} = 0,33 \% < 1.5 \%$$

Como se puede observar la caída máxima permisible de tensión, no es superada por la sección de cable seleccionado.

Además, para determinar la sección del cableado AC que va desde el punto de conexión en paralelo de los inversores al punto de anclaje a la red de distribución, se aplica la siguiente expresión:

$$S_{m,AC} = \frac{2 * L_{AC} * I_{INV,AC} * \cos\phi}{\Delta V_{AC} * V_{INV,AC} * \sigma}$$

Donde:

- ✓  $\Delta V_{AC}$ : máxima caída permisible (%).
- ✓  $\sigma$ : conductividad del cobre ( $\text{m}\Omega^{-1}\text{mm}^{-2}$ ).
- ✓  $L_{AC}$ : longitud del tramo AC (m).
- ✓  $I_{INV,AC}$ : intensidad nominal del inversor en AC (A).
- ✓  $S_{m,AC}$ : sección del conductor ( $\text{mm}^2$ ).
- ✓  $V_{INV,AC}$ : tensión del inversor en AC (V).

$$S_{m,AC} = \frac{2 * 100 * 125 * 1}{1,5\% * 220 * 56}$$

$$S_{m,AC} = 135,28 \text{ mm}^2$$

Se determina que la sección de cable para el tramo AC es de 150 mm<sup>2</sup> ya que es el inmediato superior a la sección de cable calculada.

➤ A continuación, se comprobará que la sección de cable seleccionada anteriormente cumple con los criterios especificados anteriormente.

**a) Criterio de máxima intensidad admisible por el cable**

El cable de la rama debe soportar 1,25 veces la intensidad nominal de salida de los inversores una vez conectados en paralelo:

$$I_{Rama} = 1,25 * 125 \text{ A} = 156,25 \text{ A}$$

Se comprueba que la intensidad de la rama no supera la intensidad máxima admisible por el cable seleccionado que de 425 A.

**b) Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable**

Las secciones de los conductores deben asegurar que la caída de tensión en CEM en la parte de continua no supere el 1.5%, y viene dado por la expresión citada anteriormente:

$$\Delta V_{rama} = \frac{2 * 100 * 125 * 1}{150 * 220 * 56}$$

$$\Delta V_{rama} = 1,35 \% < 1,5 \%$$

Como se puede observar la caída máxima permisible de tensión, no es superada por la sección de cable seleccionado.

A continuación, se muestra una tabla con las equivalencias de los sistemas de medición del cableado utilizado en la instalación de mm<sup>2</sup> a AWG:

Tramo	mm <sup>2</sup>	AWG
Rama – Caja DC	4	12
Caja DC – Inversor	4	12
Unión de inversores en paralelo	35	2
Anclaje a la red de distribución	150	300

**Tabla 16. Equivalencia de cableado**

### 2.1.8. Puesta a tierra

Según la regulación ecuatoriana Nro. ARCONEL – 003/18, el directorio de la agencia de regulación y control de la electricidad especifica las condiciones de puesta a tierra del SFV, el cual especifica que todos los elementos metálicos relacionados con la instalación del SFV, tanto en la sección DC como en la sección AC, deberán estar conectadas a un único sistema de puesta a tierra; el cual deberá ser independiente de la empresa de distribución.

La puesta a tierra se la realizara con una configuración en flotante ya que intrínsecamente es más segura frente a contactos directos e indirectos de las personas.

Los dimensionamientos de la sección de los conductores de puesta a tierra del FSV, están basados en la ITC-BT-18 (ITC-BT-18, s.a.) detallados en la siguiente tabla.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm <sup>2</sup> )	Sección mínima de los conductores de protección Sp (mm <sup>2</sup> )
$S \leq 16$	$Sp = S$
$16 < S \leq 35$	$Sp = 16$
$S > 35$	$Sp = S/2$

**Tabla 17. Relación entre secciones**

#### 2.1.8.1. Puesta a tierra de los módulos fotovoltaicos

La sección de cable de este tramo es de 4 mm<sup>2</sup>, por lo tanto, según la ITC-BT-18, la sección de cable de protección debe ser de mm<sup>2</sup>.

#### 2.1.8.2. Puesta a tierra entre caja de conexión DC – Inversor

La sección de cable de este tramo es de 4 mm<sup>2</sup>, por lo tanto, según la ITC-BT-18, la sección de cable de protección debe ser de 4 mm<sup>2</sup>.

#### 2.1.8.3. Puesta a tierra del descargador de sobretensiones de la parte de AC del inversor

La sección de cable de este tramo es mayor a 35 mm<sup>2</sup>, por lo tanto, según la ITC-BT-18, la sección de cable de protección debe ser de 17,5 mm<sup>2</sup>, su valor normalizado inmediato superior es de mínimo 25 mm<sup>2</sup>.

#### 2.1.8.4. Puesta a tierra del SFV con la puesta a tierra de la instalación

La sección de cable de este tramo es mayor a 35 mm<sup>2</sup>, por lo tanto, según la ITC-BT-18, la sección de cable de protección debe ser de 75 mm<sup>2</sup>, su valor normalizado inmediato superior es de mínimo 95 mm<sup>2</sup>.

A continuación, se muestra una tabla con las equivalencias de los sistemas de medición del cableado utilizado en la toma a tierra de la instalación de mm<sup>2</sup> a AWG:

Tramo	mm <sup>2</sup>	AWG
Módulos fotovoltaicos	4	12
Caja DC – Inversor	4	12
Descargador AC	35	2
Anclaje a la red de distribución	95	3/0

**Tabla 18. Equivalencia del cableado de puesta a tierra**

### 2.1.9. Protecciones eléctricas

El sistema de protecciones deberá garantizar la desconexión en caso de fallas ya sean por causas internas del sistema o de la red de distribución, con la finalidad de garantizar la seguridad de los equipos y de las personas. (Higueras, Máster en EERR-Fundamentos de la elección y cálculo del cableado, protecciones y consideraciones sobre seguridad del sistema., 2020). El SFV debe estar protegido frente a sobretensiones y sobreintensidades, tanto en la en la red de continua como en la de alterna.

#### 2.1.9.1. Protecciones de equipos – parte DC

##### Fusibles

Se ubicarán en la caja de conexión DC, insertados en serie con cada una de las cadenas de módulos FV, en ambos polos. La intensidad asignada al fusible,  $I_{fusible}$ , debe ser 1,5 veces igual o superior a la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico en CEM, su cálculo se detalla a continuación:

$$1,5 * I_{MOD,SC,CEM} \leq I_{fusible} \leq 2 * I_{MOD,SC,CEM}$$

$$1,5 * 10,01 A \leq I_{fusible} \leq 2 * 10,01 A$$

$$15,02 A \leq I_{fusible} \leq 20,01 A$$

Además, los fusibles utilizados deben estar diseñados para intensidad continua y deben ser capaces de soportar 1,1 veces la atención de circuito abierto del GFV en CEM.

$$1,1 * N_{ms} * V_{MOD,OC,CEM} = 1,1 * 18 * 47,8 = 946,44 V$$

Por lo tanto, se seleccionan los fusibles E 9F20 PV de la marca ABB con una intensidad de 20 A y una tensión asignada de 1000 V en cada rama de módulos en serie.

### **Protecciones frente a sobretensiones**

Se instalarán descargadores de tensión tipo 2 (o clase C: media capacidad de descarga, menores tensiones residuales) conectados entre el positivo y negativo y un punto que se conecte a tierra, además estarán ubicados en la caja de conexión DC.

La tensión nominal del descargador debe ser 1,1 veces mayor a la máxima de generación del GFV y que la corriente de descarga sea mayor o igual a 10 kA.

A continuación, se calcula la tensión nominal del descargador mediante la siguiente expresión:

$$U_c = 1,1 * N_{ms} * V_{MOD,OC,CEM}$$

$$U_c = 1,1 * 18 * 47,8 V$$

$$U_c = 946,44 V$$

El descargador seleccionado es el modelo OVR PV 40-1000 P TS BW de la marca ABB, con una corriente nominal de descarga de 20 kA y una tensión nominal de 1100V.

### **Interruptor general de continua**

Se instalará el interruptor principal DC dentro de la caja de conexión DC. Debe ser capaz de soportar 1,1 veces la tensión del generador fotovoltaico para una temperatura de célula igual a -10°C.

$$V_{GFV,OC,T_C=-10^{\circ}C} = N_{ms} * V_{MOD,OC,T_C=-10^{\circ}C}$$

$$V_{GFV,OC,T_C=-10^{\circ}C} = 1,1 * 18 * 52,65 V$$

$$V_{GFV,OC,T_C=-10^{\circ}C} = 1042,47 V$$

Además, debe ser capaz de soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del GFV:

$$1,25 * N_{mp} * I_{MOD,SC,CEM} = 1,25 * 1 * 10,01 A = 12,51 A$$

El interruptor general de la parte DC seleccionado es el modelo S804PV-S32 de la marca ABB, con una intensidad nominal de 32 A y capaz de soportar una tensión de 1200 V.

### **2.1.9.2. Protecciones de equipos – parte AC**

#### **Interruptor automático magnetotérmico**

El interruptor automático magnetotérmico se colocará a la salida del inversor, y protegerá los equipos frente a sobrecargas de los conductores desde el inversor hasta el cuadro general de alimentación. El interruptor será del tipo monofásico y su intensidad nominal viene dado por la siguiente expresión:

$$I_n = 1,25 * \frac{P_{INV,AC}}{230}$$

Donde:

- ✓  $I_n$ : intensidad nominal del interruptor.
- ✓  $P_{INV, AC}$ : potencia del inversor en AC.

$$I_n = 1,25 * \frac{5000 W}{230 V}$$

$$I_n = 28,41 A$$

El interruptor magneto térmico escogido es el modelo S202-C63 con una intensidad nominal de 63 A y un numero de polos igual a 2.

### **Interruptor diferencial**

Se instalará un interruptor diferencial para la protección de las personas con el contacto directo o indirecto de las partes activas de la instalación y la protección de la instalación de derivaciones a tierra.

Con una sensibilidad de 30 o 300 mA, se instalará a la salida del interruptor magnetotérmico, se calcula mediante la siguiente expresión para un sistema monofásico:

$$I_n = 1,25 * \frac{P_{INV, AC}}{230}$$

Donde:

- ✓  $I_n$ : intensidad nominal del interruptor.
- ✓  $P_{INV, AC}$ : potencia del inversor en AC.

$$I_n = 1,25 * \frac{5000 W}{230 V}$$

$$I_n = 28,41 A$$

El interruptor diferencial seleccionado es el modelo F202 B-40/0,03 de la marca ABB, con una intensidad nominal de 40 A.

### **Descargador de sobretensiones**

Se instalarán descargadores de tensión clase II a la salida del inversor para proteger frente a las sobretensiones procedentes de la red eléctrica. Se debe tomar en cuenta la tensión nominal superior a la máxima del inversor y que la corriente de descarga sea mayor o igual a 10 kA.

El descargador seleccionado es el modelo OVR T2 1N 40-275 P QS de la marca ABB, una corriente de descarga de 20 kA y una tensión nominal de 230 V.

### **Protección a la interconexión**

Según la regulación ecuatoriana Nro. ARCONEL – 003/18, el directorio de la agencia de regulación y control de la electricidad especifica las condiciones técnicas para la conexión a la red de la empresa de distribución.



El funcionamiento del SFV no deberá provocar daños, alteración en los niveles de seguridad de la red, variación en los niveles de voltaje sobre los valores permitidos establecidos en este anexo y demás aspectos relacionados con temas de calidad y condiciones de seguridad establecidos en la normativa vigente. Tampoco deberá generar condiciones de inseguridad para el personal de mantenimiento y operación de las redes de distribución.

En caso la red primaria de distribución, a la cual está asociado el SFV, se encuentre sin flujo de potencia y energía, ya sea por causas relacionadas con la operación de los sistemas de protecciones de los primarios o secundarios, o por mantenimientos del sistema de distribución, el consumidos deberá desconectarse de la red.

### **Requerimientos técnicos para la conexión con el sistema de distribución**

- a) el consumidor con SFV deberá operar en el rango de voltaje entre el 90% y 110% del voltaje nominal de la red, en caso de operar fuera de este rango, se deberá calibrar las protecciones considerando un tiempo máximo para el despegue de 1 segundo.
- b) La puesta en paralelo con el sistema no deberá generar variaciones en el voltaje de la red superiores a  $\pm 0,5$  %.
- c) La variación máxima de la frecuencia permitida en la operación en sincronismo con la red será de  $\pm 0,5$  Hz.
- d) los consumidores de SFV deberán contar con el equipamiento necesario para efectuar maniobras de reconexión a la red de distribución sin que se produzcan daños ni sobre voltajes sobre los niveles indicados en el apartado b).

### **Sistema de protecciones**

- a) El sistema de protecciones deberá garantizar la desconexión en caso de fallas, ya sean por causas internas del sistema o de la red de distribución.
- b) La instalación deberá contar con los siguientes interruptores:
  1. Un interruptor termomagnético, en el cual deberá tener la capacidad de operar también de forma manual, para la apertura y cierre del circuito. Este deberá ser accesible al personal de la empresa distribuidora en cualquier momento que sea requerido, a fin de efectuar una desconexión manual si es el caso.
  2. Un interruptor automático diferencia, el cual tiene como principal finalidad la protección de las personas, en caso exista, derivación de algún elemento o fuga de corriente en el lado de corriente continua de la instalación.
  3. Un interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o por problemas de frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamientos.

- c) Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (calibrado para 59 y 61 Hz, respectivamente) y de máximo y mínimo voltaje (+10% y -10% respecto al voltaje nominal respectivamente).

## 2.2. Cálculo de la energía generada por la instalación fotovoltaica y balance energético

### 2.2.1. Radiación solar y temperatura ambiente

Los datos de radiación solar y temperatura ambiente fueron obtenidos mediante el software PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), la siguiente lista de tablas presentan los valores de irradiación global diaria media para un ángulo óptimo de inclinación de 5° y pérdidas consideradas del sistema del 14% (Velasco, 2009), al igual que la temperatura diaria media de cada uno de los meses del año en la ubicación del sistema fotovoltaico.

HORA	G (W/m <sup>2</sup> )	Ta (°C)
0:00	0	11,59
1:00	0	11,34
2:00	0	11,15
3:00	0	10,97
4:00	0	10,79
5:00	0	11,11
6:00	0	11,43
7:00	87,03	11,74
8:00	260,90	13,24
9:00	390,09	14,74
10:00	494,09	16,23
11:00	556,10	16,69
12:00	549,84	17,15
13:00	552,24	17,6
14:00	509,81	16,96
15:00	415,58	16,32
16:00	272,87	15,68
17:00	140,17	14,88
18:00	1,38	14,08
19:00	0	13,28
20:00	0	12,89
21:00	0	12,5
22:00	0	12,11
23:00	0	11,85

Tabla 19. Irradiación y temperatura ambiente del mes de mayo

HORA	G (W/m <sup>2</sup> )	Ta (°C)
0:00	0	11,48
1:00	0	11,25
2:00	0	11,11
3:00	0	10,96
4:00	0	10,82
5:00	0	11,06
6:00	0	11,3
7:00	74,41	11,54
8:00	225,07	12,92
9:00	377,34	14,3
10:00	486,99	15,68
11:00	531,04	16,25
12:00	546	16,81
13:00	562,44	17,38
14:00	559,85	16,89
15:00	449,5	16,41
16:00	314,8	15,92
17:00	161,63	15,03
18:00	1,7	14,14
19:00	0	13,24
20:00	0	12,8
21:00	0	12,37
22:00	0	11,94
23:00	0	11,71

Tabla 20. Irradiación y temperatura ambiente del mes de junio

HORA	G (W/m <sup>2</sup> )	Ta (°C)
0:00	0	11,04
1:00	0	10,79
2:00	0	10,6
3:00	0	10,42
4:00	0	10,23
5:00	0	10,43
6:00	0	10,63
7:00	68,87	10,82
8:00	227,03	12,32
9:00	398,63	13,81
10:00	496,63	15,31
11:00	560,23	15,97
12:00	611,3	16,63
13:00	626,02	17,3
14:00	589,26	16,88
15:00	485,57	16,45
16:00	351,9	16,03
17:00	186,27	15,02
18:00	16,26	14,02
19:00	0	13,01
20:00	0	12,52
21:00	0	12,02
22:00	0	11,53
23:00	0	11,29

Tabla 21. Irradiación y temperatura ambiente del mes de julio

HORA	G (W/m <sup>2</sup> )	Ta (°C)
0:00	0	11,05
1:00	0	10,78
2:00	0	10,55
3:00	0	10,32
4:00	0	10,09
5:00	0	10,3
6:00	0	10,51
7:00	73,85	10,72
8:00	238,64	12,34
9:00	402,61	13,95
10:00	514,79	15,57
11:00	580,07	16,25
12:00	604,41	16,94
13:00	609,99	17,62
14:00	595,66	17,1
15:00	487,13	16,57
16:00	348,64	16,05
17:00	189,09	15,06
18:00	2,85	14,08
19:00	0	13,1
20:00	0	12,6
21:00	0	12,1
22:00	0	11,6
23:00	0	11,33

Tabla 22. Irradiación y temperatura ambiente del mes de agosto

HORA	G (W/m <sup>2</sup> )	Ta (°C)
0:00	0	11,07
1:00	0	10,76
2:00	0	10,52
3:00	0	10,28
4:00	0	10,04
5:00	0	10,38
6:00	0	10,73
7:00	101,72	11,07
8:00	283,23	12,8
9:00	444,13	14,53
10:00	567,23	16,26
11:00	615,46	16,81
12:00	631,43	17,36
13:00	666,35	17,91
14:00	614,86	17,3
15:00	500,28	16,69
16:00	353,11	16,08
17:00	180,25	15,15
18:00	1,21	14,22
19:00	0	13,28
20:00	0	12,75
21:00	0	12,22
22:00	0	11,69
23:00	0	11,38

Tabla 23. Irradiación y temperatura ambiente del mes de septiembre

HORA	G (W/m <sup>2</sup> )	Ta (°C)
0:00	0	11,18
1:00	0	10,9
2:00	0	10,71
3:00	0	10,52
4:00	0	10,33
5:00	0	10,7
6:00	0	11,08
7:00	136,14	11,45
8:00	335,08	12,98
9:00	528,93	14,51
10:00	620,06	16,05
11:00	657,61	16,37
12:00	641,62	16,69
13:00	622,97	17,01
14:00	548,91	16,35
15:00	423,28	15,7
16:00	268,26	15,04
17:00	138,55	14,29
18:00	0	13,55
19:00	0	12,83
20:00	0	12,47
21:00	0	12,11
22:00	0	11,76
23:00	0	11,47

Tabla 24. Irradiación y temperatura ambiente del mes de octubre

HORA	G (W/m <sup>2</sup> )	Ta (°C)
0:00	0	11,17
1:00	0	10,88
2:00	0	10,67
3:00	0	10,47
4:00	0	10,26
5:00	0	10,62
6:00	0	10,97
7:00	137,5	11,33
8:00	346,23	12,77
9:00	506,78	14,22
10:00	614,48	15,66
11:00	640,97	15,98
12:00	651,11	16,29
13:00	608,19	16,61
14:00	538	16
15:00	389,23	15,38
16:00	252,26	14,77
17:00	129,31	14,07
18:00	0	13,38
19:00	0	12,68
20:00	0	12,37
21:00	0	12,06
22:00	0	11,74
23:00	0	11,45

Tabla 25. Irradiación y temperatura ambiente del mes noviembre

Viabilidad Técnico-Económica de la generación eléctrica en red con tecnología fotovoltaica.  
Caso práctico en una Hostería ubicada en Ibarra-Ecuador / UJA

HORA	G (W/m <sup>2</sup> )	Ta (°C)
0:00	0	11,17
1:00	0	10,88
2:00	0	10,66
3:00	0	10,44
4:00	0	10,23
5:00	0	10,5
6:00	0	10,78
7:00	94,94	11,06
8:00	265,77	12,5
9:00	438,36	13,94
10:00	565,01	15,38
11:00	611,59	15,76
12:00	620,87	16,14
13:00	590,26	16,52
14:00	547,19	15,97
15:00	416,96	15,41
16:00	254,57	14,86
17:00	143,03	14,15
18:00	1,17	13,45
19:00	0	12,69
20:00	0	12,37
21:00	0	12,06
22:00	0	11,74
23:00	0	11,46

Tabla 26. Irradiación y temperatura ambiente del mes diciembre

HORA	G (W/m <sup>2</sup> )	Ta (°C)
0:00	0	10,96
1:00	0	10,65
2:00	0	10,45
3:00	0	10,24
4:00	0	10,04
5:00	0	10,25
6:00	0	10,46
7:00	61,31	10,66
8:00	217,22	12,18
9:00	381,11	13,69
10:00	491,7	15,2
11:00	563,39	15,66
12:00	615,71	16,12
13:00	601,77	16,58
14:00	573,77	16,03
15:00	457,67	15,47
16:00	336,3	14,91
17:00	176,56	14,16
18:00	32,28	13,41
19:00	0	12,69
20:00	0	12,32
21:00	0	11,94
22:00	0	11,57
23:00	0	11,26

Tabla 27. Irradiación y temperatura ambiente del mes enero

HORA	G (W/m <sup>2</sup> )	Ta (°C)
0:00	0	11,38
1:00	0	11,09
2:00	0	10,88
3:00	0	10,67
4:00	0	10,47
5:00	0	10,62
6:00	0	10,77
7:00	44,21	10,92
8:00	190,49	12,4
9:00	349,76	13,87
10:00	468,53	15,35
11:00	543,38	15,76
12:00	546,74	16,17
13:00	545,92	16,59
14:00	520,35	16,03
15:00	454,75	15,47
16:00	330,44	14,92
17:00	185,71	14,22
18:00	44,67	13,53
19:00	0	12,81
20:00	0	12,52
21:00	0	12,24
22:00	0	11,96
23:00	0	11,67

Tabla 28. Irradiación y temperatura ambiente del mes febrero

HORA	G (W/m <sup>2</sup> )	Ta (°C)
0:00	0	11,58
1:00	0	11,32
2:00	0	11,13
3:00	0	10,94
4:00	0	10,75
5:00	0	10,93
6:00	0	11,1
7:00	58,78	11,27
8:00	221,31	12,7
9:00	372,3	14,12
10:00	468,57	15,54
11:00	518,81	15,93
12:00	549,24	16,32
13:00	537,38	16,71
14:00	522,08	16,17
15:00	461,83	15,63
16:00	335,18	15,09
17:00	175,86	14,4
18:00	36,82	13,72
19:00	0	13,04
20:00	0	12,73
21:00	0	12,42
22:00	0	12,1
23:00	0	11,84

Tabla 29. Irradiación y temperatura ambiente del mes marzo

HORA	G (W/m <sup>2</sup> )	Ta (°C)
0:00	0	11,44
1:00	0	11,16
2:00	0	10,99
3:00	0	10,82
4:00	0	10,65
5:00	0	10,95
6:00	0	11,25
7:00	78,07	11,55
8:00	240,86	13,02
9:00	406,73	14,48
10:00	514,17	15,94
11:00	537,61	16,32
12:00	526,25	16,69
13:00	520,49	17,06
14:00	499	16,44
15:00	412,63	15,81
16:00	284,34	15,18
17:00	155,35	14,49
18:00	2,13	13,79
19:00	0	13,09
20:00	0	12,73
21:00	0	12,36
22:00	0	11,99
23:00	0	11,71

Tabla 30. Irradiación y temperatura ambiente del mes abril

### 2.2.2. Cálculo de la energía generada por la instalación fotovoltaica

El cálculo de la energía generada por el SFV, se realiza mediante la aplicación de modelos matemáticos.

Desde la Tabla 19 hasta la Tabla 30 se encuentra los valores correspondientes a irradiancia y temperatura ambiente para un día típico de cada mes del año.

Para la estimación de potencia en la parte DC se realiza por medio del modelo de Osterwald detallado a continuación:

$$P_{DC} = P_{CEM} \frac{G}{G_{CEM}} [1 + \gamma(T_C - T_{CEM})]$$



Donde:

- $P_{CEM}$ : potencia del GFV en condiciones estándar de medida.
- $G_{CEM}$ : irradiancia en condiciones estándar de medida ( $W/m^2$ ).
- $G$ : irradiancia ( $W/m^2$ ).
- $Y$ : coeficiente de pérdida de potencia por temperatura.
- $T_C$ : temperatura de célula ( $^{\circ}C$ ).
- $T_{CEM}$ : temperatura en condiciones estándar de medida ( $^{\circ}C$ ).

Los valores de  $T_C$  se determinan por medio de la siguiente ecuación:

$$T_C = T_a + \frac{TONC - 20^{\circ}C}{800(W/m^2)} * G$$

Donde:

- $T_a$ : temperatura ambiente ( $^{\circ}C$ ).
- $TONC$ : temperatura de operación nominal de la célula, generalmente se toma un valor de  $47^{\circ}C$ .

La estimación de la energía DC se obtiene de la integral de la potencia obtenida mediante el método de Osterwald con respecto al tiempo, además se descuenta un 10% de pérdidas por dispersión de los parámetros de los módulos fotovoltaicos, pérdidas en el cableado, pérdidas por acumulación de polvo, pérdidas angulares, pérdidas por el seguimiento del punto de máxima potencia, etc.

La estimación de la energía en AC, se obtiene mediante el producto de la energía DC por el rendimiento de conversión del inversor (98%) y el número de días pertenecientes a cada uno de los meses del año. (Chenlo., s.a.)

Se ha realizado los cálculos descritos anteriormente en el software Excel en función de la potencia de la instalación fotovoltaica.

### 2.2.3. Balance energético del SFV

Para el cálculo del balance energético se toma como referencia (Melero., 2018.) se debe determinar la cantidad de energía tomada del SFV, la cantidad de energía tomada de la red de distribución eléctrica y la cantidad de energía inyectada a la red eléctrica, para ello se hace uso de los siguientes modelos matemáticos:

$$E_{cons,SFV} = \begin{cases} si, Cons > E_{SFV,AC} \rightarrow E_{SFV,AC} \\ si, C < E_{SFV,AC} \rightarrow Cons \end{cases}$$

Viabilidad Técnico-Económica de la generación eléctrica en red con tecnología fotovoltaica.  
Caso práctico en una Hostería ubicada en Ibarra-Ecuador / UJA

$$E_{tom,red} = \begin{cases} si, Cons > E_{SFV,AC} \rightarrow C - E_{SFV,AC} \\ si, Cons < E_{SFV,AC} \rightarrow 0 \end{cases}$$

$$E_{iny,red} = \begin{cases} si, Cons > E_{SFV,AC} \rightarrow 0 \\ si, Cons < E_{SFV,AC} \rightarrow E_{SFV,AC} - Cons \end{cases}$$

Donde:

- $E_{cons, SFV}$ : energía tomada del SFV.
- $E_{tom, red}$ : energía tomada de la red.
- $E_{iny, red}$ : energía inyectada a la red.
- $E_{CSFV, ac}$ : energía generada por el SFV
- $Cons$ : consumo.

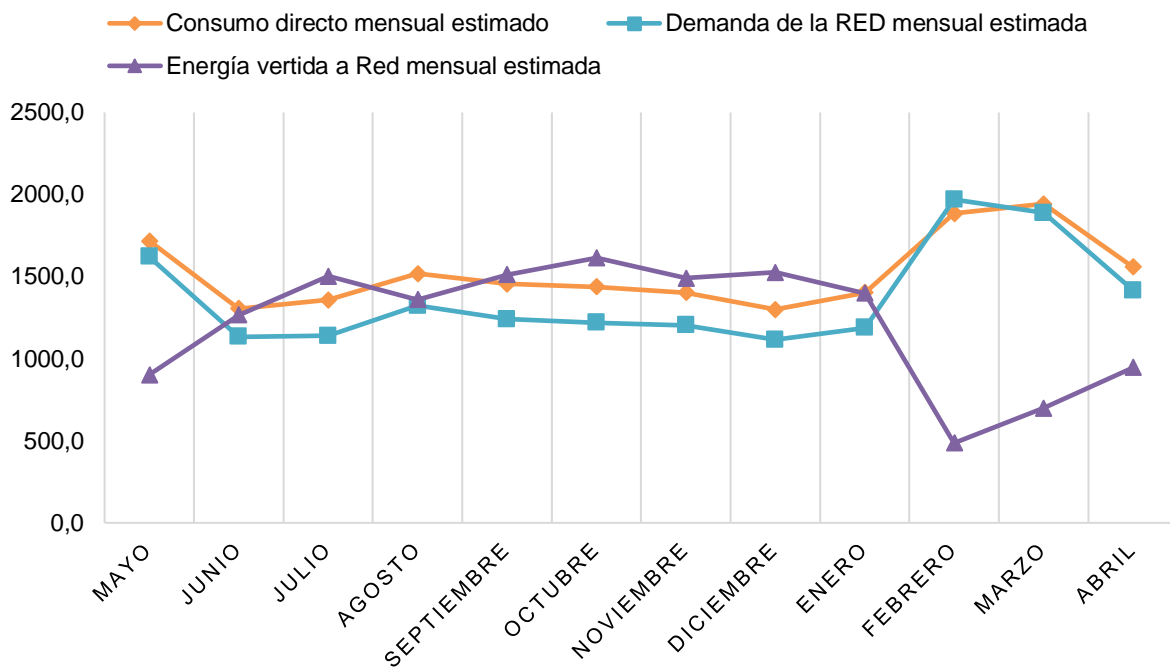
En la siguiente tabla se muestra el balance energético realizado en una base de tiempo de una hora y los índices de autoconsumo y autosuficiencia mensuales del sistema fotovoltaico de 25 kW.

MES	Consumo medio (kWh)	Generación SFV(kWh)	Consumo directo(kWh)	Demanda de la red(kWh)	Energía vertida(kWh)	Autoconsumo	Autosuficiencia
mayo	3338	2617,4	1716,6	1621,4	900,9	65,6%	51,4%
junio	2438	2571,3	1304,4	1133,6	1266,9	50,7%	53,5%
julio	2498	2861,5	1358,8	1139,2	1502,7	47,5%	54,4%
agosto	2841	2877,8	1518,6	1322,4	1359,1	52,8%	53,5%
septiembre	2697	2967,7	1455,3	1241,7	1512,3	49,0%	54,0%
octubre	2657	3051,5	1437,3	1219,7	1614,3	47,1%	54,1%
noviembre	2607	2892,9	1403,3	1203,7	1489,6	48,5%	53,8%
diciembre	2416	2825,8	1300,2	1115,8	1525,6	46,0%	53,8%
enero	2590	2800,4	1402,3	1187,7	1398,2	50,1%	54,1%
febrero	3853	2369,5	1883,6	1969,4	485,9	79,5%	48,9%
marzo	3831	2642,5	1943,5	1887,5	699,0	73,5%	50,7%
abril	2976	2506,0	1559,5	1416,5	946,6	62,2%	52,4%
TOTAL	34742	32984,4	18283,3	16458,7	14701,1	56%	53%

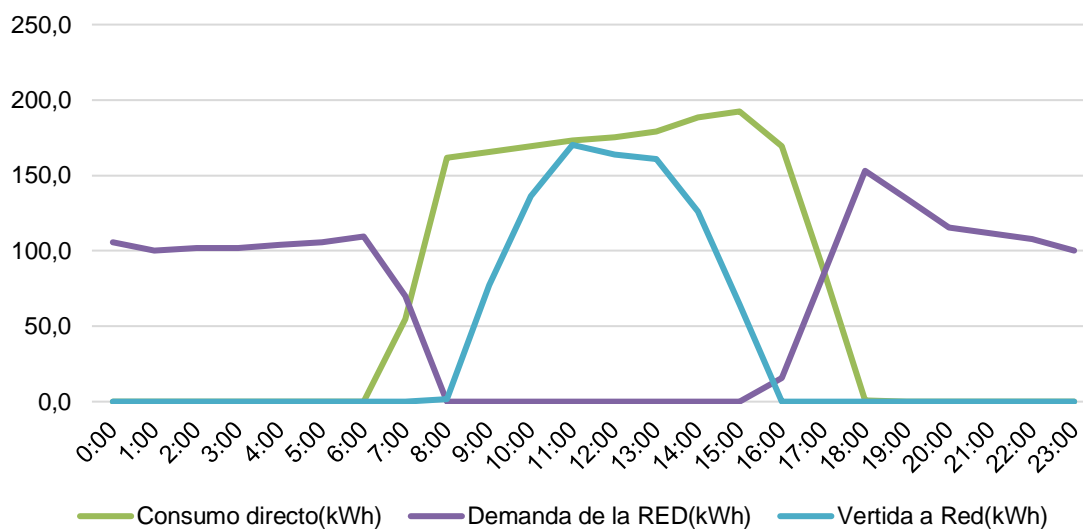
**Tabla 31. Balance energético**

La ilustración 12 presenta de una forma visual el balance energético de la instalación fotovoltaica para cada uno de los meses del año. Por otra parte, desde la ilustración 13 hasta la 24 se muestra el balance energético para un día típico de cada mes del año:

Viabilidad Técnico-Económica de la generación eléctrica en red con tecnología fotovoltaica.  
 Caso práctico en una Hostería ubicada en Ibarra-Ecuador / UJA

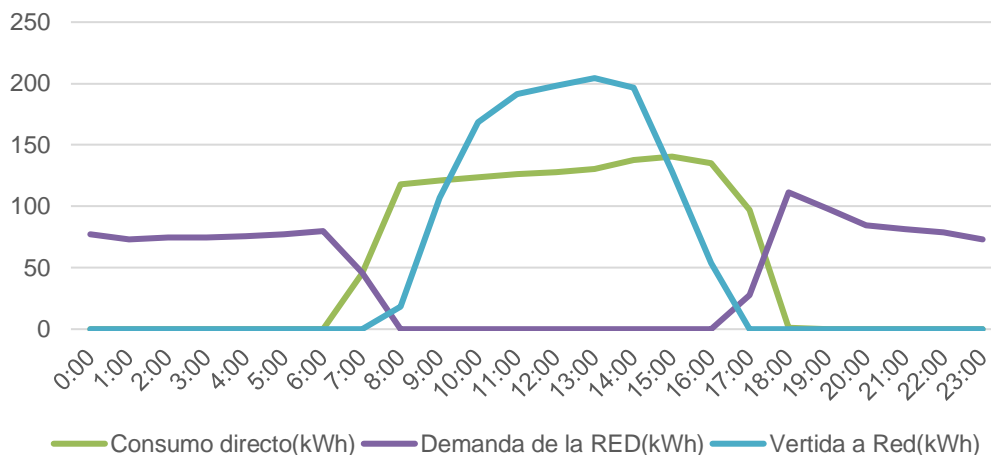


**Ilustración 12. Balance energético**

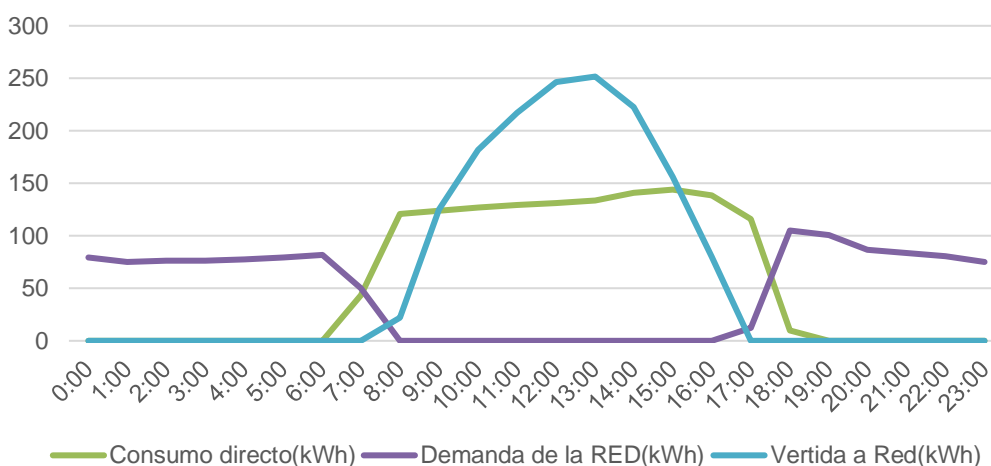


**Ilustración 13. Balance energético de mayo**

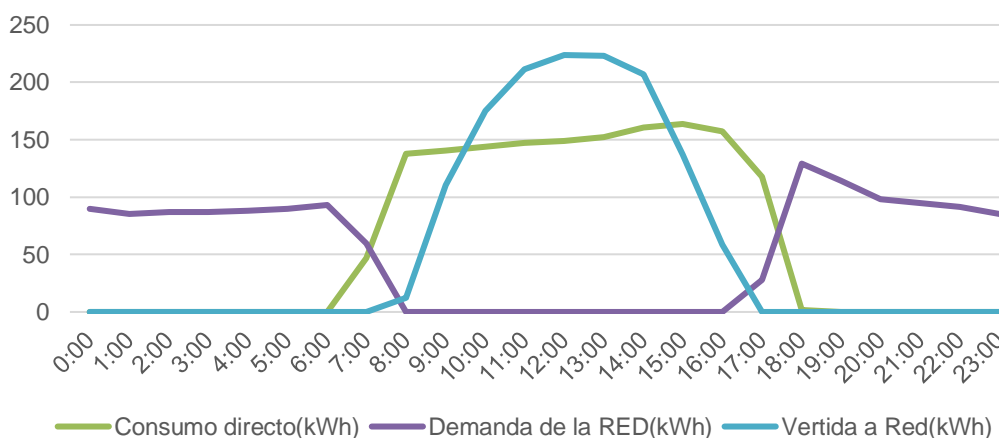
Viabilidad Técnico-Económica de la generación eléctrica en red con tecnología fotovoltaica.  
Caso práctico en una Hostería ubicada en Ibarra-Ecuador / UJA



**Ilustración 14. Balance energético de junio**

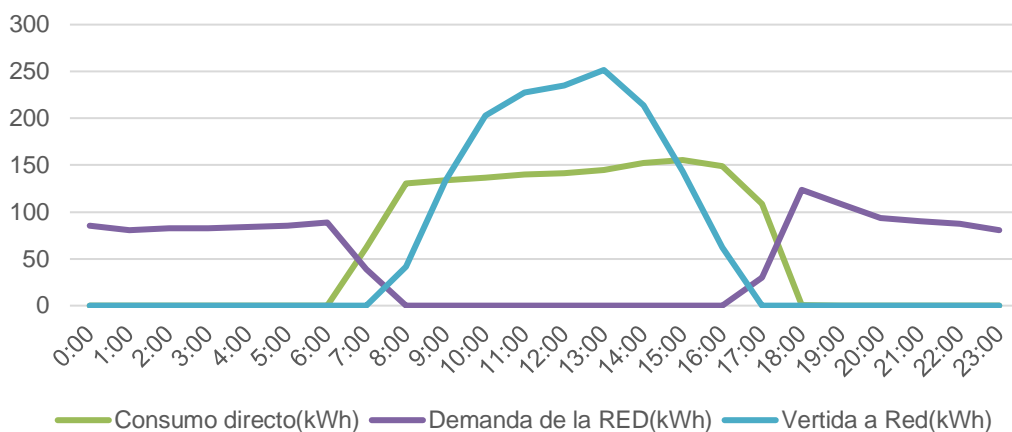


**Ilustración 15. Balance energético de julio**

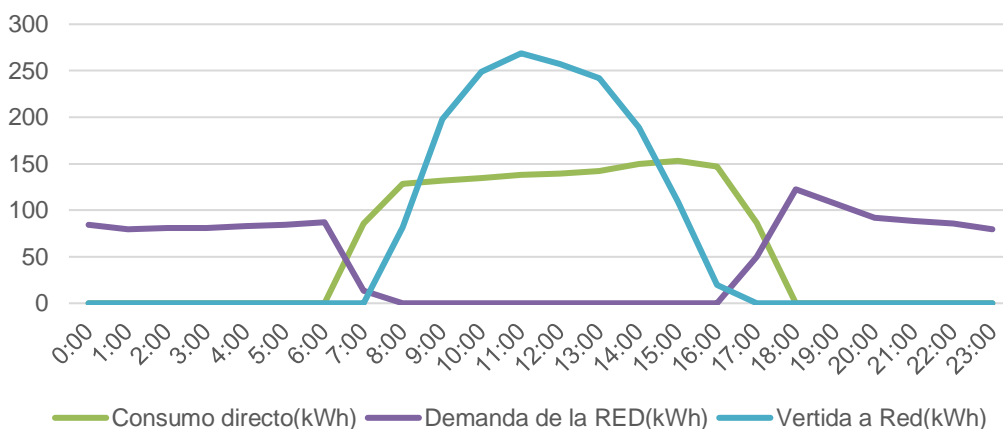


**Ilustración 16. Balance energético de agosto**

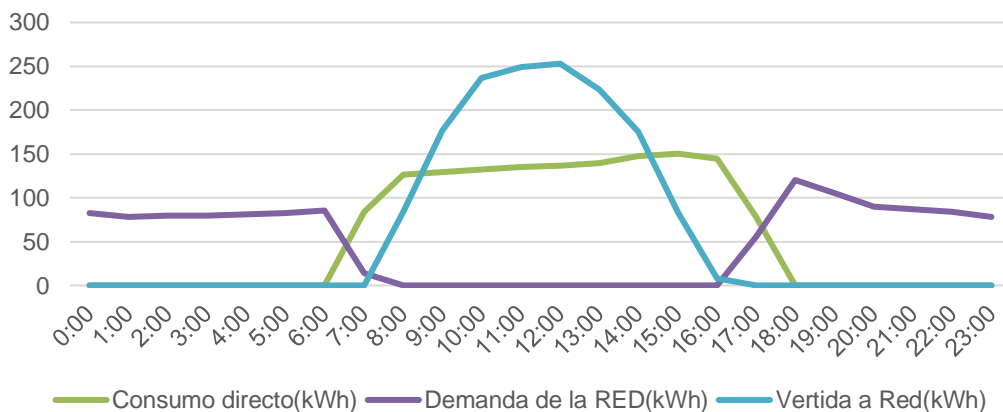
Viabilidad Técnico-Económica de la generación eléctrica en red con tecnología fotovoltaica.  
 Caso práctico en una Hostería ubicada en Ibarra-Ecuador / UJA



**Ilustración 17. Balance energético de septiembre**

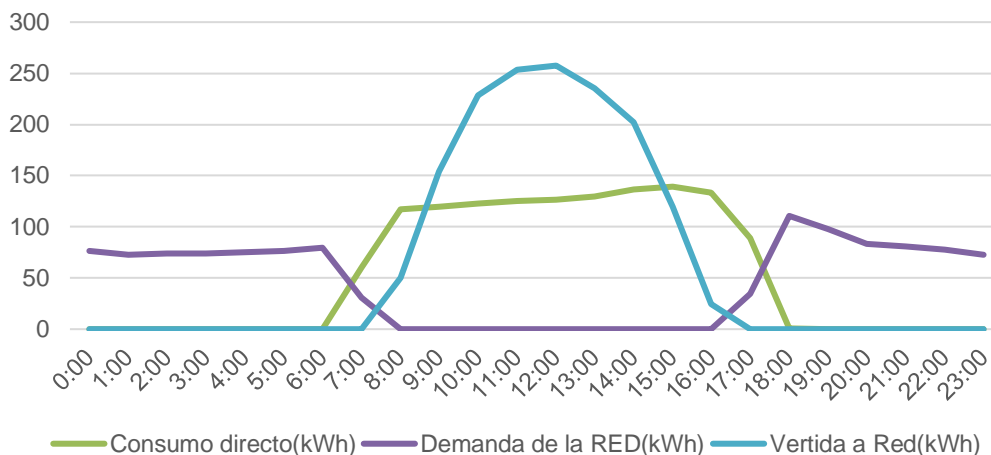


**Ilustración 18. Balance energético de octubre**

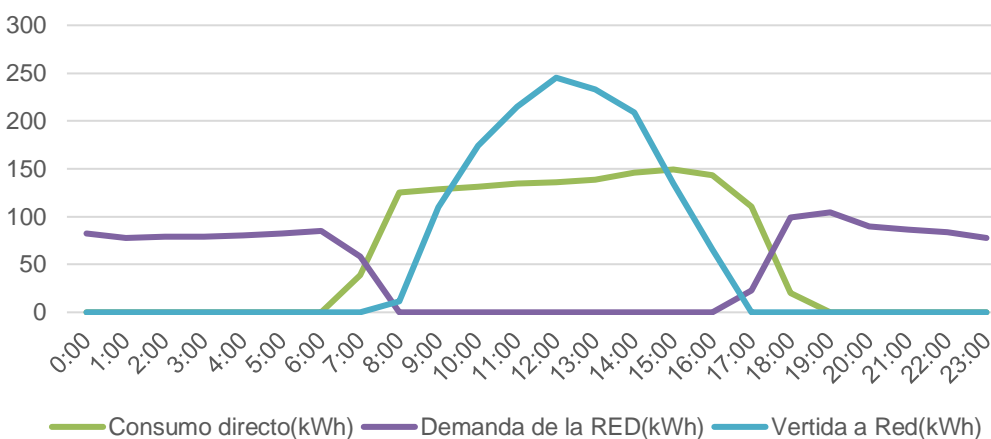


**Ilustración 19. Balance energético de noviembre**

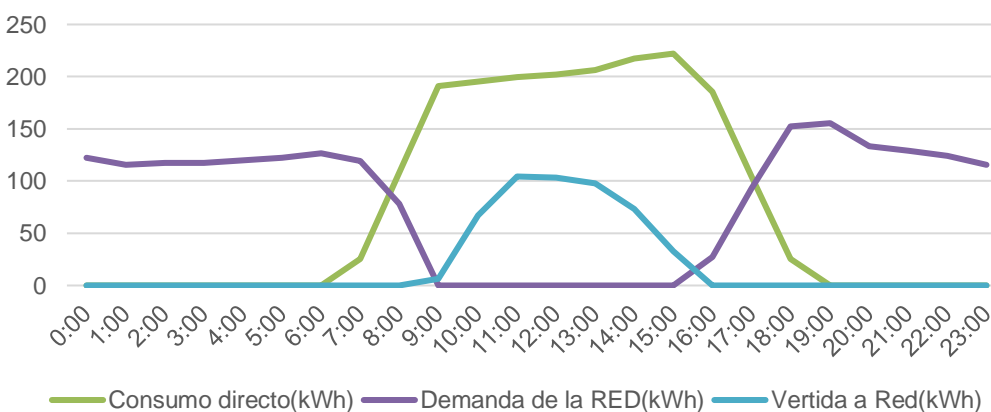
Viabilidad Técnico-Económica de la generación eléctrica en red con tecnología fotovoltaica.  
Caso práctico en una Hostería ubicada en Ibarra-Ecuador / UJA



**Ilustración 20. Balance energético de diciembre**

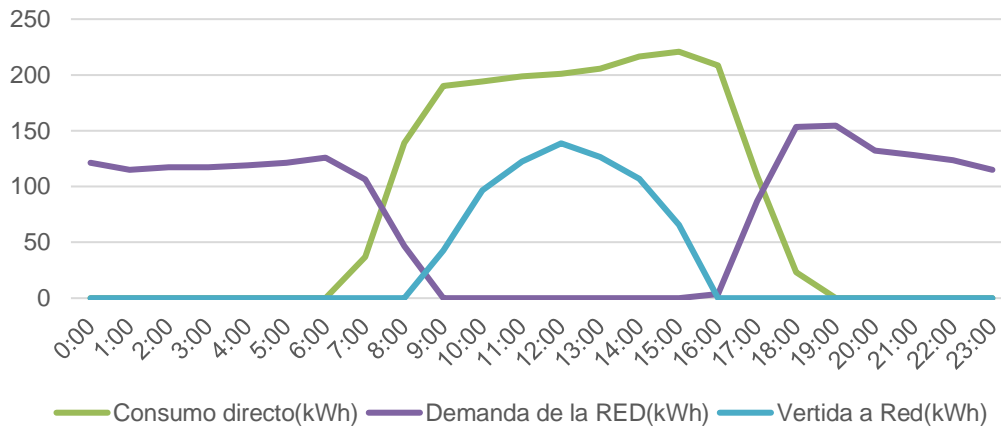


**Ilustración 21. Balance energético de enero**

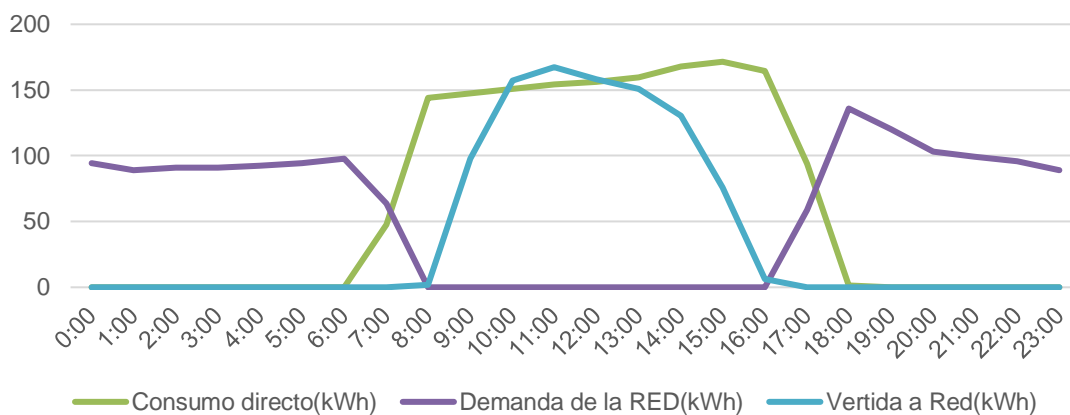


**Ilustración 22. Balance energético de febrero**

Viabilidad Técnico-Económica de la generación eléctrica en red con tecnología fotovoltaica.  
Caso práctico en una Hostería ubicada en Ibarra-Ecuador / UJA



**Ilustración 23. Balance energético de marzo**



**Ilustración 24. Balance energético de abril**

Como se muestra en las ilustraciones, el mes que presenta un mayor índice de autoconsumo es el mes de febrero, mientras el mes con menor autoconsumo es el mes de julio.

#### 2.2.4. Balance neto de la empresa distribuidora de energía eléctrica

La empresa de distribución deberá realizar el balance neto mensual de la energía entregada y consumida por el consumidor con sistemas fotovoltaicos dentro de los 10 primeros días laborables del mes siguiente de la operación del sistema fotovoltaico, en base al reporte de la energía consumida y entregada a la red que registre el equipo de medición según la siguiente expresión:

$$\Delta E = (\text{Energía consumida de la red} - \text{Energía inyectada en la red})$$

$$\begin{cases} \Delta E: \text{Resultado de balance neto} < 0 ; \text{remanente negativo} \\ \Delta E: \text{Resultado de balance neto} > 0 ; \text{remanente positivo} \end{cases}$$

En el caso en que el resultado del balance mensual neto de energía, exista un remanente positivo al facturar al consumidor, la empresa de distribución valorará la energía consumida a la tarifa correspondiente al pliego tarifario establecido en el contrato del suministro.

En el caso en que el resultado del balance neto mensual de energía, exista un remanente negativo de energía entregada a la red a favor del consumidor del sistema fotovoltaico, esta energía se considerará como crédito de energía a favor del consumidor que pasa al siguiente mes. (ARCONEL., 2018.) La Tabla 32 presenta una estimación del balance neto de energía elaborado por la empresa distribuidora de energía eléctrica para cada uno de los meses del año, además del porcentaje del balance neto con respecto al consumo medio mensual.

MES	Consumo medio mensual(kWh)	Demanda de la RED mensual estimada(kWh)	Energía vertida a Red mensual estimada(kWh)	Balance de la empresa distribuidora(kWh)	Tipo de remanente para la empresa	% del Balance neto (%)
MAYO	3338	1621,4	900,9	720,6	positivo	21,59
JUNIO	2438	1133,6	1266,9	-133,3	negativo	5,47
JULIO	2498	1139,2	1502,7	-363,5	negativo	14,55
AGOSTO	2841	1322,4	1359,1	-36,8	negativo	1,29
SEPTIEMBRE	2697	1241,7	1512,3	-270,7	negativo	10,04
OCTUBRE	2657	1219,7	1614,3	-394,5	negativo	14,85
NOVIEMBRE	2607	1203,7	1489,6	-285,9	negativo	10,96
DICIEMBRE	2416	1115,8	1525,6	-409,8	negativo	16,96
ENERO	2590	1187,7	1398,2	-210,4	negativo	8,12
FEBRERO	3853	1969,4	485,9	1483,5	positivo	38,50
MARZO	3831	1887,5	699,0	1188,5	positivo	31,02
ABRIL	2976	1416,5	946,6	470,0	positivo	15,79

**Tabla 32. Balance neto de empresa distribuidora de energía**

Antes de la actuación el total de energía consumida por la hostería es 34742 kWh, y después de la actuación teniendo en cuenta el balance neto generado por la empresa de distribución el consumo total demandado de la red de distribución es de 3652,2 kWh. Si existiera una ley en Ecuador en donde se pagará el excedente mensual de energía vertida a la red de distribución, la compañía eléctrica está obligada a pagar al propietario un total de 2104,9 kWh al precio que determine el gobierno.

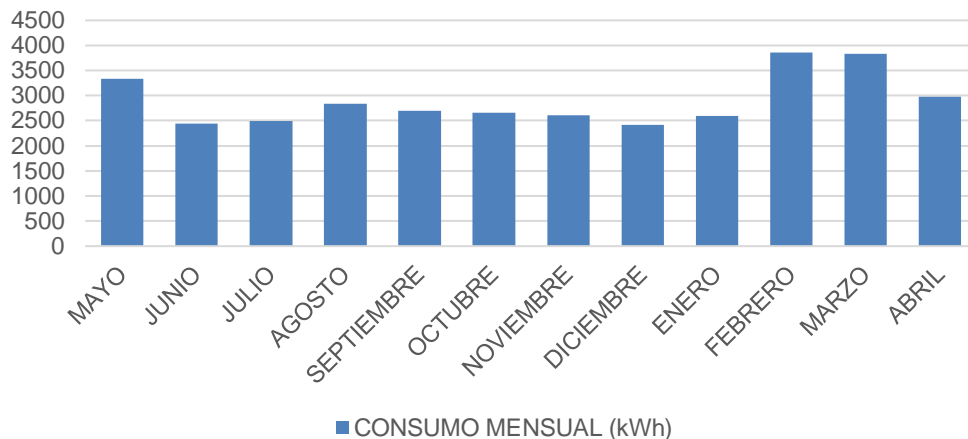
## 2.3. Caracterización del consumo

### 2.3.1. Consumo de la Hostería

Para la caracterización del consumo se ha tenido en cuenta como elemento principal la medición realizada por la empresa eléctrica de la ciudad de Ibarra (EMERLNORTE), la cual



es la encargada de la distribución de la energía eléctrica en la ciudad, la Ilustración 26. presenta el consumo de un año de la hostería.



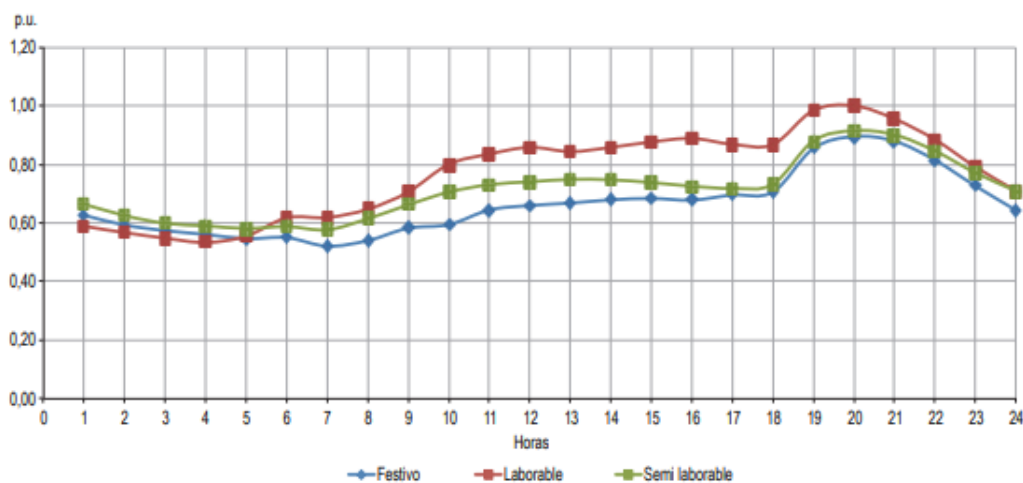
**Ilustración 25. Consumo mensual de la Hostería**

### 2.3.2. Curva de demanda diaria nacional

Para determinar el consumo medio diario de la Hostería, al carecer de mediciones propias por parte de la empresa distribuidora de energía eléctrica, ya que esta solo nos aporta datos mensuales totales, se hace uso de la curva de demanda diaria nacional, la cual nos presenta los consumos típicos horarios de un día laborable, festivo y semifestivo de Ecuador. La potencia se expresa en por unidad (p.u) de la máxima del día laborable.

Para este caso se selecciona la curva de día laborable, la misma que permitirá estimar el consumo horario diario típico de la hostería para cada uno de los meses, según el consumo mensual anteriormente presentado.

La curva de demanda diaria nacional se presenta en la Ilustración 26:



**Ilustración 26. Curva de demanda diaria nacional**

Se puede ver que la demanda de los días laborable y festivo mantiene similar comportamiento, mientras que la curva del día semi laborable se encuentra en medio de las dos curvas. Además, la demanda en el día semi laborable y del día festivo coincide con la demanda máxima a las 20 horas, mientras que la demanda del día laborable se encuentra un 10% por arriba de las demandas antes mencionadas a esa misma hora. (CONELEC., s.a.)

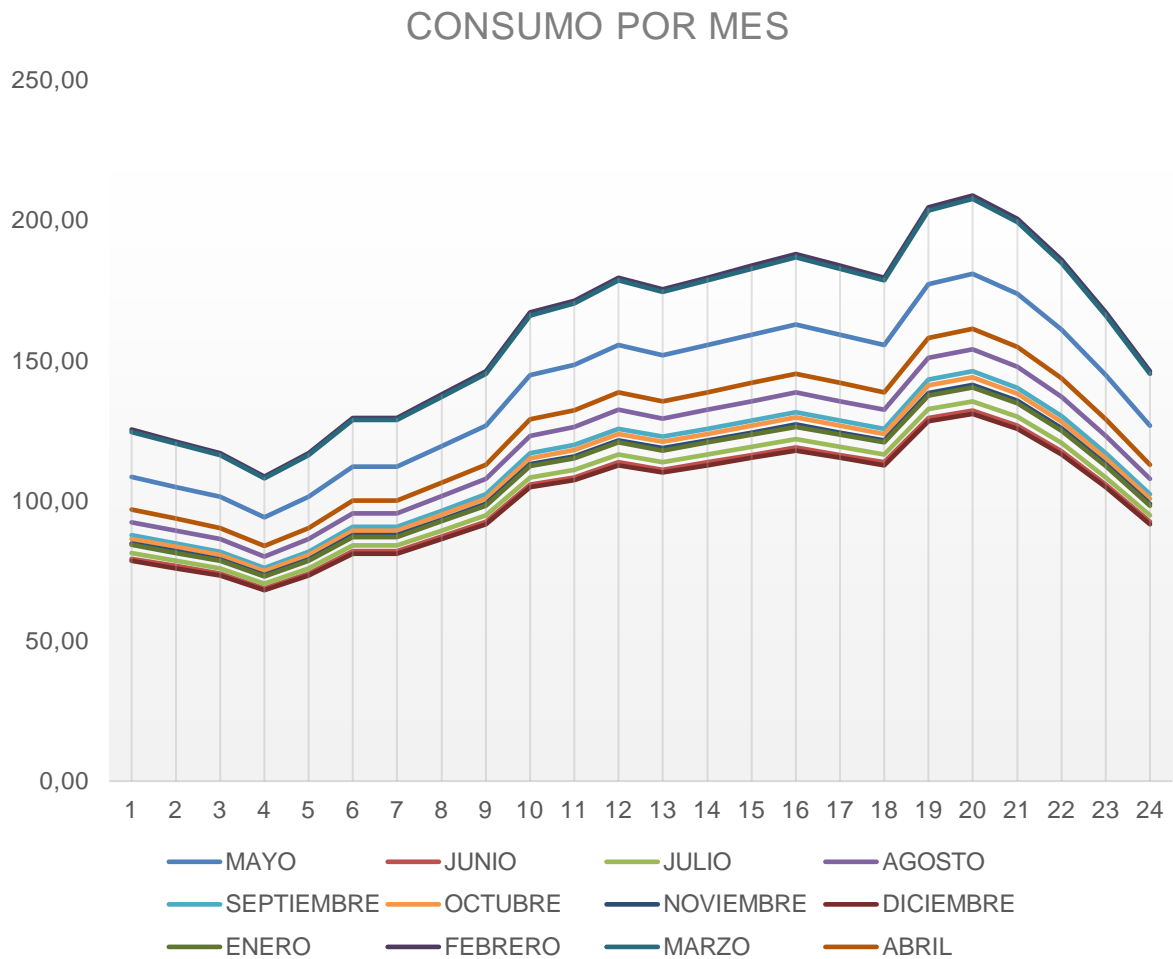
### 2.3.3. Adaptación de consumo a la curva de demanda diaria nacional

La Tabla 33 nos presenta los resultados del consumo estimado de la hostería adaptados a la curva de demanda diaria nacional de día laborable para todos los meses del año y para cada hora del día.

HORA	%	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABL
1	0,6	108,55	79,28	81,24	92,39	87,71	86,41	84,78	78,57	84,23	125,30	124,59	96,78
2	0,58	104,93	76,64	78,53	89,31	84,78	83,53	81,95	75,95	81,42	121,12	120,43	93,55
3	0,56	101,32	74,00	75,82	86,23	81,86	80,65	79,13	73,33	78,61	116,95	116,28	90,33
4	0,52	94,08	68,71	70,40	80,07	76,01	74,89	73,48	68,09	73,00	108,59	107,97	83,88
5	0,56	101,32	74,00	75,82	86,23	81,86	80,65	79,13	73,33	78,61	116,95	116,28	90,33
6	0,62	112,17	81,93	83,94	95,47	90,63	89,29	87,61	81,19	87,04	129,48	128,74	100,01
7	0,62	112,17	81,93	83,94	95,47	90,63	89,29	87,61	81,19	87,04	129,48	128,74	100,01
8	0,66	119,41	87,21	89,36	101,63	96,48	95,05	93,26	86,43	92,65	137,83	137,04	106,46
9	0,7	126,64	92,50	94,78	107,79	102,33	100,81	98,91	91,66	98,27	146,18	145,35	112,91
10	0,8	144,74	105,71	108,31	123,19	116,94	115,21	113,04	104,76	112,30	167,07	166,11	129,04
11	0,82	148,36	108,36	111,02	126,27	119,87	118,09	115,87	107,38	115,11	171,24	170,27	132,27
12	0,86	155,59	113,64	116,44	132,43	125,71	123,85	121,52	112,62	120,73	179,60	178,57	138,72
13	0,84	151,97	111,00	113,73	129,35	122,79	120,97	118,69	110,00	117,92	175,42	174,42	135,49
14	0,86	155,59	113,64	116,44	132,43	125,71	123,85	121,52	112,62	120,73	179,60	178,57	138,72
15	0,88	159,21	116,28	119,15	135,51	128,64	126,73	124,34	115,23	123,53	183,77	182,73	141,94
16	0,9	162,83	118,93	121,85	138,59	131,56	129,61	127,17	117,85	126,34	187,95	186,88	145,17
17	0,88	159,21	116,28	119,15	135,51	128,64	126,73	124,34	115,23	123,53	183,77	182,73	141,94
18	0,86	155,59	113,64	116,44	132,43	125,71	123,85	121,52	112,62	120,73	179,60	178,57	138,72
19	0,98	177,30	129,50	132,69	150,90	143,26	141,13	138,47	128,33	137,57	204,66	203,49	158,07
20	1,00	180,92	132,14	135,39	153,98	146,18	144,01	141,30	130,95	140,38	208,83	207,64	161,30
21	0,96	173,68	126,86	129,98	147,82	140,33	138,25	135,65	125,71	134,76	200,48	199,34	154,85
22	0,89	161,02	117,61	120,50	137,05	130,10	128,17	125,76	116,54	124,94	185,86	184,80	143,56
23	0,8	144,74	105,71	108,31	123,19	116,94	115,21	113,04	104,76	112,30	167,07	166,11	129,04
24	0,7	126,64	92,50	94,78	107,79	102,33	100,81	98,91	91,66	98,27	146,18	145,35	112,91
TOTAL	18,45	3338	2438	2498	2841	2697	2657	2607	2416	2590	3853	3831	2976

**Tabla 33. Datos de consumo diario adaptado a la curva de demanda nacional**

La Ilustración 27 muestra los resultados de una manera gráfica la adaptación del consumo mensual de la hostería con la curva de demanda diaria.



**Ilustración 27. Adaptación del consumo mensual de la hostería a la curva de demanda diaria nacional**

#### **2.3.4. Adaptación de la curva de demanda diaria nacional al funcionamiento estimado de la hostería**

Como dato importante se conoce el funcionamiento de la hostería, ya que esta solo funciona en un horario de 7:00 a.m. hasta las 19:00 p.m., siendo sus horas pico entre las 14 y 16 horas debido a la gran concurrencia de clientela a la hora de almorzar, a partir de las 19 horas el consumo de la hostería presenta solo el uso de equipos de refrigeración, vigilancia, luminarias y algunos equipos electrónicos, con lo cual se tiene en cuenta la curva de demanda diaria nacional y se adapta al funcionamiento propio de la hostería estimando el porcentaje de consumo para cada una de las horas de funcionamiento de la misma.

La curva estimada de consumo horario propio de la hostería tomando en cuenta sus horas de trabajo se muestran en la siguiente ilustración:

Viabilidad Técnico-Económica de la generación eléctrica en red con tecnología fotovoltaica.  
Caso práctico en una Hostería ubicada en Ibarra-Ecuador / UJA



**Ilustración 28. Curva de consumo estimado de la Hostería**

La Tabla 34 ilustra el resultado del consumo horario estimado de la Hostería, el mismo que sirve como base para la estimación de energía del sistema fotovoltaico:

HORA	%	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR
1	0,52	100,04	73,07	74,87	85,15	80,83	79,63	78,13	72,41	77,63	115,48	114,82	89,19
2	0,53	101,97	74,47	76,31	86,79	82,39	81,16	79,64	73,80	79,12	117,70	117,03	90,91
3	0,53	101,97	74,47	76,31	86,79	82,39	81,16	79,64	73,80	79,12	117,70	117,03	90,91
4	0,54	103,89	75,88	77,75	88,42	83,94	82,70	81,14	75,20	80,61	119,92	119,24	92,62
5	0,55	105,82	77,29	79,19	90,06	85,50	84,23	82,64	76,59	82,10	122,14	121,44	94,34
6	0,57	109,66	80,10	82,07	93,34	88,60	87,29	85,65	79,37	85,09	126,58	125,86	97,77
7	0,65	125,05	91,34	93,59	106,44	101,04	99,54	97,67	90,51	97,03	144,35	143,52	111,49
8	0,84	161,61	118,04	120,94	137,55	130,58	128,64	126,22	116,97	125,39	186,54	185,48	144,08
9	0,86	165,46	120,85	123,82	140,82	133,68	131,70	129,22	119,76	128,38	190,98	189,89	147,51
10	0,88	169,30	123,66	126,70	144,10	136,79	134,76	132,23	122,54	131,37	195,43	194,31	150,94
11	0,9	173,15	126,47	129,58	147,37	139,90	137,83	135,23	125,33	134,35	199,87	198,73	154,37
12	0,91	175,08	127,87	131,02	149,01	141,46	139,36	136,74	126,72	135,84	202,09	200,93	156,09
13	0,93	178,92	130,68	133,90	152,28	144,57	142,42	139,74	129,50	138,83	206,53	205,35	159,52
14	0,98	188,54	137,71	141,10	160,47	152,34	150,08	147,25	136,47	146,29	217,63	216,39	168,10
15	1,00	192,39	140,52	143,98	163,75	155,45	153,14	150,26	139,25	149,28	222,07	220,81	171,53
16	0,96	184,70	134,90	138,22	157,20	149,23	147,02	144,25	133,68	143,31	213,19	211,97	164,67
17	0,89	171,23	125,06	128,14	145,73	138,35	136,30	133,73	123,93	132,86	197,65	196,52	152,66
18	0,8	153,91	112,41	115,18	131,00	124,36	122,51	120,21	111,40	119,42	177,66	176,65	137,22
19	0,7	134,67	98,36	100,78	114,62	108,81	107,20	105,18	97,48	104,50	155,45	154,56	120,07
20	0,6	115,44	84,31	86,39	98,25	93,27	91,88	90,16	83,55	89,57	133,24	132,48	102,92
21	0,58	111,59	81,50	83,51	94,97	90,16	88,82	87,15	80,77	86,58	128,80	128,07	99,49
22	0,56	107,74	78,69	80,63	91,70	87,05	85,76	84,15	77,98	83,60	124,36	123,65	96,06
23	0,52	100,04	73,07	74,87	85,15	80,83	79,63	78,13	72,41	77,63	115,48	114,82	89,19
24	0,55	105,82	77,29	79,19	90,06	85,50	84,23	82,64	76,59	82,10	122,14	121,44	94,34
TOTAL	17,35	3338	2438	2498	2841	2697	2657	2607	2416	2590	3853	3831	2976

**Tabla 34. Datos de consumo medio adaptado**

Y de igual manera la ilustración 29 muestra de manera gráfica la adaptación de la nueva curva de demanda estimada y la estimación de cada uno de los consumos horarios.

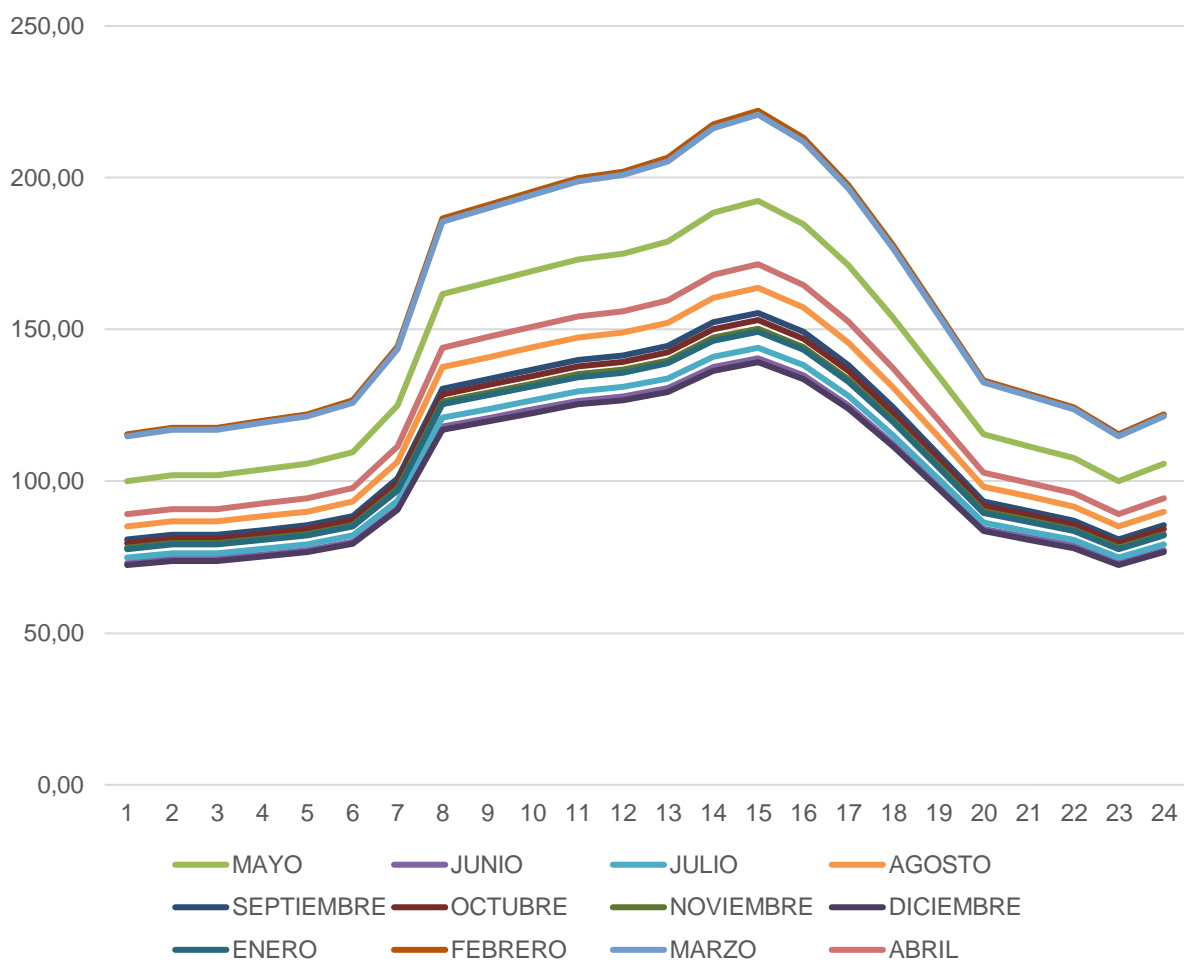


Ilustración 29. Consumo estimado de la hostería

## 2.4. Análisis económico y financiero

### 2.4.1. Indicadores para el análisis

Mediante el análisis económico y financiero del proyecto se estudiará la factibilidad del proyecto desde la perspectiva de su rentabilidad económica. (Cepeda, 2020.) Para llevar a cabo este análisis de rentabilidad económica se hará uso de los siguientes indicadores:

#### Valor actual neto (VAN)

También llamado del "valor capital", consiste en actualizar a un tipo estimado de interés de descuento (tasa de descuento o interés calculatorio), los flujos netos de caja (beneficios netos, ingresos menos gastos) del proyecto correspondientes a los distintos períodos. (Valencia, 2011)

El VAN representa la ganancia neta generada por el proyecto, obtenida por equivalencia financiera en el momento cero. Si el VAN es mayor que cero, el proyecto es viable para ese tipo de interés.

El Valor Actual Neto vendrá dado por:

$$VAN = -K + \sum_{j=1}^n \frac{Q_j}{(1+i)^j}$$

Donde:

- $Q_j$ : representa los flujos de caja en cada periodo  $j$
- $K$ : valor inicial de la inversión
- $n$ : número de periodos considerados
- $i$ : tasa de descuento
- $j$ : periodo actual

### Tasa interna de retorno (TIR)

Es el tipo de interés anual al que hay que colocar la inversión inicial para que, al cabo de un tiempo igual a la vida útil del sistema, la suma de dicha inversión más los intereses iguales a los flujos de caja generados durante el proyecto.

De esta forma la TIR se calcula obteniendo la tasa,  $r$ , que cumple la siguiente ecuación:

$$VAN = -K + \sum_{j=1}^n \frac{Q_j}{(1+r)^j} = 0$$

Donde:

- $Q_j$ : representa los flujos de caja en cada periodo  $j$
- $K$ : valor inicial de la inversión
- $n$ : número de periodos considerados
- $r$ : tasa de descuento
- $j$ : periodo actual

Sólo serán viables aquellos proyectos que cumplan la condición de "efectuabilidad":  $r > i$ , siendo  $i$  el tipo de interés que se corresponde con el "coste del capital". Cuanto mayor sea  $r$  mejor será la inversión.

### Plazo de recuperación (Pay-back)

El Pay-back (plazo de recuperación o periodo de retorno) representa el número de años (o de periodos, en general) que han de pasar para recuperar la inversión inicial con los flujos de caja actualizados. Es el plazo en que recuperamos la inversión efectuada, a través de los ingresos derivados del proyecto.

El plazo de recuperación será el número de períodos que transcurren desde el momento inicial de un proyecto hasta que la suma de los flujos netos de caja actualizados es exactamente igual al desembolso realizado.

Se calcula buscando el valor de “p” que iguala la expresión:

$$K = \sum_{j=1}^p \frac{Q_j}{(1+i)^j}$$

Donde:

- $Q_j$ : representa los flujos de caja en cada periodo  $j$
- $K$ : valor inicial de la inversión
- $p$ : plazo de recuperación
- $i$ : tasa de descuento
- $j$ : periodo actual

#### 2.4.2. Viabilidad mediante financiación propia

En la siguiente tabla se muestran los datos generales y de explotación del análisis:

Datos	Valores	Unidades
Potencia Nominal	25	kWp
coste por kWp	\$1.400,00	
Coste Total Proyecto	\$35.000,00	
Producción de Energía Eléctrica Prevista	32984,41	kWh/kW*año
Tarifa de venta	\$0,09	
Crecimiento anual de la tarifa	0,4%	
Mantenimiento por kW	\$18,30	
Costes O&M	\$457,50	
Crecimiento anual de Costes O&M	1%	
Fracción de Capital propio	100%	\$35.000,00
Fracción de Préstamo	0%	
Tiempo pago de préstamo	0	Años
Tiempo de Amortización de la Instalación	12	Años
Impuestos del BAI	12%	
Tasa de descuento	2%	
Ingresos	\$2.968,60	
Vida útil del proyecto	25	Años

**Tabla 35. Datos para viabilidad propia**

Estos datos de coste por kWp, costes de mantenimiento por kWp y costes de operación han sido obtenidos de la Agencia internacional de Energías Renovables (IRENA., 2019.), se ha considera un 12% de impuestos según normativa ecuatoriana.

Viabilidad Técnico-Económica de la generación eléctrica en red con tecnología fotovoltaica.  
Caso práctico en una Hostería ubicada en Ibarra-Ecuador / UJA

La vida útil del proyecto es considerada de 25 años, pues es el tiempo de amortización típico que se considera para cualquier inversión relacionada con la producción de energía.

Para el cálculo de los indicadores de viabilidad económica, se calculan los flujos de caja, definido como la diferencia entre los cobros y pagos derivados del proyecto a lo largo de los años de vida del mismo.

La siguiente tabla nos presenta los flujos de caja generados por el SFV, donde BAT es el beneficio antes de impuesto, y BN el beneficio neto:

Año	Ingresos	Costes OM	Amortización	BAT	Impuestos	BN	Flujo de neto de Caja
1	\$2.968,60	\$457,50	\$2.916,67	-\$405,57	\$0,00	-\$405,57	\$2.511,10
2	\$2.980,47	\$462,08	\$2.916,67	-\$398,27	\$0,00	-\$398,27	\$2.518,40
3	\$2.992,39	\$466,70	\$2.916,67	-\$390,97	\$0,00	-\$390,97	\$2.525,70
4	\$3.004,36	\$471,36	\$2.916,67	-\$383,67	\$0,00	-\$383,67	\$2.533,00
5	\$3.016,38	\$476,08	\$2.916,67	-\$376,36	\$0,00	-\$376,36	\$2.540,30
6	\$3.028,45	\$480,84	\$2.916,67	-\$369,06	\$0,00	-\$369,06	\$2.547,61
7	\$3.040,56	\$485,65	\$2.916,67	-\$361,75	\$0,00	-\$361,75	\$2.554,91
8	\$3.052,72	\$490,50	\$2.916,67	-\$354,45	\$0,00	-\$354,45	\$2.562,22
9	\$3.064,93	\$495,41	\$2.916,67	-\$347,14	\$0,00	-\$347,14	\$2.569,53
10	\$3.077,19	\$500,36	\$2.916,67	-\$339,84	\$0,00	-\$339,84	\$2.576,83
11	\$3.089,50	\$505,36	\$2.916,67	-\$332,53	\$0,00	-\$332,53	\$2.584,14
12	\$3.101,86	\$510,42	\$2.916,67	-\$325,23	\$0,00	-\$325,23	\$2.591,44
13	\$3.114,27	\$515,52		\$2.598,74	\$311,85	\$2.286,89	\$2.286,89
14	\$3.126,72	\$520,68		\$2.606,05	\$312,73	\$2.293,32	\$2.293,32
15	\$3.139,23	\$525,88		\$2.613,35	\$313,60	\$2.299,74	\$2.299,74
16	\$3.151,79	\$531,14		\$2.620,64	\$314,48	\$2.306,17	\$2.306,17
17	\$3.164,39	\$536,45		\$2.627,94	\$315,35	\$2.312,59	\$2.312,59
18	\$3.177,05	\$541,82		\$2.635,23	\$316,23	\$2.319,00	\$2.319,00
19	\$3.189,76	\$547,24		\$2.642,52	\$317,10	\$2.325,42	\$2.325,42
20	\$3.202,52	\$552,71		\$2.649,81	\$317,98	\$2.331,83	\$2.331,83
21	\$3.215,33	\$558,24		\$2.657,09	\$318,85	\$2.338,24	\$2.338,24
22	\$3.228,19	\$563,82		\$2.664,37	\$319,72	\$2.344,65	\$2.344,65
23	\$3.241,10	\$569,46		\$2.671,65	\$320,60	\$2.351,05	\$2.351,05
24	\$3.254,07	\$575,15		\$2.678,92	\$321,47	\$2.357,45	\$2.357,45
25	\$3.267,08	\$580,90		\$2.686,18	\$322,34	\$2.363,84	\$2.363,84

**Tabla 36. Flujos de caja**



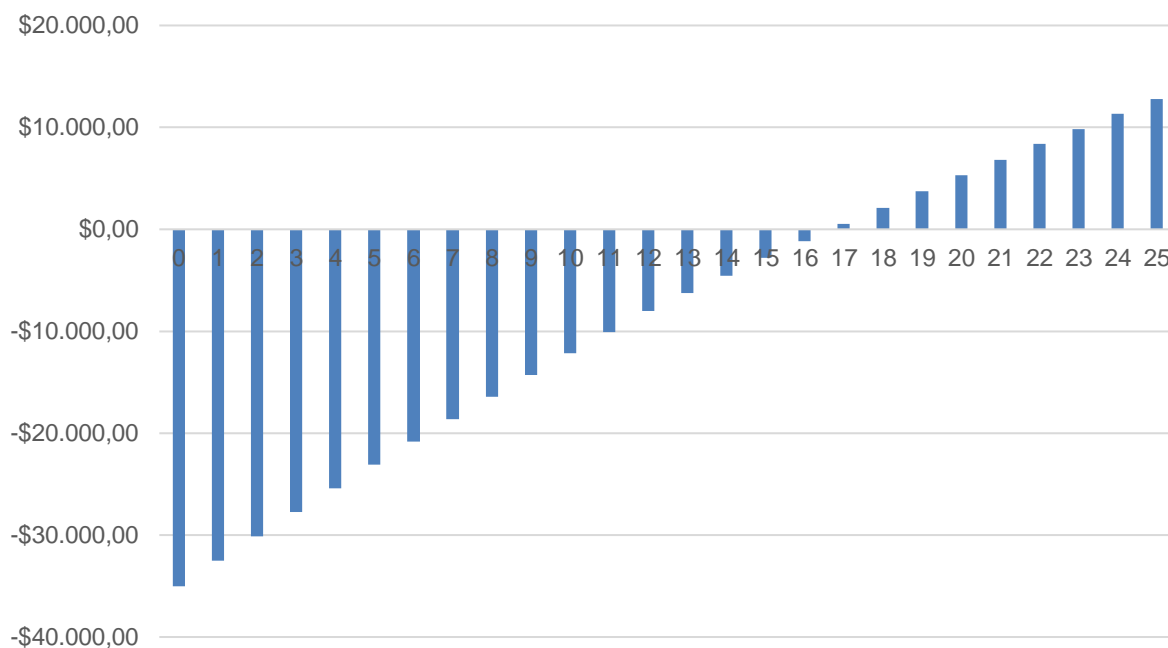
Viabilidad Técnico-Económica de la generación eléctrica en red con tecnología fotovoltaica.  
Caso práctico en una Hostería ubicada en Ibarra-Ecuador / UJA

La Tabla 37 presenta los flujos de caja actualizados y corregidos utilizados para el cálculo de los índices de viabilidad económica detallados anteriormente:

Año	Flujo de Caja	Inversión	Flujo de caja corregido	Indice de actualización	Flujo Actualizado	Sumatorio
0		\$35.000,00	-\$35.000,00	1,00	-\$35.000,00	-\$35.000,00
1	\$2.511,10		\$2.511,10	1,02	\$2.461,86	-\$32.538,14
2	\$2.518,40		\$2.518,40	1,04	\$2.420,60	-\$30.117,54
3	\$2.525,70		\$2.525,70	1,06	\$2.380,02	-\$27.737,52
4	\$2.533,00		\$2.533,00	1,08	\$2.340,10	-\$25.397,41
5	\$2.540,30		\$2.540,30	1,10	\$2.300,83	-\$23.096,58
6	\$2.547,61		\$2.547,61	1,13	\$2.262,20	-\$20.834,38
7	\$2.554,91		\$2.554,91	1,15	\$2.224,21	-\$18.610,17
8	\$2.562,22		\$2.562,22	1,17	\$2.186,83	-\$16.423,34
9	\$2.569,53		\$2.569,53	1,20	\$2.150,06	-\$14.273,28
10	\$2.576,83		\$2.576,83	1,22	\$2.113,90	-\$12.159,38
11	\$2.584,14		\$2.584,14	1,24	\$2.078,33	-\$10.081,05
12	\$2.591,44		\$2.591,44	1,27	\$2.043,33	-\$8.037,72
13	\$2.286,89		\$2.286,89	1,29	\$1.767,84	-\$6.269,88
14	\$2.293,32		\$2.293,32	1,32	\$1.738,05	-\$4.531,83
15	\$2.299,74		\$2.299,74	1,35	\$1.708,74	-\$2.823,08
16	\$2.306,17		\$2.306,17	1,37	\$1.679,92	-\$1.143,17
17	\$2.312,59		\$2.312,59	1,40	\$1.651,56	\$508,40
18	\$2.319,00		\$2.319,00	1,43	\$1.623,67	\$2.132,07
19	\$2.325,42		\$2.325,42	1,46	\$1.596,24	\$3.728,31
20	\$2.331,83		\$2.331,83	1,49	\$1.569,26	\$5.297,57
21	\$2.338,24		\$2.338,24	1,52	\$1.542,72	\$6.840,28
22	\$2.344,65		\$2.344,65	1,55	\$1.516,61	\$8.356,89
23	\$2.351,05		\$2.351,05	1,58	\$1.490,93	\$9.847,82
24	\$2.357,45		\$2.357,45	1,61	\$1.465,67	\$11.313,50
25	\$2.363,84		\$2.363,84	1,64	\$1.440,83	\$12.754,33

**Tabla 37. Flujo de caja actualizado**

La ilustración 30 presenta gráficamente la estimación del plazo de recuperación o pay-back. En el eje de las abscisas se representa la vida útil del proyecto medida en años y en el eje de las ordenadas se representa el VAN, de tal manera que cuando el VAN tenga un valor igual a cero se obtendrá el periodo de tiempo de recuperación en este caso de aproximadamente 16,69 años.



**Ilustración 30. Plazo de recuperación**

Con las ecuaciones detalladas en el punto anterior se obtiene los siguientes valores como resultados de la viabilidad económica con una financiación 100% propia: un VAN de \$12.754,33, un TIR del 4,92% y un plazo de recuperación de 16,69 años resultados de la viabilidad económica con una financiación 100% propia.

Con un valor de VAN positivo y un TIR mayor a la tasa de descuento, el proyecto es viable económica y financieramente viable reflejado en su flujo de caja.

### 2.4.3. Viabilidad mediante financiación ajena o préstamo

En la siguiente tabla se muestran los datos generales y de explotación del análisis:

Datos	Valores	Unidades
Potencia Nominal	25	kWp
Coste por kWp	\$1.400,00	
Coste Total Proyecto	\$35.000,00	
Producción de Energía Eléctrica Prevista	32984,41	kWh/kW*año
Tarifa de venta	\$0,09	
Crecimiento anual de la tarifa	0,4%	
Mantenimiento por kW	\$18,30	Fuente IRENA
Costes O&M	\$457,50	
Crecimiento anual de Costes O&M	1%	
Fracción de Capital propio	40%	\$14.000,00
Fracción de Préstamo	60%	\$21.000,00
Tiempo pago de préstamo	10	Años
Tiempo de Amortización de la Instalación	12	Años
Impuestos del BAI	12%	
Tasa de descuento	2%	
Ingresos	\$2.968,60	
Vida útil	25,00	Años

**Tabla 38. Datos para viabilidad ajena o préstamo**

Estos datos de coste por kWp, costes de mantenimiento por kWp y costes de operación han sido obtenidos de la Agencia internacional de Energías Renovables(IRENA), se ha considera un 12% de impuestos según normativa ecuatoriana.

La fracción del préstamo es de 60% equivalente a \$21.000,00, mientras que el 40% equivalente a \$14.000,00 del capital es mediante financiación propia. La vida útil del proyecto es considerada de 25 años, pues es el tiempo de amortización típico que se considera para cualquier inversión relacionada con la producción de energía.

<b>CÁLCULO PRÉSTAMO</b>				
<b>CAPITAL</b>	\$21.000,00	<b>Interés</b>	4%	
	<b>CAPITAL AMORTIZADO</b>	<b>INTERÉS</b>	<b>CUOTA</b>	<b>CAPITAL PENDIENTE</b>
1	\$2.100,00	\$840,00	\$2.940,00	\$18.900,00
2	\$2.100,00	\$756,00	\$2.856,00	\$16.800,00
3	\$2.100,00	\$672,00	\$2.772,00	\$14.700,00
4	\$2.100,00	\$588,00	\$2.688,00	\$12.600,00
5	\$2.100,00	\$504,00	\$2.604,00	\$10.500,00
6	\$2.100,00	\$420,00	\$2.520,00	\$8.400,00
7	\$2.100,00	\$336,00	\$2.436,00	\$6.300,00
8	\$2.100,00	\$252,00	\$2.352,00	\$4.200,00
9	\$2.100,00	\$168,00	\$2.268,00	\$2.100,00
10	\$2.100,00	\$84,00	\$2.184,00	\$0,00

**Tabla 39. Cálculo préstamo**

En la tabla 39 se presenta el cálculo realizado para estimar los impuestos generados por el préstamo a lo largo del tiempo de amortización del mismo, el interés aplicado por la institución financiera es del 4%.

Para el cálculo de los indicadores de viabilidad económica, se calculan los flujos de caja, definido como la diferencia entre los cobros y pagos derivados del proyecto a lo largo de los años de vida del mismo.

La tabla 40 nos presenta los flujos de caja generados por el SFV, donde BAT es el beneficio antes de impuesto, y BN el beneficio neto; la tabla 41 presenta los flujos de caja actualizados y corregidos utilizados para el cálculo de los índices de viabilidad económica detallados en la tabla 40.

Viabilidad Técnico-Económica de la generación eléctrica en red con tecnología fotovoltaica.  
Caso práctico en una Hostería ubicada en Ibarra-Ecuador / UJA

Año	Ingresos	Costes OM	Amortización	Costes Financieros	BAT	Impuestos	BN	Flujo de neto de Caja
1	\$2.968,60	\$457,50	\$2.916,67	\$840,00	-\$1.245,57	\$0,00	-\$1.245,57	\$1.671,10
2	\$2.980,47	\$462,08	\$2.916,67	\$756,00	-\$1.154,27	\$0,00	-\$1.154,27	\$1.762,40
3	\$2.992,39	\$466,70	\$2.916,67	\$672,00	-\$1.062,97	\$0,00	-\$1.062,97	\$1.853,70
4	\$3.004,36	\$471,36	\$2.916,67	\$588,00	-\$971,67	\$0,00	-\$971,67	\$1.945,00
5	\$3.016,38	\$476,08	\$2.916,67	\$504,00	-\$880,36	\$0,00	-\$880,36	\$2.036,30
6	\$3.028,45	\$480,84	\$2.916,67	\$420,00	-\$789,06	\$0,00	-\$789,06	\$2.127,61
7	\$3.040,56	\$485,65	\$2.916,67	\$336,00	-\$697,75	\$0,00	-\$697,75	\$2.218,91
8	\$3.052,72	\$490,50	\$2.916,67	\$252,00	-\$606,45	\$0,00	-\$606,45	\$2.310,22
9	\$3.064,93	\$495,41	\$2.916,67	\$168,00	-\$515,14	\$0,00	-\$515,14	\$2.401,53
10	\$3.077,19	\$500,36	\$2.916,67	\$84,00	-\$423,84	\$0,00	-\$423,84	\$2.492,83
11	\$3.089,50	\$505,36	\$2.916,67		-\$332,53	\$0,00	-\$332,53	\$2.584,14
12	\$3.101,86	\$510,42	\$2.916,67		-\$325,23	\$0,00	-\$325,23	\$2.591,44
13	\$3.114,27	\$515,52			\$2.598,74	\$311,85	\$2.286,89	\$2.286,89
14	\$3.126,72	\$520,68			\$2.606,05	\$312,73	\$2.293,32	\$2.293,32
15	\$3.139,23	\$525,88			\$2.613,35	\$313,60	\$2.299,74	\$2.299,74
16	\$3.151,79	\$531,14			\$2.620,64	\$314,48	\$2.306,17	\$2.306,17
17	\$3.164,39	\$536,45			\$2.627,94	\$315,35	\$2.312,59	\$2.312,59
18	\$3.177,05	\$541,82			\$2.635,23	\$316,23	\$2.319,00	\$2.319,00
19	\$3.189,76	\$547,24			\$2.642,52	\$317,10	\$2.325,42	\$2.325,42
20	\$3.202,52	\$552,71			\$2.649,81	\$317,98	\$2.331,83	\$2.331,83
21	\$3.215,33	\$558,24			\$2.657,09	\$318,85	\$2.338,24	\$2.338,24
22	\$3.228,19	\$563,82			\$2.664,37	\$319,72	\$2.344,65	\$2.344,65
23	\$3.241,10	\$569,46			\$2.671,65	\$320,60	\$2.351,05	\$2.351,05
24	\$3.254,07	\$575,15			\$2.678,92	\$321,47	\$2.357,45	\$2.357,45
25	\$3.267,08	\$580,90			\$2.686,18	\$322,34	\$2.363,84	\$2.363,84

Tabla 40. Flujos de caja

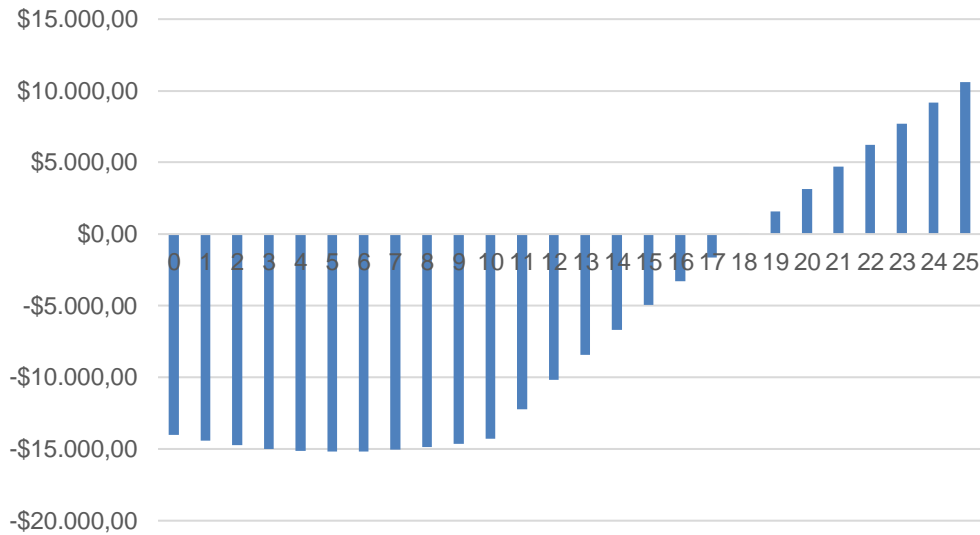
Viabilidad Técnico-Económica de la generación eléctrica en red con tecnología fotovoltaica.  
Caso práctico en una Hostería ubicada en Ibarra-Ecuador / UJA

Año	Flujo de Caja	Inversión	Flujo de caja corregido	Índice de actualización	Flujo Actualizado	Sumatorio
0		\$14.000,00	-\$14.000,00	1,00	-\$14.000,00	-\$14.000,00
1	\$1.671,10	\$2.100,00	-\$428,90	1,02	-\$420,49	-\$14.420,49
2	\$1.762,40	\$2.100,00	-\$337,60	1,04	-\$324,49	-\$14.744,99
3	\$1.853,70	\$2.100,00	-\$246,30	1,06	-\$232,10	-\$14.977,08
4	\$1.945,00	\$2.100,00	-\$155,00	1,08	-\$143,20	-\$15.120,28
5	\$2.036,30	\$2.100,00	-\$63,70	1,10	-\$57,69	-\$15.177,97
6	\$2.127,61	\$2.100,00	\$27,61	1,13	\$24,52	-\$15.153,46
7	\$2.218,91	\$2.100,00	\$118,91	1,15	\$103,52	-\$15.049,93
8	\$2.310,22	\$2.100,00	\$210,22	1,17	\$179,42	-\$14.870,51
9	\$2.401,53	\$2.100,00	\$301,53	1,20	\$252,30	-\$14.618,21
10	\$2.492,83	\$2.100,00	\$392,83	1,22	\$322,26	-\$14.295,95
11	\$2.584,14		\$2.584,14	1,24	\$2.078,33	-\$12.217,63
12	\$2.591,44		\$2.591,44	1,27	\$2.043,33	-\$10.174,29
13	\$2.286,89		\$2.286,89	1,29	\$1.767,84	-\$8.406,45
14	\$2.293,32		\$2.293,32	1,32	\$1.738,05	-\$6.668,40
15	\$2.299,74		\$2.299,74	1,35	\$1.708,74	-\$4.959,65
16	\$2.306,17		\$2.306,17	1,37	\$1.679,92	-\$3.279,74
17	\$2.312,59		\$2.312,59	1,40	\$1.651,56	-\$1.628,17
18	\$2.319,00		\$2.319,00	1,43	\$1.623,67	-\$4,50
19	\$2.325,42		\$2.325,42	1,46	\$1.596,24	\$1.591,74
20	\$2.331,83		\$2.331,83	1,49	\$1.569,26	\$3.161,00
21	\$2.338,24		\$2.338,24	1,52	\$1.542,72	\$4.703,71
22	\$2.344,65		\$2.344,65	1,55	\$1.516,61	\$6.220,32
23	\$2.351,05		\$2.351,05	1,58	\$1.490,93	\$7.711,25
24	\$2.357,45		\$2.357,45	1,61	\$1.465,67	\$9.176,93
25	\$2.363,84		\$2.363,84	1,64	\$1.440,83	\$10.617,76

**Tabla 41. Flujos de caja actualizados**

La ilustración 31 presenta gráficamente la estimación del plazo de recuperación o pay-back. En el eje de las abscisas se representa la vida útil del proyecto medida en años y en el eje de las ordenadas se representa el VAN, de tal manera que cuando el VAN tenga un valor igual a cero se obtendrá el periodo de tiempo de recuperación en este caso de aproximadamente 18,00 años.

Viabilidad Técnico-Económica de la generación eléctrica en red con tecnología fotovoltaica.  
Caso práctico en una Hostería ubicada en Ibarra-Ecuador / UJA



**Ilustración 31. Plazo de recuperación**

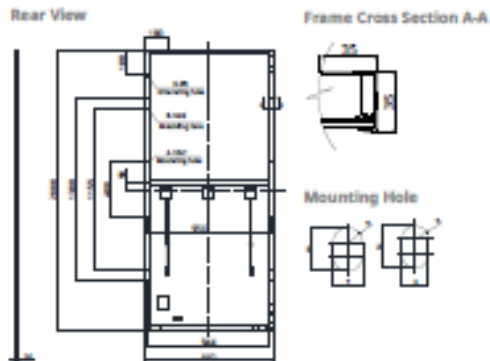
Con las ecuaciones detalladas en el punto anterior se obtiene los siguientes valores como resultados de la viabilidad económica con una financiación 40% propia y 60% préstamo: un VAN de \$10.617,76, un TIR del 5,28% y un plazo de recuperación de 18.

Con un valor de VAN positivo y un TIR mayor a la tasa de descuento, el proyecto es viable económica y financieramente viable reflejado en su flujo de caja.

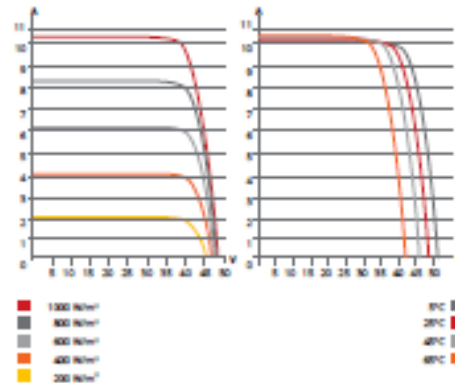
## 2.5. Fichas técnicas

### 2.5.1. Modulo fotovoltaico

#### ENGINEERING DRAWING (mm)



#### CS3U-400MS / I-V CURVES



#### ELECTRICAL DATA | STC\*

CS3U	380MS	385MS	390MS	395MS	400MS
Nominal Max. Power (P <sub>max</sub> )	380 W	385 W	390 W	395 W	400 W
Opt. Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	40.0 V	40.2 V	40.4 V	40.6 V	40.8 V
Opt. Operating Current (I <sub>mp</sub> )	9.50 A	9.58 A	9.66 A	9.73 A	9.81 A
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	47.8 V	48.0 V	48.2 V	48.4 V	48.6 V
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	10.01 A	10.09 A	10.17 A	10.25 A	10.33 A
Module Efficiency	19.15%	19.41%	19.66%	19.91%	20.16%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or Class C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	30 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 5 W				

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

#### ELECTRICAL DATA | NMO†

CS3U	380MS	385MS	390MS	395MS	400MS
Nominal Max. Power (P <sub>max</sub> )	283 W	287 W	290 W	294 W	298 W
Opt. Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	37.2 V	37.4 V	37.6 V	37.8 V	38.0 V
Opt. Operating Current (I <sub>mp</sub> )	7.60 A	7.66 A	7.72 A	7.78 A	7.84 A
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	44.8 V	45.0 V	45.2 V	45.4 V	45.6 V
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	8.08 A	8.14 A	8.20 A	8.27 A	8.33 A

† Under Nominal Module Operating Temperature (NMO†), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

#### MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2000 X992 X35 mm (78.7 X39.1 X1.38 in)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-); Landscape: 1250 mm (49.2 in) (leap-frog connector: 1670 mm (65.7 in))*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	660 pieces

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

#### TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (P <sub>max</sub> )	-0.36 % / °C
Temperature Coefficient (V <sub>oc</sub> )	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (I <sub>sc</sub> )	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

#### PARTNER SECTION



\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustments to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

#### CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E5, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)



## 2.5.2. Estructura de soporte

### Soportes inclinados dobles

#### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- ✓ Disposición de los módulos: vertical
- ✓ Capacidad desde 2 hasta 40 MFV
- ✓ Soporte válido para módulos de hasta 72 células
- ✓ Instalación recomendada: suelo o cubierta plana
- ✓ Perfilera: Aluminio EN AW 600 5.T6
- ✓ Tornillería: Acero Inoxidable



Ref. **FV925 - FV925XL**



### 2.5.3. Inversor

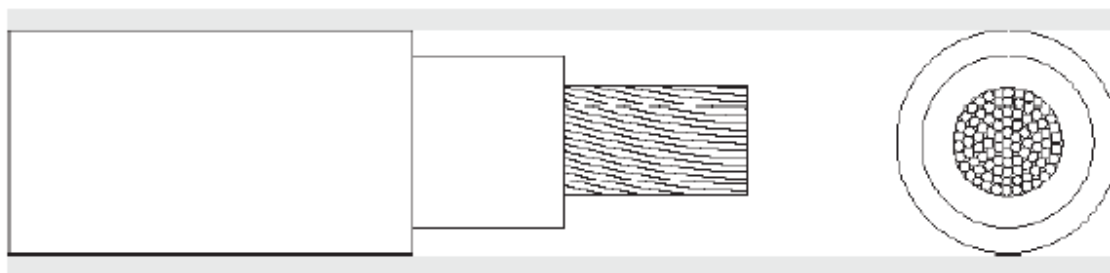
SUN2000L-2/3/3.68/4/4.6/5KTL  
**Especificaciones técnicas**

Especificaciones técnicas	SUN2000L-2KTL	SUN2000L-3KTL	SUN2000L-3.68KTL	SUN2000L-4KTL	SUN2000L-4.6KTL	SUN2000L-5KTL
<b>Eficiencia</b>						
Eficiencia Máxima	98.4 %	98.5 %	98.5 %	98.6 %	98.6 %	98.6 %
Eficiencia europea	97.0 %	97.6 %	97.8 %	97.9 %	98.0 %	98.0 %
<b>Entrada</b>						
Entrada DC máxima recomendada	3,000 Wp	4,000 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp
Máx. tensión de entrada	600 V / 495 V <sup>1</sup>					
Rango de tensión de operación de MPPT <sup>2</sup>	90 V – 600 V / 90 V – 495 V <sup>1</sup>					
Tensión de entrada mínima	120 V					
Rango de tensión de potencia máxima de MPPT	120 V – 480 V	180 V – 480 V	190 V – 480 V	210 V – 480 V	260 V – 480 V	260 V – 480 V
Tensión nominal de entrada	380 V					
Máx. intensidad por MPPT	11 A					
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	15 A					
Cantidad de rastreadores MPP	2					
Máx. número de entradas por MPPT	1					
<b>Salida</b>						
Conexión a red eléctrica	Monofásica					
Potencia nominal activa de CA	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W <sup>3</sup>
Máx. potencia aparente de CA	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA <sup>4</sup>	5,500 VA <sup>4</sup>
Tensión nominal de salida	220 V / 230 V / 240 V					
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz					
Máx. intensidad de salida	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A <sup>5</sup>	25 A <sup>5</sup>
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo – 0,8 inductivo					
Máx. distorsión armónica total	≤ 3 %					
<b>Protección</b>						
Protección anti-ítems	SI					
Protección contra polaridad inversa de CC	SI					
Monitorización de aislamiento	SI					
Protección contra descargas atmosféricas COV	SI					
Protección contra descargas atmosféricas CA <sup>6</sup>	SI					
Monitorización de la corriente residual	SI					
Protección contra sobrintensidad de CA	SI					
Protección contra cortocircuito de CA	SI					
Protección contra sobretensión de CA	SI					
Protección contra sobrecalentamiento	SI					
<b>Datos generales</b>						
Rango de temperatura de operación	-30 – +60 °C (Derating por encima de 45 °C @ Potencia nominal de salida)					
Humedad relativa	0 %RH – 100 %RH					
Altitud de operación	0 - 4,000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2000 m)					
Ventilación	Convección natural					
Pantalla	Indicaciones led					
Comunicación	RS485, WLAN					
Peso (incluida ménsula de montaje)	10.6 kg					
Dimensiones (incluida ménsula de montaje)	375 x 375 x 161.5 mm					
Grado de protección	IP65					
<b>Compatibilidad de la batería</b>						
Batería	LG Chem RESU 7H-R / 10H-R					
Rango de tensión	350 – 450 Vdc					
Corriente máxima	10 A					
Comunicación	RS485					
<b>Compatibilidad optimizadora</b>						
DC MBLUS optimizador compatible	SUN2000P-375W a través de Smart PV Safety Box SmartPS2000L					
<b>Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)</b>						
Seguridad	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2					
Estándares de conexión a red eléctrica	GBA/2, G59/3, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, NRS 097-2-1, DINVA 2016					

<sup>1</sup> Solo aplicable para sistemas fotovoltaicos. La tensión de entrada máxima y el límite superior del rango de operación disminuyen hasta 495 V cuando el inversor se conecta y funciona con batería DC.  
<sup>2</sup> AS4777-4882 W, <sup>3</sup> ISE-A3-N-4105-4800 VA, <sup>4</sup> AS4777-4880 VA, <sup>5</sup> AS4777-4880 VA, <sup>6</sup> AS4777-17A.  
<sup>7</sup> Clase de protección IP65 compatible según EN / IEC 60529-11

## 2.5.4. Cableado DC

TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K



### DIMENSIONES

Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Alre libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adyacente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1x 2,5	4,8	42	41	39	33	23,0
1x 4	5,3	57	55	52	44	14,3
1x 6	5,9	76	70	67	57	9,49
1x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1x 16	8,2	179	132	125	107	3,47
1x 25	10,8	294	176	167	142	2,23
1x 35	11,9	390	218	207	176	1,58

## 2.5.5. Cableado AC

### Cables 0,6/1 kV **RZ1-K (AS) 0,6/1 kV**



#### Otras características

Color según UNE 21089 y HD 308 52 (marcados con colores para menos de cinco conductores), UNE-EN 50334 y EN 50334 (marcados por inscripción para más de cinco conductores)  
No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1-2, EN 60332-1-2 e IEC 60332-1-2  
No propagación del incendio según UNE-EN 60332-3-24, EN 60332-3-24 e IEC 60332-3-24  
Bajo contenido de halógenos según UNE-EN 50267, EN 50267 e IEC 60754-1 y 60754-2  
Baja emisión de gases corrosivos según IEC 60754-1 y 60754-2  
Baja emisión de humos opacos según UNE-EN 61034-2, EN 61034-2 e IEC 61034-2  
El uso de polietileno reticulado (XLPE) admite una mayor densidad de corriente, a igualdad de sección, respecto al aislamiento con PVC

#### Dimensiones

Sección (mm <sup>2</sup> )	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
1x1,5	13,3	4,80	34
1x2,5	7,98	5,15	44
1x4	4,95	5,60	58
1x6	3,3	6,30	80
1x10	1,91	7,30	121
1x16	1,21	8,40	178
1x25	0,78	10,00	260
1x35	0,554	11,10	349
1x50	0,386	12,90	482
1x70	0,272	14,70	668
1x95	0,206	17,25	890
1x120	0,161	19,00	1.117
1x150	0,129	21,60	1.406
1x185	0,106	23,40	1.723
1x240	0,0801	26,70	2.244
1x300	0,0641	28,50	2.759
1x400	0,0486	34,30	3.635
1x500	0,0384	36,90	4.653
1x630	0,0287	44,50	6.408
2x1,5	13,3	7,75	83
2x2,5	7,98	8,45	108
2x4	4,95	9,50	148
2x6	3,3	10,20	187
2x10	1,91	11,85	280
2x16	1,21	14,10	431
2x25	0,78	18,10	682
2x35	0,554	22,05	921
2x50	0,386	25,70	1.316
2x70	0,272	29,35	1.798

Sección (mm <sup>2</sup> )	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
2x95	0,206	33,80	2.399
3x1,5	13,3	8,95	112
3G1,5	13,3	8,95	112
3G2,5	7,98	9,60	143
3G4	4,95	10,10	181
3G6	3,3	11,10	243
3G10	1,91	13,00	372
3x16	1,21	15,35	551
3x25	0,78	18,90	845
3x35	0,554	21,95	1.195
3x50	0,386	27,30	1.703
3x70	0,272	30,75	2.365
3x95	0,206	35,90	3.121
3x120	0,161	43,50	3.983
3x150	0,129	44,75	4.920
3x185	0,106	50,70	6.083
3x240	0,0801	54,35	8.045
4G1,5	13,3	8,70	115
4G2,5	7,98	9,95	163
4G4	4,95	10,95	223
4G6	3,3	12,60	312
4G10	1,91	14,40	468
4x16	1,21	17,40	726
4x25	0,78	21,15	1.105
4x35	0,554	24,20	1.504
4x50	0,386	29,60	2.276
4x70	0,272	35,80	3.055
4x95	0,206	42,00	4.189
4G95	0,206	41,20	4.003

Los datos contenidos en esta tabla son una estimación de los datos de los cables RCT. Se recomienda consultar los datos de los cables RCT en el catálogo de cables RCT.

## 2.5.6. Fusibles

System pro M compact · Protection Devices Cylindrical Fuses E 9F PV E 9F PV



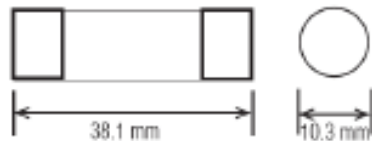
### E 9F PV cylindrical fuses for photovoltaic plants

The new cylindrical fuses range E 9F PV is meant to protect against overcurrents in photovoltaic plants up to 1000 V in direct current.

Thanks to the wide sizes range, (from 1A up to 30A), and to the high nominal voltage: 1000V D.C. E 9F PV it's the best way to protect strings, inverters and OVR surge protections.

Rated Current In	Description		Weight kg	Packaging
	Type	ABB Code		
1 A	E 9F1 PV	2CSM213452R1801	0,007	10
2 A	E 9F2 PV	2CSM213462R1801	0,007	10
3 A	E 9F3 PV	2CSM213475R1801	0,007	10
4 A	E 9F4 PV	2CSM213482R1801	0,007	10
5 A	E 9F5 PV	2CSM213492R1801	0,007	10
6 A	E 9F6 PV	2CSM213502R1801	0,007	10
7 A	E 9F7 PV	2CSM213512R1801	0,007	10
8 A	E 9F8 PV	2CSM213522R1801	0,007	10
10 A	E 9F10 PV	2CSM213532R1801	0,007	10
12 A	E 9F12 PV	2CSM213542R1801	0,007	10
15 A	E 9F15 PV	2CSM213552R1801	0,007	10
20 A	E 9F20 PV	2CSM213562R1801	0,007	10
25 A	E 9F25 PV	2CSM213572R1801	0,007	10
30 A	E 9F30 PV	2CSM213582R1801	0,007	10

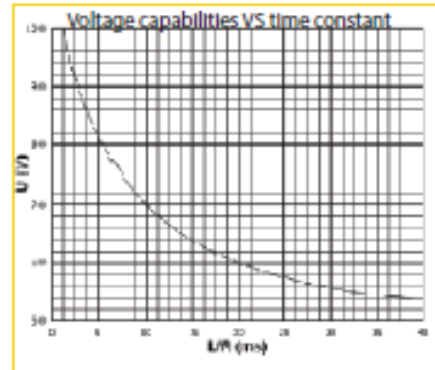
### Overall Dimensions



### Technical Features

Rated Voltage [V]	1.000 c.c.
Rated Current [A]	1...30
Breaking Capacity [kA]	50
Minimum Breaking Capacity	From 1A up to 7A :: 1.3 x In
Capacity	From 8A up to 30A :: 2.0 x In
Overall Dimensions [mm]	10,3x38
Weight [g]	7

Type	Curve IR (A <sup>2</sup> s)	Power consumption [W]
E 9F1 PV	-	0.32
E 9F2 PV	-	0.43
E 9F3 PV	-	1.04
E 9F4 PV	-	1.03
E 9F5 PV	-	1.04
E 9F6 PV	-	1.05
E 9F7 PV	-	1.05
E 9F8 PV	83	1.01
E 9F10 PV	127	
E 9F12 PV	215	
E 9F15 PV	495	
E 9F20 PV	755	
E 9F25 PV	970	
E 9F30 PV	1550	



## 2.5.7. Portafusible

E 91/32 PV



### General Information

Extended Product Type:	E 91/32 PV
Product ID:	2CSM204713R1801
EAN:	8012542047131
Catalog Description:	E 91/32 PV Fuse holder
Long Description:	E 91/32 PV is a fuseholder for overcurrent and short circuit protection in PV applications. No blown fuse indicator.

### Categories

Products » Low Voltage Products and Systems » Modular DIN Rail Products » Modular DIN Rail Components MDRCs » Fuse Holders

### Ordering

Minimum Order Quantity:	1 piece
Customs Tariff Number:	85361010
EAN:	8012542047131

### Dimensions

Product Net Height:	0.086 m
Product Net Depth:	0.064 m
Product Net Weight:	0.081 kg
Product Net Width:	0.018 m

### Container Information

Package Level 1 Width:	0.105 m
Package Level 1 Height:	0.086 m
Package Level 1 Length:	0.064 m
Package Level 1 Gross Weight:	0.360 kg
Package Level 1 EAN:	8012542047148
Package Level 1 Units:	6 piece

### Technical

Dimensions:	1 module
Rated Primary Current (I <sub>pn</sub> ):	32 A
Number of Poles:	1
Number of Protected Poles:	1
Voltage Range:	1000 V DC
Power Loss:	at Rated Operating Conditions per Pole 3 W

### Environmental

RoHS Status:	Following EU Directive 2011/65/EC
--------------	-----------------------------------

### Certificates and Declarations (Document Number)

Instructions and Manuals:	On the product's body
Data Sheet, Technical Information:	2CSM4400290204
Declaration of Conformity - CE:	2CSM4400302701
RoHS Information:	2CSM440011K2701

### Classifications

E-number:	2318053
ETIM 4:	EC000036 - Miniature fuse holder
ETIM 5:	EC000036 - Miniature fuse holder
Object Classification Code:	F

### 2.5.8. Descargador de tensión

Product Data Sheet 2CTC432000001 EAN : 9660308336503  
**OVR PV 40-1000 P TS BW** FR :-  
 2CTB804153R1900

**Type**

T2

**Imax : 40 kA**

**Up : 3,8 kV**

**System**


PV : 1000 V d.c

IEC 61643-11 / EN 50538-11


Type 2 PV SPD's have characteristics of type 2, they are capable of discharging indirect lightning strikes causing induced or conducted overvoltages generally from earth to the Panel they have a low residual voltage (Up), which is compatible with the withstand voltage of the Panel and the PV Inverter. Higher is the Imax, more powerful they are. They are installed inside the string/combiner boxes but also inside the PV Inverter.

If the announced residual voltage (Up) is not compatible with the withstand voltage of the equipment to protect or if the cable length to the equipment is longer than 10m, another level of coordination with another OVR PV T2 will be needed.

- Din rail mounting
- No back up protection required
- Pro M compact design
- High performance
- 3 MOV variations (L+L-; L+G; L+G)
- Special "High d.c voltage" design



Key characteristics	
Protection mode	1+L1-P0
Number of protected line	3
Lead class	1
Integrated thermal disconnector	Yes
Mod of the indicator	Yes
Safety features	Yes
Electrical characteristics	
Nominal discharge current In	10/35 35
Max. discharge current Imax	40 40
Impulse current Iimp	10/1000 35
Residual operational operating voltage Ures (L-L)	3 3,200
Residual operational operating voltage according to IEC 61643-11	3 3,200
Voltage protection level at 0.1s Uv (L-L)	3,8 3,8
Voltage protection level at 0.1s Uv (L-N)	3,8 3,8
Voltage protection level according to IEC 61643-11 Uv (L-L+L-N)	3,8 3,8 / 3,8 / 3,8
Rated current Irate	35 35
Rated current withstand according to IEC 61643-11	35 35
Residual leakage current Ires	µA < 100
Required thermal/Back up protection	
Curve of C- Circuit breaker	B
IP - g - Type	B
Comments	* SPD auto-protected up to ten up to 20 kA
Mechanical characteristics	
Dimensions H x W x D	70x50 96 x 55,8 x 58
Min range - Solid wire	10x2 2,5 - 2,5
Min range - Stranded wire	10x2 2,5 - 2,5
Min range - Stranded wire	10x2 2,5 - 2,5
Min range - Stranded wire	10x2 2,5 - 2,5
Min range - Stranded wire	10x2 2,5 - 2,5
Miscellaneous characteristics	
Residual voltage	3,8 / 3,8 / 3,8
Response time	2 / 2 100 / 100
Free resistance according to IEC 61643-11	0,1
Response time	0,1 < 25
Free resistance according to IEC 61643-11	0,1
Response time	0,1 < 25
Response time	0,1 < 25





IP 20

-40 to +68 °C  
-40 to +176 °F

93 %

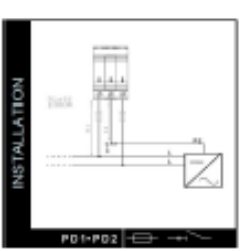
2,8 Nm



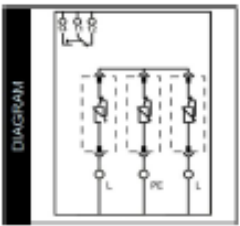


**CHARACTERISTICS**

**INSTALLATION**



**DIAGRAM**



Power and productivity for a better world™ **ABB**

## 2.5.9. Interruptor principal de continua

S802PV-S32



### General Information

Extended Product Type:	S802PV-S32
Product ID:	20CP942001R0329
EAN:	7612271210364
Catalog Description:	S802PV-S32-R High Performance Circuit Breaker
Long Description:	The S802PV-S32 is a 2-pole High Performance Circuit breaker for photovoltaics (DC) with B-characteristic, with cage terminal and a rated current of 32 A. It is a current limiting device with a maximum breaking capacity of 5kA at 800V. It can be used for voltages up to 800V DC. It has two different tripping mechanisms, the thermal tripping mechanism for overload protection and the electromechanical tripping mechanism for short circuit protection. The S802PV-S32 complies with IEC/EN 60947-2 and allows the use for industrial applications. It has numerous approvals, therefore it can be used worldwide. The extensive range of accessory makes the use of S802PV-S32 more comfortable. Due to the fast arc extinction of S802PV-S32 your application will be secured.

### Categories

Products > Low Voltage Products and Systems > Modular DIN Rail Products > High Performance Circuit Breakers HPCBs

### Ordering

EAN:	7612271210364
Minimum Order Quantity:	1 piece
Customs Tariff Number:	85362020

### Dimensions

Product Net Width:	54 mm
Product Net Depth:	82.5 mm
Product Net Height:	95 mm
Product Net Weight:	0.49 kg

### Container Information

Package Level 1 Units:	1 piece
Package Level 1 Width:	105 mm
Package Level 1 Length:	80 mm
Package Level 1 Height:	99 mm
Package Level 1 Gross Weight:	0.51 kg
Package Level 1 EAN:	7612271210364

### Environmental

Ambient Air Temperature:	Operation -25 ... +60 °C Storage -40 ... +70 °C
Resistance to Shock acc. to IEC 60068-2-27:	5 g 30 ms
Resistance to Vibrations acc. to IEC 60068-2-6:	2 - 13.2 Hz / 1mm 13.2 - 100Hz / 0.7g with load 100% x 1h
Environmental Conditions:	Damp Heat Cyclic acc. to IEC 60068-2-30 12+12 cycle Damp Heat Cyclic acc. to IEC 60068-2-30 55°C @ 90-95% Damp Heat Cyclic acc. to IEC 60068-2-30 25°C @ 90-100% Dry Heat Test B acc. to IEC 60068-2-2 16 hour @ 55 °C Dry Heat Test B acc. to IEC 60068-2-2 2 hour @ 70 °C
RoHS Status:	Following EU Directive 2002/95/EC August 18, 2005 and amendment

### Technical

Standards:	IEC/EN 60947-2
Number of Poles:	2
Tripping Characteristic:	B
Rated Current (I <sub>n</sub> ):	32
Rated Operational Voltage:	800 V DC
Power Loss:	per Pole 3.2 W
Rated Insulation Voltage (U <sub>i</sub> ):	1500 V DC
Rated Ultimate Short-Circuit Breaking Capacity (I <sub>cu</sub> ):	(800 V DC) 5 kA
Rated Service Short-Circuit Breaking Capacity (I <sub>cs</sub> ):	(800 V DC) 5 kA
Overvoltage Category:	II
Pollution Degree:	2
Rated Impulse Withstand Voltage:	8 kV



## 2.5.10. Interruptor magnetotérmico

### S202-C63



Products + Low Voltage Products and Systems + Modular DIN Rail Products + Miniature Circuit Breakers MCBs

#### General Information

<b>Extended Product Type:</b>	S202-C63
<b>Product ID:</b>	2CDS252001R0634
<b>EAN:</b>	4016779551052
<b>Catalog Description:</b>	Miniature Circuit Breaker - S200 - 2P - C - 63 ampere
<b>Long Description:</b>	System pro M compact S200 miniature circuit breakers are current limiting. They have two different tripping mechanisms, the delayed thermal tripping mechanism for overload protection and the electromechanic tripping mechanism for short circuit protection. They are available in different characteristics (B,C,D,K,Z), configurations (1P,1P+N,2P,3P,3P+N,4P), breaking capacities (up to 6 kA at 230/400 V AC) and rated currents (up to 63A). All MCBs of the product range S200 comply with IEC/EN 60898-1, IEC/EN 60947-2, UL1077 and CSA 22.2 No. 235, allowing the use for residential, commercial and industrial applications. Bottom-fitting auxiliary contact can be mounted on S200 to save 50% space.

#### Ordering

<b>Minimum Order Quantity:</b>	1 piece
<b>Customs Tariff Number:</b>	85362010

#### Popular Downloads

<b>Data Sheet, Technical Information:</b>	2CDC002157D0102
<b>Instructions and Manuals:</b>	2CSC400002D0208

#### Dimensions

<b>Product Net Width:</b>	35 mm
<b>Product Net Depth / Length:</b>	69 mm
<b>Product Net Height:</b>	88 mm
<b>Product Net Weight:</b>	0.25 kg

#### Technical

<b>Standards:</b>	IEC/EN 60898-1 IEC/EN 60947-2 UL 1077
<b>Number of Poles:</b>	2
<b>Tripping Characteristic:</b>	C
<b>Rated Current (I<sub>n</sub>):</b>	63 A
<b>Rated Operational Voltage:</b>	acc. to IEC 60898-1 400 V AC acc. to IEC 60947-2 440 V AC

## 2.5.11. Interruptor diferencial

### F202 B-40/0,03



F202 B-40/0,03 Residual Current Circuit Breaker



#### General Information

Extended Product Type	F202 B-40/0,03
Product ID	205F202592R1400
EAN	8012542990737
Catalog Description	F202 B-40/0,03 Residual Current Circuit Breaker
Long Description	The RCCBs F202 series assure protection to people and installations against fault current to earth. A large offer for standard instantaneous and selective AC and A types is completed with some configurations for special applications. This product is particularly suitable for the protection against smooth d.c. earth fault currents.

#### Ordering

Minimum Order Quantity	1 piece
Customs Tariff Number	85363000

#### Popular Downloads

Data Sheet, Technical Information	SAIX107046A0424
Instructions and Manuals	Manual sheet inside the box

#### Dimensions

Product Net Width	0.035 m
Product Net Height	0.085 m
Product Net Depth / Length	0.069 m
Product Net Weight	0.220 kg

#### Technical

Standards	IEC/EN 61008
Operating Characteristic	Instantaneous
Type of Residual Current	B type
Rated Residual Current	30 mA
Rated Current (I <sub>n</sub> )	40 A
Number of Poles	2
Power Loss	at Rated Operating Conditions per Pole 1.7 W

## 2.5.12. Descargador de tensión

Product Data Sheet 2CTC432219D0201 EAN : 9660308519696  
**OVR T2 1N 40-275 P QS** FR : 8751949  
 2CTB803972R1100

Type
<b>T2</b>
<b>Imax : 40 kA</b>
<b>Up : 1,25 kV</b>
System
TT/TN8 : 230 V
<b>IEC 61643-11</b> EN 61643-11

Type 2 SPD's are designed to discharge the currents generated by indirect lightning strikes causing induced or conducted overvoltages on the power distribution network.

They are characterized by an 8/20µs waveform (Imax). Higher is the Imax, more powerful they are.

They are installed in the main distribution switchboard but also in sub-distribution board.

They have a low residual voltage Up often compatible with the withstand voltage of the equipment to protect. If this is not the case or the cable length to the equipment is longer than 10m, another level of coordination with OVR T2-T3, OVR T3 will be needed.

- Din rail mounting
- Pluggable
- Excellent technical data
- Improved safety
- Pro M compact design
- Back up protection up to 125 A Fuse or Mcb

Key characteristics	
Protection mode	L-N(L-PE), L-PE
Number of protected lines	2
Feed class	1
Integrated thermal disconnector	Yes
Kind of the indicator	Yes
Safety reserve	Yes
Electrical characteristics	
Nominal discharge current	In (8/20) kA 40
Maximal discharge current	Imax (8/20) kA 60
Impulse current	Iimp (10/350) kA 7
Maximal continuous operating voltage	UcV V 275
Type of current / frequency	AC (L-PE) AC 50-60 Hz
Voltage protection level at in	Uv (L-PE) kV 1,25
Voltage protection level at in	Uv (N-PE) kV 1,4
Short circuit withstand	Isc (L-PE) kA 120
Total current	Ic (L-PE) kA 30
Residual current interrupted	Irr (L-PE) kA 2,5
Residual residual current	Irr (N-PE) kA 4,5
UV withstand 5,0/ 50/1000 200 us	Uv V 287,7 (1000)
Voltage Combination Wave	Uv kV 20
Required thermal/backup protection	
Current in air circuit breaker	Ia A 6,125
Icu @ 1 s fuse	Ia A 6,125
Comments	
Mechanical characteristics	
Dimensions	H x W x D (mm) 88 x 55,5 x 38
Wire range - Solid wire	mm² 2,5-25
Wire range - Stranded wire	mm² 4-16
Stripping length	mm 12,5
Mounting quantities	piece Per 1
Miscellaneous characteristics	
Maximal altitude	m 2000
Weight	g 280
Response time	ms < 25
Fire resistance according to UL 94	V-0
Production category	
Phase / Product ID	OVR T2 40-275 C QS 2CTB803972R11000
Neutral / Product ID	OVR T2 1N 40-275 C QS 2CTB803972R11000

**CHARACTERISTICS**

**INSTALLATION**

**DIAGRAM**

Power and productivity for a better world™ **ABB**

## 2.5.13. Caja de conexiones

M128120020

ABB contact for United Kingdom 

### General Information

Extended Product Type:	M128120020
Product ID:	12812
EAN:	8000128128123
Catalog Description:	IP65 POLYC. BOX RAL7035-275X220X140
Long Description:	IP65 POLYC. BOX RAL7035-275X220X140

### Categories

Products » Low Voltage Products and Systems » Enclosures (System Pro E) » Junction Boxes (System pro E - Installation Material) » Floor Distribution System

### Ordering

EAN:	8000128128123
Minimum Order Quantity:	1 piece
Customs Tariff Number:	85381000

### Dimensions

Product Net Width:	0.275 m
Product Net Height:	0.22 m
Product Net Depth:	0.14 m
Product Net Weight:	1.191 kg

### Container Information

Package Level 1 Units:	6 piece
Package Level 1 Width:	0.448 m
Package Level 1 Height:	0.292 m
Package Level 1 Length:	0.43 m
Package Level 1 Gross Weight:	7.15 kg
Package Level 1 EAN:	8000128154610

### Environmental

RoHS Status:	Planned to follow EU Directive 2002/95/EC August 18, 2005 and amendment after 2008-01-01
--------------	--

### Additional Information

Color:	grey RAL7035
Degree of Protection:	IP65
Enclosure Material:	polycarbonate
IIT Publishing Status:	Level 0 - Information enabled
Material:	polycarbonate
Mounting Type:	wall-mounting
Product Main Type:	IP65 Junction Boxes in Polycarbonate
Product Name:	Watertight Boxes
Protection Class:	Isolated

### Certificates and Declarations (Document Number)

Data Sheet, Technical Information:	1SLC001001D0905
Declaration of Conformity - CE:	1SLT100009D0200
RoHS Information:	1SLT00010R4E0

## 2.6. Galería



**Ilustración 32. Vista frontal de la Hostería**



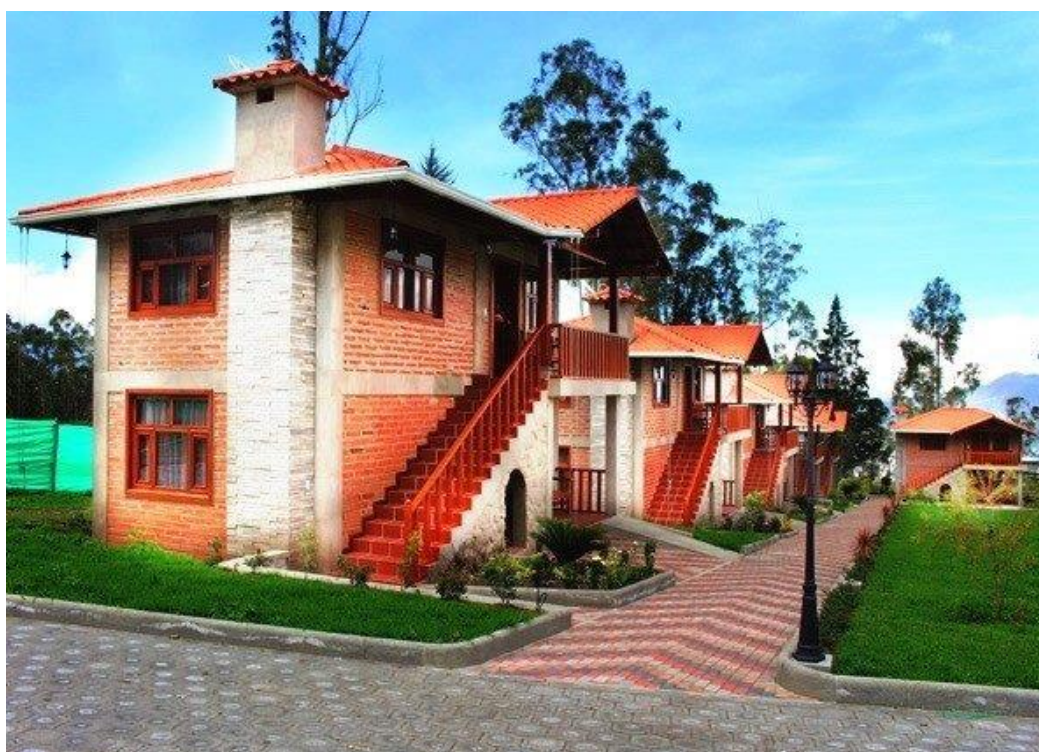
**Ilustración 33. Vista interior de Habitaciones**



**Ilustración 34. Vista interior Habitaciones**



**Ilustración 35. Vista interior piscina**



**Ilustración 36. Vista diagonal de Habitaciones**



**Ilustración 37. Cuarto de lavado y planchas**



**Ilustración 38. Congeladores**

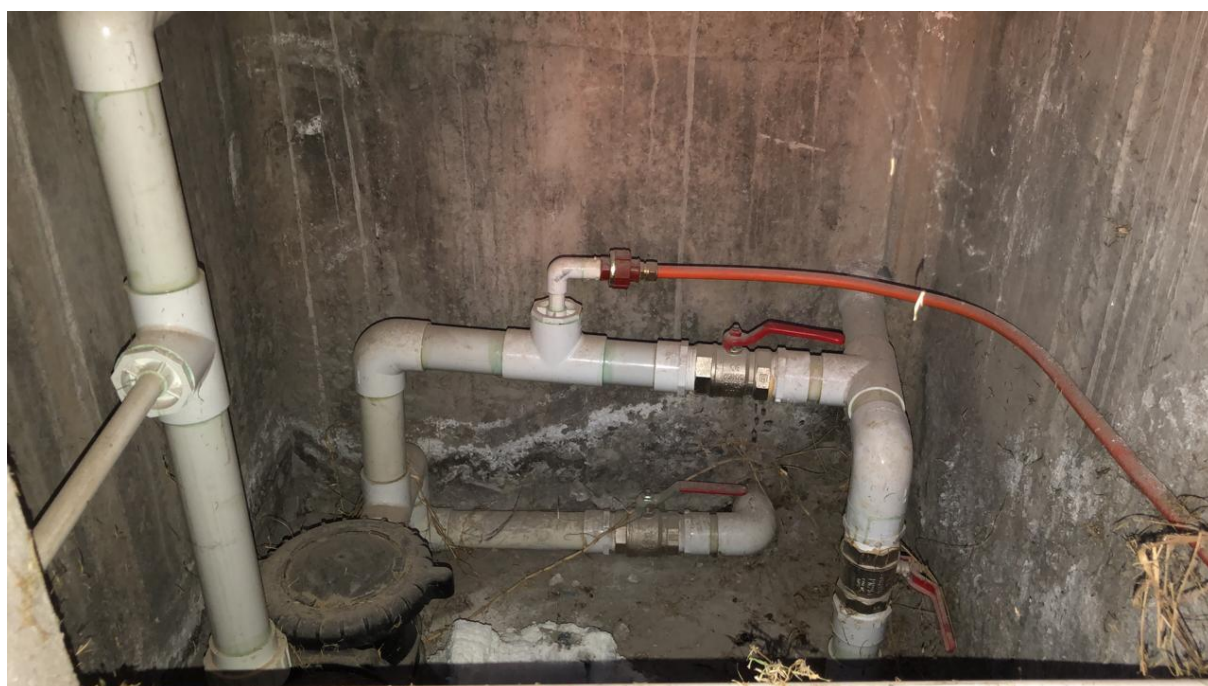


**Ilustración 39. Implementos cocina**





**Ilustración 40. Alimentación piscina**



**Ilustración 41. Bomba de piscina**

## **3. PLANOS**

## **CONTENIDO: PLANOS**

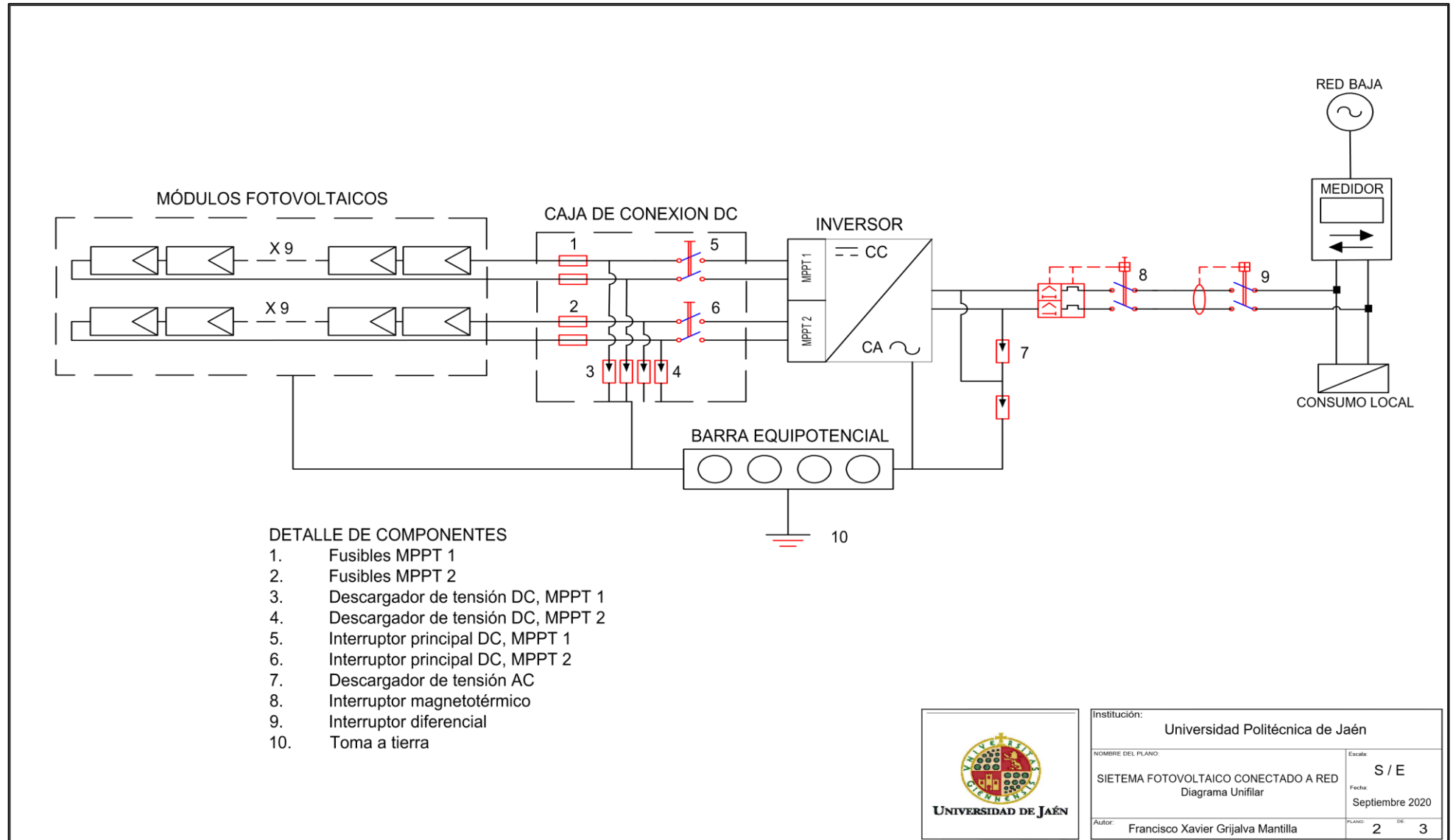
<b>3.5. LOCALIZACIÓN .....</b>	<b>100</b>
<b>3.6. ESQUEMA UNIFILAR DEL SISTEMA 5 KW.....</b>	<b>101</b>
<b>3.7. ESQUEMA UNIFILAR COMPLETO .....</b>	<b>102</b>

### 3.5. Localización

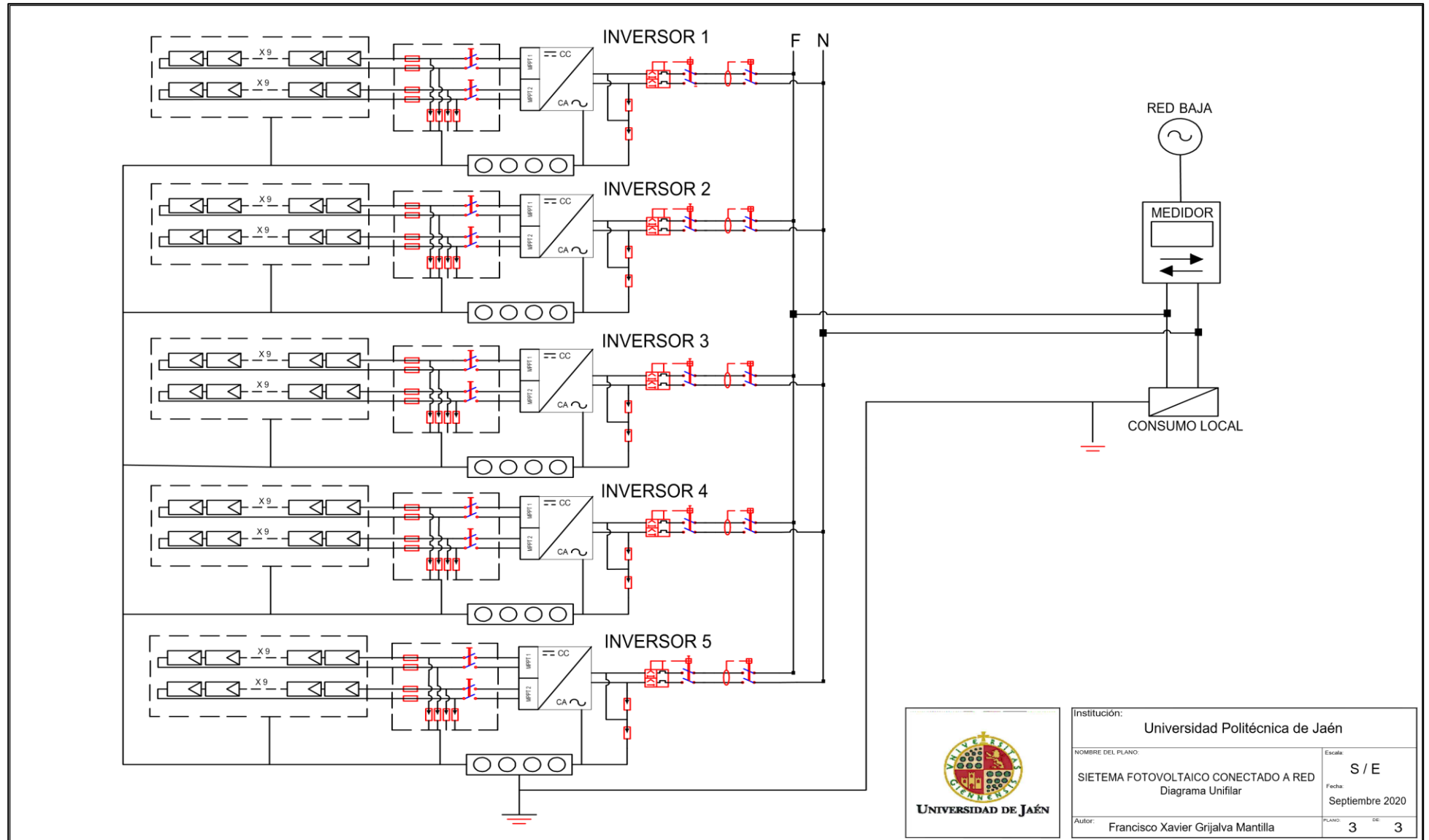
**UNIVERSIDAD DE JAÉN**

Institución:		Universidad Politécnica de Jaén	
NOMBRE DEL PLANO:	SIETEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED / E Diagrama Unifilar	Escala:	
Autor:	Francisco Xavier Grijalva Mantilla	Fecha:	Septiembre 2020
PLANO:	1	DE:	3

### 3.6. Esquema unifilar del sistema 5 kW



### 3.7. Esquema unifilar completo



# 4. MEDICIONES

## **CONTENIDO: MEDICIONES**

<b>4.5. GENERADOR FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>105</b>
<b>4.6. INVERSOR .....</b>	<b>105</b>
<b>4.7. PROTECCIONES .....</b>	<b>105</b>
<b>4.8. CABLEADO .....</b>	<b>106</b>



#### 4.5. Generador fotovoltaico

Descripción	Unidades por sistema	Total
Modulo fotovoltaico de la marca Canadian Solar de 380 Wp, 72 células monocristalinas.	18	90
Estructura de soporte de la marca SUNFER, capacidad de 2 a 40 MFV, para módulos de 72 células en posición vertical, instalación en cubierta plana o suelo, material de fabricación aluminio.	1	5

#### 4.6. Inversor

Descripción	Unidades por sistema	Total
Inversor fotovoltaico de la marca HUAWEI de 5 kW para conexión a red, con dos entradas MPPT, preparado para la integración de baterías, grado de protección IP65.	1	5

#### 4.7. Protecciones

Descripción	Unidades por sistema	Total
Fusibles E 9F20 PV de la marca ABB con una intensidad nominal de 20 A y una tensión asignada de 1000 V. Se usa fusibles con el fin de garantizar la protección del cableado frente a sobreintensidades que puedan circular en sentido opuesto.	4	20
Portafusibles de la marca ABB, modelo E 91/32 PV con una corriente nominal de 32 A.	4	20
Descargadores de tensión modelo OVR PV 40-1000 P TS BW de la marca ABB, con una corriente nominal de descarga de 20 kA y una tensión nominal de 1100V. Con el fin de proteger al GFV de sobretensiones tanto externas como internas del sistema.	4	20
Interruptor principal de continua modelo S804PV-S32 de la marca ABB con una intensidad nominal de 32 A y capaz de soportar una tensión de 1200 V, capaz de trabajar en condiciones extremas, es decir para una temperatura de célula igual a -10°C y soportar la tensión del generador fotovoltaico.	2	10
Interruptor magnetotérmico modelo S202-C63 con una intensidad nominal de 63 A y un numero de polos igual a 2, con el objetivo	1	5

de proteger los conductores que van desde el inversor hasta el punto general de conexión a red.		
Interrupción diferencial seleccionado es el modelo F202 B-40/0,03 de la marca ABB, con una intensidad nominal de 40 A, tiene el objetivo de proteger a las personas del contacto directo o indirecto con las partes activas de la instalación.	1	5
Descargadores de tensión modelo OVR T2 1N 40-275 P QS de la marca ABB, con una corriente nominal de descarga de 100 kA y una tensión nominal de 1100V. Con el fin de proteger al GFV de sobretensiones tanto externas como internas del sistema.	2	10
Caja de conexiones de corriente continua.	1	5

#### 4.8. Cableado

Descripción	Unidades por sistema (m)	Total (m)
El tramo en DC, que va desde las ramas de módulos hasta la caja de conexión DC. Sección de cable de 4 mm <sup>2</sup> que admite hasta 44 A. Cable por polo.	20	200
El tramo en DC, que va desde caja de conexión DC hasta el inversor. Sección de cable de 4 mm <sup>2</sup> que admite hasta 44 A. Cable por polo.	10	100
El tramo en AC, que va desde el inversor hasta el punto de unión en paralelo de los sistemas fotovoltaicos. Sección de cable de 35 mm <sup>2</sup> que admite hasta 130 A. Cable para Fase Neutro y Tierra.	5	50
El tramo en AC, que va desde el inversor hasta el punto de anclaje a la red de distribución. Sección de cable de 150 mm <sup>2</sup> que admite hasta 330 A. Cable para Fase Neutro y Tierra.	100	300

# 5. PRESUPUESTO

## **CONTENIDO: PRESUPUESTO**

<b>5.5. GENERADOR FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>109</b>
<b>5.6. INVERSOR.....</b>	<b>109</b>
<b>5.7. PROTECCIONES .....</b>	<b>109</b>
<b>5.8. CABLEADO .....</b>	<b>110</b>
<b>5.9. RESUMEN DEL PRESUPUESTO .....</b>	<b>111</b>

## 5.5. Generador fotovoltaico

Descripción	Unidades	Precio	Importe
Modulo fotovoltaico de la marca Canadian Solar de 380 Wp, 72 células monocristalinas.	90	\$169,40	\$15246
Estructura de soporte de la marca SUNFER, capacidad de 2 a 40 MFV, para módulos de 72 células en posición vertical, instalación en cubierta plana o suelo, material de fabricación aluminio.	5	\$340	\$1700

## 5.6. Inversor

Descripción	Unidades	Precio	Importe
Inversor fotovoltaico de la marca HUAWEI de 5 kW para conexión a red, con dos entradas MPPT, preparado para la integración de baterías, grado de protección IP65.	5	\$1267,45	\$6337,25

## 5.7. Protecciones

Descripción	Unidades	Precio	Importe
Fusibles E 9F20 PV de la marca ABB con una intensidad nominal de 20 A y una tensión asignada de 1000 V. Se usa fusibles con el fin de garantizar la protección del cableado frente a sobrecorrientes que puedan circular en sentido opuesto.	20	\$8,67	\$173,4
Portafusibles de la marca ABB, modelo E 91/32 PV con una corriente nominal de 32 A.	20	\$6,95	\$139
Descargadores de tensión modelo OVR PV 40-1000 P TS BW de la marca ABB, con una corriente nominal de descarga de 20 kA y una tensión nominal de 1100V. Con el fin de proteger al GFV de sobretensiones tanto externas como internas del sistema.	20	\$66,95	\$1339
Interruptor principal de continua modelo S804PV-S32 de la marca ABB con una intensidad nominal de 32 A y capaz de soportar una tensión de 1200 V, capaz de trabajar en condiciones extremas, es decir para una temperatura de célula igual a -10°C y soportar la tensión del generador fotovoltaico.	10	\$21,20	\$212

Interruptor magnetotérmico modelo S202-C63 con una intensidad nominal de 63 A y un número de polos igual a 2, con el objetivo de proteger los conductores que van desde el inversor hasta el punto general de conexión a red.	5	\$51,03	\$255,15
Interruptor diferencial seleccionado es el modelo F202 B-40/0,03 de la marca ABB, con una intensidad nominal de 40 A, tiene 10 el objetivo de proteger a las personas de 5 l contacto directo o indirecto con las partes activas de la instalación.	5	\$36,75	\$183,75
Descargadores de tensión modelo OVR T2 1N 40-275 P QS de la marca ABB, con una corriente nominal de descarga de 100 kA y una tensión nominal de 1100V. Con el fin de proteger al GFV de sobretensiones tanto externas como internas del sistema.	10	\$66,95	\$669,50
Caja de conexiones de corriente continua.	5	\$32,34	\$161,7

## 5.8. Cableado

Descripción	Unidades	Precio	Importe
El tramo en DC, que va desde las ramas de módulos hasta la caja de conexión DC. Sección de cable de 4 mm <sup>2</sup> que admite hasta 44 A. Cable por polo.	200	\$1,60	\$320
El tramo en DC, que va desde caja de conexión DC hasta el inversor. Sección de cable de 4 mm <sup>2</sup> que admite hasta 44 A. Cable por polo.	100	\$1,60	\$160
El tramo en AC, que va desde el inversor hasta el punto de unión en paralelo de los sistemas fotovoltaicos. Sección de cable de 35 mm <sup>2</sup> que admite hasta 130 A. Cable para Fase Neutro y Tierra.	50	\$2,80	\$140
El tramo en AC, que va desde el inversor hasta el punto de anclaje a la red de distribución. Sección de cable de 150 mm <sup>2</sup> que admite hasta 330 A. Cable para Fase Neutro y Tierra.	300	\$3,20	\$960

### 5.9. Resumen del presupuesto

GENERADOR FOTOVOLTAICO	\$ 16946,00
INVERSOR	\$ 6337,25
PROTECCIONES	\$ 3133,50
CABLEADO	\$ 1580,00
<b>PRESUPUESTO DE MATERIAL</b>	<b>\$ 27996,75</b>
10% GASTOS GENERALES	\$ 2799,57
12% IVA	\$ 3359,61
7% HONORARIOS	\$ 1959,77
<b>PRESUPUESTO TOTAL</b>	<b>\$ 36115,70</b>