



Tesis Monográfica para optar al Título de Ingeniero Eléctrico

Título:

Estudio técnico para la Instalación de un sistema fotovoltaico de autoconsumo en el edificio de Posgrado del Recinto Universitario Simón Bolívar de la Universidad Nacional de Ingeniería

Autores:

- ❖ Br. Alexis Nahúm Aguirre Cáceres
✉ Carnet número 2013 – 61041

- ❖ Br. Guillermo David Gómez Gamboa
✉ Carnet número 2013 - 61401

Tutor

- ✉ Msc. Ing. María Fabiola Vanegas Martínez.

Managua, Nicaragua – Septiembre del 2021

I. DEDICATORIA

Logrando terminar con nuestro trabajo monográfico, agradecemos principalmente a Dios por darnos la fortaleza y la voluntad para poder continuar en estos tiempos tan duros.

A los docentes Jerónimo Zeas y María Fabiola Vanegas por su paciencia y consejos invaluable para la culminación de este trabajo.

Al personal del Edificio de Posgrado del Recinto Universitario Simón Bolívar de la Universidad Nacional de Ingeniería, que nos apoyaron en la realización de nuestras actividades.

Al personal técnico de Disnorte Dissur y Ministerio de Energía que amablemente nos atendieron nuestras consultas.

Br. Guillermo David Gómez Gamboa

A mis padres, Dr. Bosco Gómez, guía, fortaleza y fuente inagotable de sabiduría, a ti madre Dra. Patricia Gamboa (q.e.p.d) pese a no estar físicamente, acompaña cada paso de mi vida, te amaremos por la eternidad tu familia y tus hijos, Guillermo.

Br. Alexis Nahúm Aguirre Cáceres

A mi madre Ing. Carolina Aguirre, que me ha apoyado toda mi vida y me ha ayudado a levantarme cuando he caído y que siempre ha sido un ejemplo de una buena persona, al resto de mi familia y amigos, que, a pesar de no estar siempre cerca, siempre he contado con su apoyo y oraciones.

RESUMEN

Este trabajo tiene como objetivo el estudio técnico para la Instalación de un sistema fotovoltaico de autoconsumo en el edificio de Posgrado, ubicado en el Recinto Universitario Simón Bolívar de la Universidad Nacional de Ingeniería. El edificio de Posgrado se encuentra ubicado contiguo a la Biblioteca, y sus coordenadas son: Latitud 12°07'54" Norte y Longitud -86°16'13' Oeste'

Fue suministrada la información técnica de dos mediciones del consumo de energía que fueron realizadas en el edificio de posgrado, para la primera medición se instaló un equipo de analizador de redes el jueves 25 de abril a las 12:08 del mediodía y se retiró el lunes 29 de abril del 2019 a las 06:38 pm para un registro de 4.27 días, con una secuencia de cada 5 minutos, se grabaron 1,231 momentos de consumo, en la segunda medición se instaló el analizador de redes el jueves 03 de diciembre a la 01:55 pm y se retiró el martes 15 de diciembre del 2020, para un periodo de 11.83 días y 3,412 registros, esta información fue analizada y fue utilizada como base para el diseño del sistema fotovoltaico.

Para complementar el análisis técnico se realizó un levantamiento de campo, mediante el cual se determinó la cantidad de equipos existentes y la jornada de trabajo en el edificio. Producto de la revisión se detectó que el año 2020 y 2021, no son años típicos en cuanto a las actividades académicas, ya que se han visto afectadas por la situación sanitaria del Covid, el consumo diario promedio calculado para el año 2019 fue de 402.77 kWh, en cambio para el año 2020 fue de 304.89 kWh con feriados, dándose una reducción del 24.3% y sin feriados fue de 366.92 kWh, es por tal razón que se toma como consumo de diseño 402.77 kWh por considerarlo un valor más aproximado al consumo real diario en el edificio. Hay que señalar algo importante, en la medición realizada en diciembre del año 2020, se registraron los consumos de dos días libres o feriados, el 07 y 08 de diciembre, encontrando que el consumo promedio diario registrado en esos dos días fue de 62.91 kWh.

Una vez obtenido el consumo diario de energía de diseño en el edificio de 402.77 kWh, se procedió a trabajar dos opciones de sistemas fotovoltaicos, la primera de 100.8 kW y la segunda está basada en el 70% del consumo diario de diseño energía en el edificio de 71.1 kW. Los principales componentes del sistema fotovoltaico: paneles e inversores, se seleccionaron entre los diferentes modelos disponibles en el mercado local.

El primer sistema diseñado de 100.8 kW y está compuesto por 224 paneles de 450 W y 7 inversores de 15 kW y se requieren de 522 metros cuadrados para la instalación. El segundo sistema fotovoltaico de 71.1 kW y está compuesto por 158 paneles de 450 W y 6 inversores de 15 kW y se requieren de 368 metros cuadrados para la instalación.

El SFV 100.8 kW fue analizado desde dos perspectivas, la primera con el montaje en el techo del edificio de posgrado con un costo de U\$ 119,095.03 dólares y se propone una segunda variante, es construir una estructura metálica de 28 metros de ancho por 32 metros de largo, que serviría de techo sobre el área del parqueo localizado en el costado sur del edificio, esta variante se analiza por separado, el costo de esta variante es de U\$S 127,308.86.

Aunque el diseño es para autoconsumo, sin baterías, el cálculo se hace con el consumo diario registrado en abril del 2019, al analizar los resultados del SFV de 100.8 kW, se considera que en el período comprendido entre las 9:00 AM y las 3:00 PM, el sistema fotovoltaico suministrará electricidad para abastecer en gran porcentaje el requerimiento del edificio para funcionar, siendo mayor su aporte en los meses de mayor radiación solar y menor en la temporada lluviosa, en cambio, la segunda opción, el SFV de 71.1 kW se considera suministrará menos energía en relación a la que necesita el edificio de Posgrado. En cualquiera de las dos opciones, si la energía que generen los SFV es insuficiente para el funcionamiento del edificio, se requerirá energía comercial.

Como parte de la evaluación técnica en el edificio se trabajó de forma independiente el análisis de una propuesta de sustitución de equipos de alto consumo eléctrico, por equipos más eficientes, para lo cual se propone sustituir 21 aires acondicionados y 100 computadoras de escritorio, esa cantidad se define ya que en las aulas hay un promedio entre 15 y 30 puestos para estudiantes, y así permitiría contar con 3 o 4 auditorios con equipos de cómputo nuevos más eficientes. El costo de sustituir estos equipos es de U\$S 122,852.96.

Una vez diseñada la parte técnica se valoró la parte económica en un periodo de 10 años de plazo, con una tasa de descuento del 12%, con y sin financiamiento de las opciones. Con financiamiento: el SFV de 100.8 kW presenta los siguientes resultados montada en el techo, la TIR es 23%, el VAN es U\$ 67,040.84 y el período de recuperación de la inversión es de 6 años, en cambio construyendo la estructura sobre el parqueo la TIR es 21%, el VAN es U\$ 57,307.64 y el período de recuperación de la inversión es de 6 años son financiamiento. El SFV de 71.1 kW, con financiamiento la TIR es 21%, el VAN es U\$ 40,546.32 y el período de recuperación de la inversión es de 6 años con financiamiento.

Al realizar los proyectos con fondos propios el SFV de 100.8 kW montado en techo, la TIR es 41%, el VAN es U\$ 183,135.87 y el período de recuperación de la inversión es de 4 años; y montado en el parqueo presenta una TIR de 39%, VAN de 184,616.50 y período de recuperación de 4 años, el SFV de 71.1 kW presenta una TIR de 39%, VAN de U\$ 126,328.6 y un retorno en 4 años.

Se trabajó la evaluación económica de la propuesta de sustitución de equipos por más eficientes en un período de 10 años y una tasa de descuento del 12%,; con financiamiento el proyecto presenta una TIR de 15.4%, VAN U\$ 18,385.79, la tasa de retorno es superior al periodo analizado, por lo que no se recupera antes de los 10 años evaluados, en cambio al realizar la sustitución con fondos propios, los

indicadores mejoran, la TIR es de 36%, la VAN es de U\$ 141,238.75 y el plazo de recuperación es de 4 años.

Al evaluar los beneficios medio ambientales utilizando el factor de reducción de emisiones de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos EPA, de 0.000709 toneladas métricas de CO₂ por kWh, el SFV de 100.8 KW evita la emisión 123,745.67 de Kg de CO₂ cada año y el SFV de 71.1 KW evita la emisión de 87,284.90 de Kg de CO₂ cada año y un acumulado anual de 1.23 y 0.87 millones de kg de CO₂ respectivamente a lo largo de los 10 años analizados.

Índice

1. INTRODUCCIÓN	1
2. OBJETIVOS	3
2.1. Objetivo General	3
2.2. Objetivos Específicos	3
3. JUSTIFICACIÓN	4
3.1. Antecedentes	8
3.2. Planteamiento del problema	9
4. MARCO TEORICO.	11
4.1. Componentes de un sistema solar fotovoltaico	12
4.2. Componentes de un sistema solar fotovoltaico conectado a red.	13
4.2.a.1. Paneles solares	14
4.2.a.2. Eficiencia de los paneles solares	19
4.2.a.3. Efecto de la temperatura en el rendimiento del SFV	20
4.2.a.4. Estructura Soporte.....	21
4.2.a.5. Inversor	21
4.2.a.6. Protecciones	23
4.3. Respaldo de SFV conectados a la red eléctrica	25
4.4. Estudio Técnico del dimensionamiento del SFV	26
4.5. Estudio Financiero	27
5. DIAGNOSTICO ENERGETICO Y ESTUDIO TECNICO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	27
5.1. Análisis y determinación de la localización óptima del proyecto	28
5.2. Resultados de censo de carga.....	30
5.3. Análisis de las mediciones realizadas en el edificio y selección del consumo promedio diario de diseño	32
5.4. Condiciones meteorológicas.....	35
5.5. Tecnología disponible para SFV	37
5.6. Procedimiento para el dimensionamiento del SFV	39
5.7. Cableado y protecciones.....	47
5.8. Cálculo de inclinación, orientación y distancia entre paneles	55
5.9. Estructura seleccionada para el montaje de los paneles fotovoltaicos: ...	58
5.10. Cálculo de pérdidas y rendimiento del sistema.....	59

5.11.	Variantes de montaje del SFV 100.8 kW	62
5.12.	Diagramas de los sistemas fotovoltaicos	64
5.13.	Costos de operación y mantenimiento (O&M)	65
5.14.	Mantenimiento preventivo y correctivo del SFV.....	66
5.15.	Propuesta de plan de mejora de eficiencia de los equipos	66
6.	ESTUDIO FINANCIERO.....	68
6.1.	Valor Actual Neto (VAN)	69
6.2.	Tasa Interna de Retorno (TIR)	70
6.3.	Payback	71
6.4.	Flujo Neto de Efectivo.....	71
6.5.	Supuestos para el cálculo económico	72
6.6.	Resultados de la evaluación financiera del proyecto	76
6.7.	Resultados de la evaluación financiera del plan de mejora de eficiencia en el edificio.....	78
7.	BENEFICIOS MEDIO AMBIENTALES DEL PROYECTO.....	79
8.	CONCLUSIONES.....	79
9.	RECOMENDACIONES.....	81
10.	BIBLIOGRAFÍA.....	82
11.	ANEXOS	84

1. INTRODUCCIÓN

La ventaja de las energías renovables es que son fuentes de energías limpias, inagotables y crecientemente competitivas, presentan más diversidad, abundancia y potencial de aprovechamiento en cualquier parte del planeta, desde el punto de vista financiero los costos de las energías renovables evolucionan a la baja de forma sostenida, mientras que la tendencia general de costes de los combustibles fósiles es la opuesta, al margen de su inestabilidad por las crisis en los países productores de petróleo.

Según estudios de la Agencia Internacional de Energía (AIE) arrojan que se ha dado una reducción del costo de la tecnología solar de más del 80% durante la última década y estiman que disminuirán entre 15 y 35% adicional para 2024, las previsiones de la AIE, muestran que la participación de las renovables en el suministro eléctrico global pasará del 26% en 2018 al 44% en 2040, y proporcionarán 2/3 del incremento de demanda eléctrica registrado en ese período, principalmente a través de las tecnologías eólica y fotovoltaica.¹

La sociedad se está concientizando en que la utilización de fuentes de energía renovables es menos contaminante que las fuentes de generación térmica eléctrica convencionales. El uso de combustibles fósiles para la obtención de energía eléctrica, mecánica, térmica, etc., implica una contaminación atmosférica por los gases que se producen en la combustión, tales como monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), dióxido de azufre (SO₂), todos ellos perjudiciales para la vida en el planeta.

En Nicaragua se están instalando sistemas de generación fotovoltaica como una medida para disminuir los gastos en concepto de facturación de energía eléctrica es por todo esto que la Universidad Nacional de Ingeniería promueve el estudio de las energías renovables.

¹ Fuente: www.energiahoy.com

La energía eléctrica que consume el Recinto Universitario Simón Bolívar de la Universidad Nacional de Ingeniería la recibe por medio de una derivación de media tensión trifásico con un voltaje primario de 13,800 voltios y cuenta con medición en el punto de entrega, con un servicio que se identifica con el número NIS 2000110, y se le aplica la tarifa general mayor T2E, binomia y con discriminación horaria de energía.

Esta monografía consiste en elaborar el estudio técnico para la instalación de un sistema fotovoltaico de autoconsumo en el edificio de Posgrado del Recinto Universitario Simón Bolívar de la Universidad Nacional de Ingeniería, para lo cual se proponen tres diseños de sistema solar fotovoltaico de autoconsumo, el de 100.8 kW, con dos variantes montado en el techo del edificio y montado sobre una estructura metálica sobre el parqueo y el segundo de 71.1 kW, tomando como base el consumo promedio registrado mediante medición en el mes de abril del 2019, en el edificio de Posgrado del RUSB.

El resultado de este trabajo puede servir de insumo para determinar la factibilidad de instalar un sistema fotovoltaico en el edificio de Posgrado y puede ser replicado en otros edificios del Recinto Universitario Simón Bolívar de la Universidad Nacional de Ingeniería.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo General

Realizar estudio técnico para la instalación de un sistema fotovoltaico de autoconsumo en el edificio de Posgrado del Recinto Universitario Simón Bolívar de la Universidad Nacional de Ingeniería.

2.2. Objetivos Específicos

1. Realizar un diagnóstico energético de las instalaciones del edificio de Posgrado.
2. Determinar la disponibilidad del recurso solar.
3. Elaborar un pre-diseño de un sistema fotovoltaico para el edificio de Posgrado del Recinto Universitario Simón Bolívar de la Universidad Nacional de Ingeniería.
4. Estimar la rentabilidad financiera del proyecto.

3. JUSTIFICACIÓN

Según datos del BCN la factura petrolera de Nicaragua en el año 2020 se redujo en más de 277 millones de dólares en comparación con el año 2019, el Banco Central señala que la baja en los precios internacionales de combustible y el creciente uso de fuentes renovables tuvieron un impacto positivo en esta reducción.

Según los datos de la matriz energética presentados en el Plan indicativo de generación, en Nicaragua la dependencia de la generación térmica, representó un 74% en el año 2004 y un 32% en el 2020, al no ser un país productor de petróleo y los costos de los combustibles han mantenido una tendencia al alza, en el año 2005 el barril de fuel oil costaba 36 U\$, y según la proyección del Plan Indicativo para el año 2033 costará 124 dólares. Para mayor detalle ver Anexo 17,

El Banco Central muestra en sus estadísticas que el costo promedio de la tarifa de energía al consumidor final (C\$/kWh) en el año 1994 era de C\$ 0.532, y al cierre del 2020, su costo promedio es de C\$ 7.50 para un incremento del 1,410%. La página de seguimiento de costos de energía de Global Petrol Prices² muestra que en la escala de costos de la energía minoristas, para el mes de septiembre 2020 Nicaragua (0.214 U\$/kWh) y Guatemala (0.249 U\$/kWh) son los dos países con energía más cara en América Latina, en comparación con los costos de la energía U\$/kWh de países como Cuba (0.008), Paraguay (0.062), Argentina (0.063) y México (0.084) que cuentan con los menores valores de la energía en el continente.

Como una medida alternativa de ahorrar energía se plantea el estudio de la implementación de un sistema fotovoltaico, con los adelantos en los sistemas

² Fuente: https://www.globalpetrolprices.com/electricity_prices

electrónicos de potencia se han desarrollado sistemas fotovoltaicos conectados a la red, que consisten básicamente en un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica convencional. El concepto de inyección a la red tiene un amplio margen de aplicaciones, desde pequeños sistemas de pocos kilowatts pico (kWp) de potencia instalada hasta centrales de varios Megawatts pico (MWp).

El generador fotovoltaico capta la radiación solar y la transforma en energía eléctrica, que, en lugar de ser almacenada en baterías, como en los sistemas aislados e híbridos, se puede utilizar directamente en el consumo o entregarla a la red eléctrica de distribución. Estas dos funciones las realiza un inversor de corriente directa a corriente alterna, especialmente diseñado para esa aplicación.

El generador fotovoltaico o campo de paneles se puede integrar a techos o fachadas en las viviendas y edificios, o en estructuras especiales. El carácter modular de la tecnología fotovoltaica permite, al contrario de la mayoría de las fuentes convencionales, un costo unitario y una eficiencia independiente del tamaño o la escala de la instalación. Entre las principales ventajas de estos sistemas se pueden mencionar las siguientes:

- Al generar en el mismo punto en que se produce el consumo, se eliminan las pérdidas en la transmisión (8-12%) y distribución (16-22%) de la energía eléctrica.
- Se instalan fácil y rápidamente sobre cualquier edificio o área de parqueo bien expuesta al sol, sin obstáculos ni edificios próximos que proyecten sombras, sin consumir más espacio del que ya ocupa el edificio en el medio urbano.
- Son menos contaminantes que las centrales térmicas.
- Son sistemas modulares: permiten inversiones de forma progresiva.

Los sistemas autónomos de autoconsumo no requieren de baterías para almacenar la energía, por lo que la energía debe ser consumida en los ciclos

diarios, permitiendo reducir la contaminación que implica la presencia del plomo en las baterías.

La tarifa que tiene el servicio eléctrico de la UNI es la T2E, General Mayor Binomia con discriminación horaria, el horario Punta son cuatro horas de las 6pm a las 10 pm, en el cual se registran y facturan energía y potencia, el resto del día es el horario valle o fuera de punta se registra energía y potencia, pero se cobra solo energía, para el mes de abril del 2021, los costos aprobados por el INE son los siguientes:

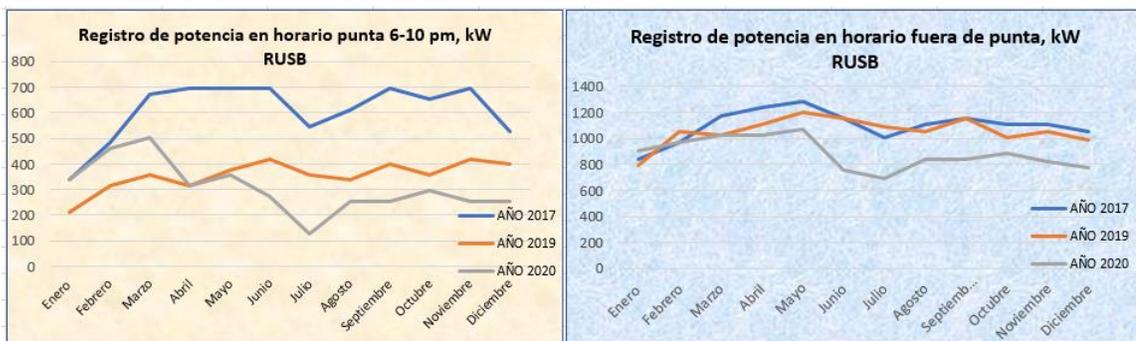
MEDIA TENSION (VOLTAJE PRIMARIO EN 13.8 Y 24.9 kV)						
TIPO DE TARIFA	APLICACIÓN	TARIFA		CARGO POR		
		CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	ENERGÍA (C\$/kWh)	POTENCIA (C\$/kW-mes)	
GENERAL MAYOR	Carga contratada mayor de 25 kW para uso general (Establecimientos Comerciales, Oficinas Públicas y Privadas Centro de Salud, Hospitales, etc)	T-2D	TARIFA BINOMIA SIN MEDICIÓN HORARIA ESTACIONAL			
			Todos los kWh	6.1143		
				kW de Demanda Máxima		898.3353
		T-2E	TARIFA BINOMIA CON MEDICIÓN HORARIA ESTACIONAL			
			Verano Punta	9.9526		
			Invierno Punta	9.6355		
			Verano Fuera de Punta	6.8776		
			Invierno Fuera de Punta	6.6468		
			Verano Punta		1,000.2700	
			Invierno Punta		624.6845	
Verano Fuera de Punta			0.0000			
Invierno Fuera de Punta		0.0000				

Figura No. 1 Tarifas de media tensión T2E,

Fuente: https://www.ine.gob.ni/DGE/tarifasdge/2021/04/media_tension_3_abril21.pdf

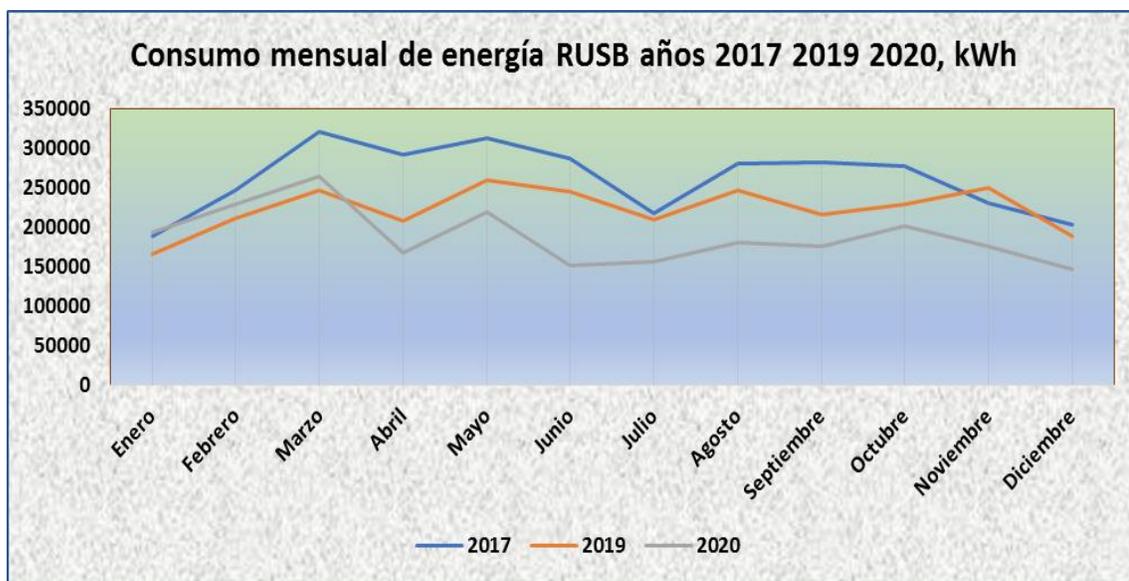
Los costos de la energía de la Universidad Nacional de Ingeniería son altos, según los datos del INE la UNI en los años 2017, 2019 y 2020 el consumo de energía registró un promedio 2.69 GWh, a un costo promedio de 10.43 C\$ / kWh, (0.314 U\$/kWh), lo que representa un costo importante en los gastos de servicios básicos en el Recinto.

Al analizar los años 2017, 2019 y 2020 doce meses la demanda promedio de potencia del RUSB, en horario punta fue de 422.92 kW (horario nocturno), y en horario fuera de punta o valle fue 1,013.82 kW, dadas las características de trabajo de la UNI este registro se da en horario diurno. En los meses de marzo, abril y mayo se dieron los mayores registros de demanda, y los menores se dieron en junio, julio y en el mes de enero.



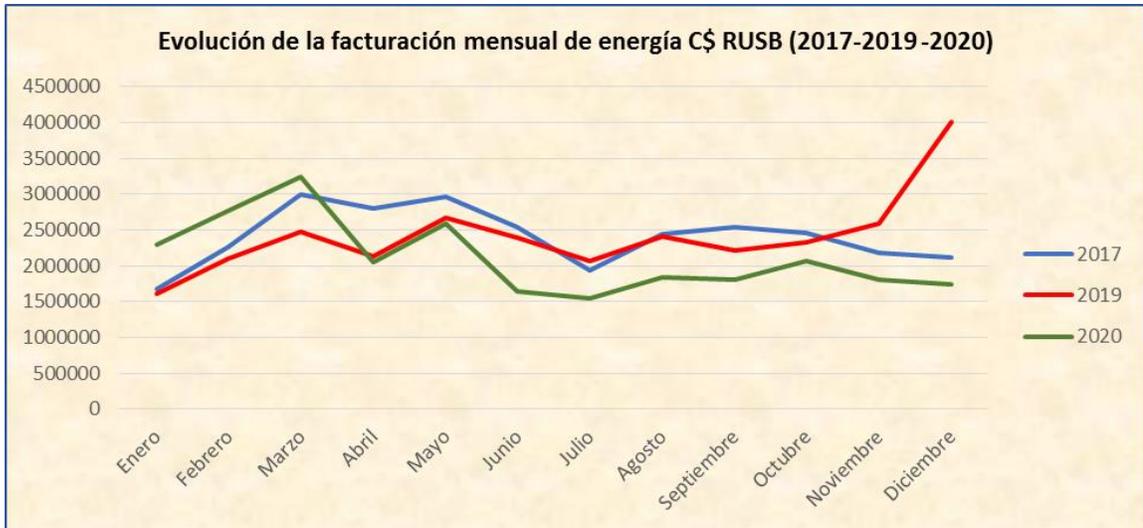
Grafica No. 1 Evolución de la demanda en kW del RUSB, fuente: elaboración propia con datos INE

En el mismo período la Universidad Nacional de Ingeniería registró un consumo promedio de 224,817 kWh, siendo los meses de mayor consumo febrero, marzo, mayo y octubre y los de menor consumo los meses de abril, junio, julio, diciembre y enero.



Grafica No. 2 Evolución del consumo de energía en kWh del RUSB, fuente: elaboración propia con datos INE

Los costos de facturación de los últimos doce meses muestran un costo mensual promedio de 2,314,377 córdobas mensuales, y el costo unitario promedio en C\$/kWh es de 10.43, siendo los meses de mayor facturación febrero, marzo, abril, mayo y octubre y los de menor facturación los meses de junio, julio y agosto.



Grafica No. 3 Evolución del costo de facturación en C\$ del RUSB,
fuente: elaboración propia con datos INE

Para comparar la tendencia del año 2020 se analizaron los datos contra los registros de consumo, demanda y facturación del año 2017, encontrando que, en el año 2020, el consumo anual de energía disminuyó el 28%, la facturación anual del 2020 se redujo en un 12%, esta diferencia se justifica en que el costo promedio de la energía C\$/kWh en el 2020, se incrementó en un 21% en relación al 2017. En el anexo 8 y 8.1, está el detalle de la facturación de los años 2017, 2019 y 2020 del servicio de energía de la UNI.

3.1. Antecedentes

La energía solar, emblema de las energías renovables, ha protagonizado en los últimos años una progresión debido a las mejoras de la tecnología, a la reducción de costos y principalmente gracias al interés mostrado por las diferentes administraciones en distintos países, en forma de ayudas y subvenciones.

De acuerdo a la información en la página del MEM, actualmente en Nicaragua se han desarrollado proyectos importantes que aprovechan la energía solar y que se describen a continuación.

Los proyectos más grandes que están funcionando en el país son SOLARIS, de 12.58 MW de potencia, está ubicado en Puerto Sandino, del municipio de Nagarote y La Trinidad con 1.38 MW de potencia, está ubicado en Diriamba.

Hay tres proyectos en proceso de construcción, El Velero con 9.6 MW ubicado en Puerto Sandino, San Isidro de 14 MW y El Jaguar de 16 MW estarán ubicados en Malpaisillo, Municipio de Larreynaga, Depto., de León, y hay dos proyectos fotovoltaicos en proceso de estudio de factibilidad, Sandino de 30 MW en Puerto Sandino y Papaturro de 100 MW a ubicarse en Boaco.

A nivel del país se han instalado sistemas Fotovoltaicos de menor capacidad conectados en baja tensión, se detallan algunos sitios: Teatro Nacional Rubén Darío, Universidad Central de Nicaragua, Price Smart, MANGOSA (Empresa de cultivos de mangos y otras frutas de exportación, edificio del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Compañía Cervecera de Nicaragua, Hospitales Vélez Páiz, Monte España, Militar, Bautista, Autonica, Hotel Hilton Managua, edificios MEM, ENATREL, DICEGSA, Banco Avanz, Hiper La Colonia, Matadero Nuevo Carnic, Café Soluble, Empresa Cruz Lorena, Plantel de Cargill (Tip Top) carretera a Masaya, Zona Franca Astro Cartón, gasolineras etc.

En las zonas rurales que no cuentan con energía eléctrica, la energía fotovoltaica es empleada para accionar bombas para riego y ganadería, suministrar agua potable a comunidades, energizar los equipos eléctricos en centros de salud, hospitales y escuelas, entre otros.

3.2. Planteamiento del problema

Nicaragua, por su posición geográfica, tiene abundante radiación solar que puede ser usada para generar energía eléctrica. El uso de plantas generadoras de energía solar fotovoltaica ha ido ganando terreno en comparación a otras fuentes de captación de la misma ya que representa en el mercado la producción de energía limpia utilizando la luz solar la cual es gratuita y no cuenta con limitantes para su obtención. En los últimos años el consumo de energía eléctrica ha

aumentado, se ha incrementado la cobertura eléctrica, pero los costos de la electricidad se mantienen altos.

Esta realidad pone de manifiesto que la electricidad es el final de una cadena que se origina en las centrales de generación y para que llegue hasta el consumidor final debe ser generada en grandes y costosas plantas en el mismo instante en que se requiera; transportada hasta los centros poblacionales, recorriendo muchos kilómetros y utilizando torres, transformadores y cantidades de cables; distribuida en circuitos, hasta el consumidor final, para lo cual se requiere de equipos de medición, herramientas, personal para emitir y entregar facturas, así como para atender reclamos y solicitudes. Todo este sistema eléctrico debe mantenerse al día, lo cual requiere personal especializado y alta tecnología en materiales y equipos. Todos estos factores hacen que los costos de la electricidad comercial sean altos.

El sector eléctrico en nuestro país tiene una gran capacidad instalada en fuentes térmicas, seguido por la fuente eólica y la geotérmica. En la tabla 1, se muestra la capacidad instalada y efectiva y la generación de energía en el año 2020.

Año 2020	Capacidad MW		Energía Neta	Capacidad %		Energía Neta
	Instalada	Efectiva	MWh	Instalada	Efectiva	%
Hidroeléctricas	141.15	107.7	502,286.07	9.0%	9.5%	15.4%
Térmicas (Bunker +Diesel)	866.8	568.16	1,044,046.37	55.1%	50.0%	31.9%
Geotérmicas	154.5	87.02	694,159.49	9.8%	7.7%	21.2%
Eólicas	186.2	170.1	538,826.76	11.8%	15.0%	16.5%
Solar	12.58	12	20,728.07	0.8%	1.1%	0.6%
Biomasa	211.6	192.3	468,848.20	13.5%	16.9%	14.3%
TOTAL	1,572.83	1,137.28	3,268,894.96	100%	100%	100%
Compras Mercado Regional MER			1,153,612.37			26%
			4,422,507.33			

Tabla 1. Capacidad instalada y generación por tipo de fuente de energía. Fuente: elaboración propia, datos CNDC 2020

En el año 2020, la demanda nacional de energía se cubrió con compras en el Mercado Eléctrico Regional MER, en un 26%, la generación térmica fue del

23.6%, la geotérmica el 15.7%, eólica representó el 12.2%, la energía solar generó el 0.5% del total de la energía generada en el país.

La energía solar tiene una gran capacidad de desarrollo debido a que constantemente se están investigando materiales eficientes y disminuyendo los costos de construcción, en los sistemas conectados a la red, permite consumir la energía generada en el sitio donde se genera. Esto hace que no se necesiten baterías para almacenar la energía ni líneas eléctricas para su transmisión, reduciendo los costos del sistema.

El planteamiento de este trabajo consiste en el diseño de una planta de energía solar fotovoltaica conectada a la red que produzca energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos para suplir el suministro de las necesidades de energía del edificio de Posgrado, considerando criterios técnicos.

4. MARCO TEORICO.

En este trabajo se hace una aplicación práctica de los conocimientos adquiridos empleando un enfoque mixto de investigación. Inicia con un enfoque cualitativo – deductivo en el que se recopilará información sobre las variables requeridas en la energía solar fotovoltaica. Continúa con un enfoque cuantitativo – deductivo con los procedimientos de cálculo para el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos.

Durante el desarrollo de este estudio se tienen que relacionar variables tales como: radiación solar, características de los paneles fotovoltaicos, costo y precio de la energía generada, además de los otros componentes de los sistemas fotovoltaicos. En el estudio se van a hacer uso de instrumentos metodológicos que permitan constatar la hipótesis por medio de relacionar conceptos y variables.

El sol es la fuente de casi toda la energía en la tierra. Proporciona energía para la fotosíntesis, es el motor que mueve el aire y provoca la lluvia, además de calentar la atmósfera. Indirectamente se utiliza la energía del sol al usar combustibles fósiles, leña, hidroelectricidad, energía eólica, e incluso al consumir alimentos.

Mediante el uso de celdas solares se convierte la energía solar directamente en energía eléctrica. Las celdas solares son dispositivos formados por materiales sensibles a la luz que desprenden electrones cuando los fotones inciden sobre ellos. Las celdas están elaboradas a base de silicio puro con adición de impurezas de ciertos elementos químicos, siendo capaces de generar corriente eléctrica directa, a un voltaje de 0,4 a 0,6 V, utilizando como materia prima la radiación solar, convirtiendo energía luminosa en energía eléctrica.

4.1. Componentes de un sistema solar fotovoltaico

Según el tipo de instalación, de forma muy general, se puede distinguir entre instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red e instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red.

Las instalaciones fotovoltaicas aisladas pueden contar o no con sistemas de acumulación o baterías. Los sistemas sin acumulación habitualmente son bombeos directos. Las baterías, por lo general son del tipo Plomo-Ácido, que con un mantenimiento adecuado se adaptan perfectamente a los sistemas de generación. Se puede utilizar esta energía como tal o transformarla a corriente alterna mediante un inversor.

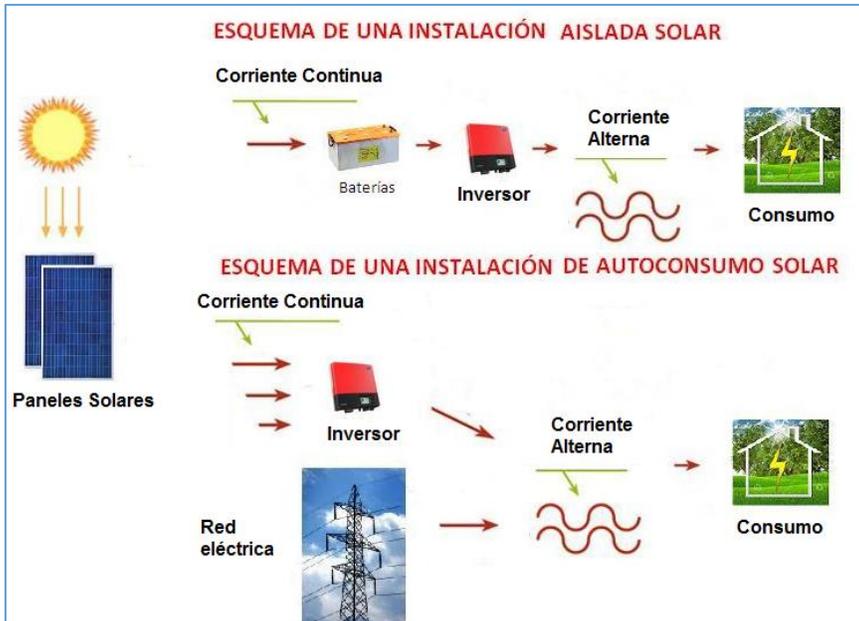


Figura 2: Esquema de una instalación solar fotovoltaica.

Las conectadas a la red están formadas por un generador fotovoltaico y un sistema de acondicionamiento de potencia, encargado de transformar la energía en forma de corriente continua a corriente alterna, con las características de la red de distribución. El sistema de acondicionamiento de potencia es el inversor, que debe cumplir todos los requisitos de seguridad y garantía para que su funcionamiento no provoque alteraciones en la red ni disminuya su seguridad, contando para ello con las funciones de protección correspondientes.

A continuación, se describen las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, ya que es este tipo de instalaciones son las que han logrado un gran desarrollo en los últimos años y este tema monográfico consiste en el diseño de una instalación de este tipo.

4.2. Componentes de un sistema solar fotovoltaico conectado a red.

En una instalación solar fotovoltaica se tienen varios dispositivos o equipos que se deben dimensionar para que sea posible la transformación de la radiación solar en energía eléctrica que se inyecta a la red.

4.2.a.1. Paneles solares

Los paneles solares o paneles fotovoltaicos están formados por la interconexión de celdas solares encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie, son las encargadas de captar la energía procedente del sol en forma de radiación solar y transformarla en energía eléctrica por el efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico es el efecto fotoeléctrico caracterizado por la producción de una corriente eléctrica entre dos piezas de materiales diferentes que están en contacto y expuestas a la luz o, en general, a una radiación electromagnética. El efecto fotovoltaico consiste en convertir la luz solar en energía eléctrica por medio de las células fotovoltaicas.

El efecto fotovoltaico se produce al incidir la radiación solar sobre los materiales conocidos como semiconductores. Cuando incide la radiación del sol sobre la celda solar, se produce en ella un voltaje de corriente directa.

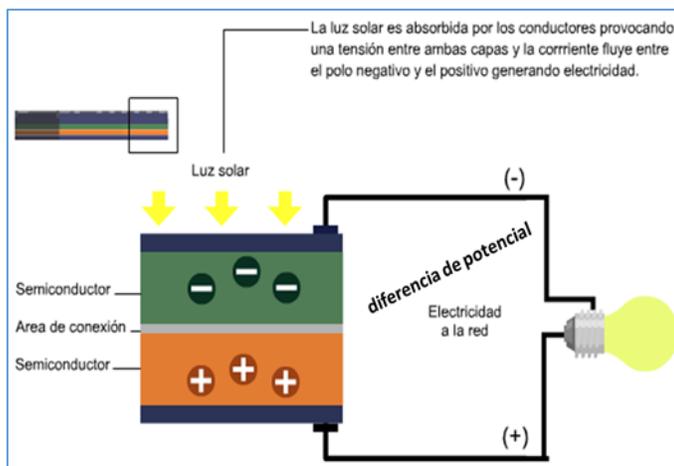


Figura 3: Efecto fotovoltaico.

La mayoría de las celdas solares están constituidas de silicio mono o policristalino. Las celdas solares de silicio monocristalino se fabrican a partir de un único cristal de silicio extraído de un baño de silicio fundido, este tipo de celdas son las más

utilizadas en la tecnología solar y la más comercializadas ya que su rendimiento es el mayor de todos los tipos de celdas solares siendo éste de entre el 15% y el 18%. Debido a su alto costo, está empezando a utilizarse de forma masiva el silicio policristalino, mucho más barato de fabricar ya que está formado por un conjunto de estructuras macrocristalinas de silicio además su rendimiento es bastante próximo al de las celdas monocristalinas, cercano al 12% y 14%. Por último, existe otra familia de celdas solares constituidas de silicio amorfo que aparecen debido a que la fabricación de celdas solares de silicio cristalino sigue siendo muy alta, la fabricación de este tipo de celdas es mucho más simple y por lo tanto son mucho más baratas, pero, aunque tienen un buen comportamiento ante agentes externos, se degradan más rápidamente y su rendimiento es bastante inferior al de las celdas cristalinas, inferior al 10%.

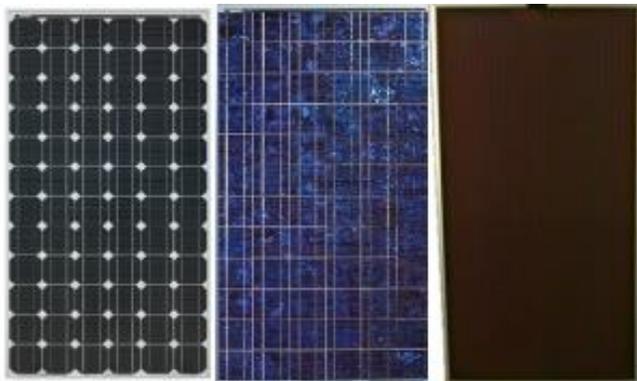


Figura 4: De izquierda a derecha; panel de silicio monocristalino, panel de silicio policristalino y panel de silicio amorfo.

Un panel solar está constituido por varias celdas iguales conectadas entre sí, en serie y/o paralelo de forma que la tensión y corriente suministrada por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. Como norma general, los paneles solares se fabrican disponiendo primero las celdas necesarias en serie para alcanzar la tensión deseada a la salida del generador fotovoltaico y a continuación se asocian ramales de celdas en serie en paralelo hasta alcanzar el nivel de corriente deseado.

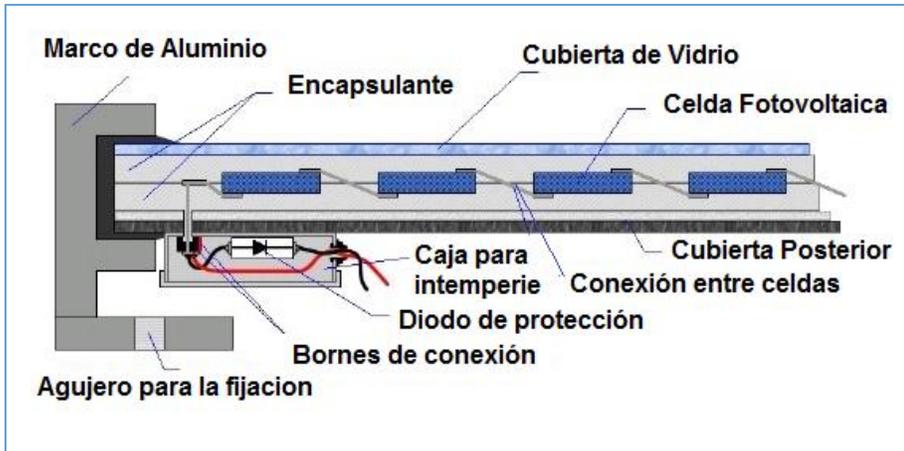


Figura 5: Elementos de un Panel Fotovoltaico.

A la hora de dimensionar nuestra instalación solar fotovoltaica, es primordial conocer los parámetros eléctricos fundamentales de los paneles fotovoltaicos que están en el mercado:

- **Corriente de cortocircuito (ISC):** es la máxima intensidad que se genera en el panel cuando no está conectada ninguna carga y se cortocircuitan sus bornes.

- **Tensión de circuito abierto (VOC):** es la máxima tensión que proporciona el panel cuando no hay conectada ninguna carga entre los bornes del panel y dichos bornes están al aire.

- **Punto de máxima potencia (Impp, Vmpp):** es el punto para el cual la potencia entregada es máxima, obteniéndose el mayor rendimiento posible del panel.

- **Factor de forma (FF):** Es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar y el producto de la corriente de máxima potencia (Impp) y la tensión de máxima potencia (Vmpp). Este parámetro sirve para conocer la curva característica I-V de los paneles.

- **Eficiencia y rendimiento (η):** es el cociente entre la potencia máxima que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente. Dependiendo

de la tecnología utilizada a la hora de la fabricación del panel puede llegar hasta el 18%.

Se pueden mostrar todos los parámetros fundamentales de un panel o módulo fotovoltaico mediante su curva “voltaje-corriente”, ésta curva muestra los parámetros de tensión y corriente para máxima potencia (I_{mpp} , V_{mpp}), tensión a circuito abierto (VOC) y corriente de cortocircuito (ISC) de un panel y como varían respecto a la irradiancia que incide sobre ellos con temperatura de condiciones estándar de medida (25°C).

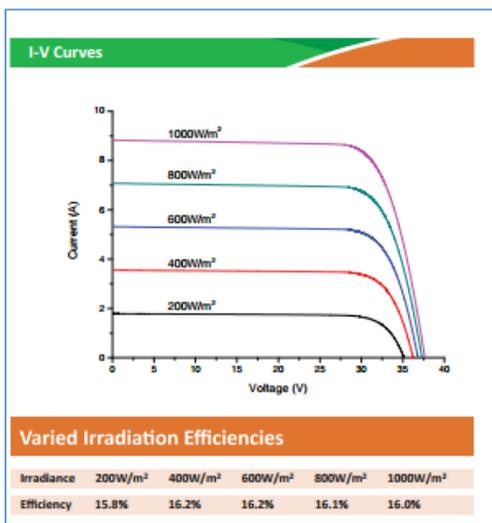


Figura 6: Curva I-V para diferentes irradiancias a 25°C .

Fuente: Panel Renesola 260 W.

Todos estos parámetros fundamentales son proporcionados por los fabricantes en las hojas de características de los paneles fotovoltaicos. Debe tenerse en cuenta que éstos parámetros no son constantes ya que los fabricantes toman como referencia unas condiciones de funcionamiento estándar conocidas como Condiciones Estándar de Medida (CEM) que son unas condiciones de irradiancia y temperatura determinadas en la celda solar, estas condiciones son:

- Irradiancia: $1000\text{W}/\text{m}^2$
- A nivel del mar
- Temperatura de célula: 25°C

Así pues, si las condiciones a las que se ve sometido el panel son diferentes a las de estándar de medida, las características de los paneles fotovoltaicos cambiarán. La medida en que cambian los parámetros fundamentales de los paneles es de vital importancia para el diseño de la instalación ya que es muy posible que en condiciones normales de funcionamiento se esté lejos de las condiciones estándar de medida y la instalación puede verse afectada. Para ello es necesario conocer dos parámetros importantes de los paneles:

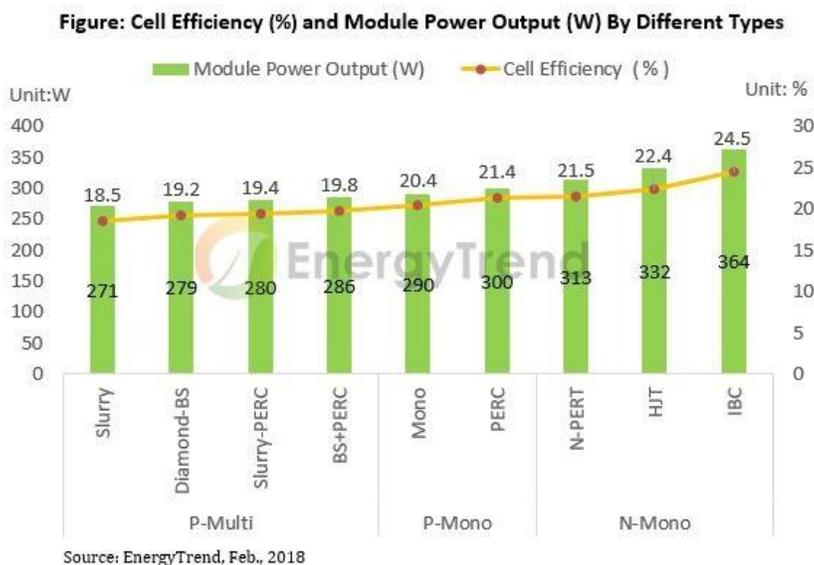
- **Coefficiente de temperatura VOC:** es el coeficiente de corrección para la tensión máxima que se produce a circuito abierto cuando no existe ninguna carga conectada, este coeficiente muestra como varía la tensión con una variación de temperatura. La tensión de circuito abierto aumenta cuando la temperatura disminuye y disminuye cuando la temperatura aumenta.
- **Coefficiente de temperatura ISC:** es el coeficiente de corrección para la corriente máxima que se produce en el panel cuando no hay conectada ninguna carga y se cortocircuita los bornes del panel, este coeficiente muestra como varía la intensidad con una variación de la temperatura. La intensidad de cortocircuito aumenta cuando aumenta la temperatura y disminuye cuando disminuye la temperatura.

Con estos coeficientes de temperatura, puede representarse el comportamiento de los paneles ante variaciones de temperatura observando cómo cambian el voltaje y corriente de máxima potencia, la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito en la gráfica anterior de “voltaje-corriente” tomando como referencia la irradiancia en condiciones estándar de medida ($1000\text{W}/\text{m}^2$).

La potencia es producto de la corriente y del voltaje y el fabricante especifica que la potencia varía 0.46% por cada grado centígrado de variación con respecto a la temperatura Normal de Operación de la Celda, que se establece en 45°C .

4.2.a.2. Eficiencia de los paneles solares

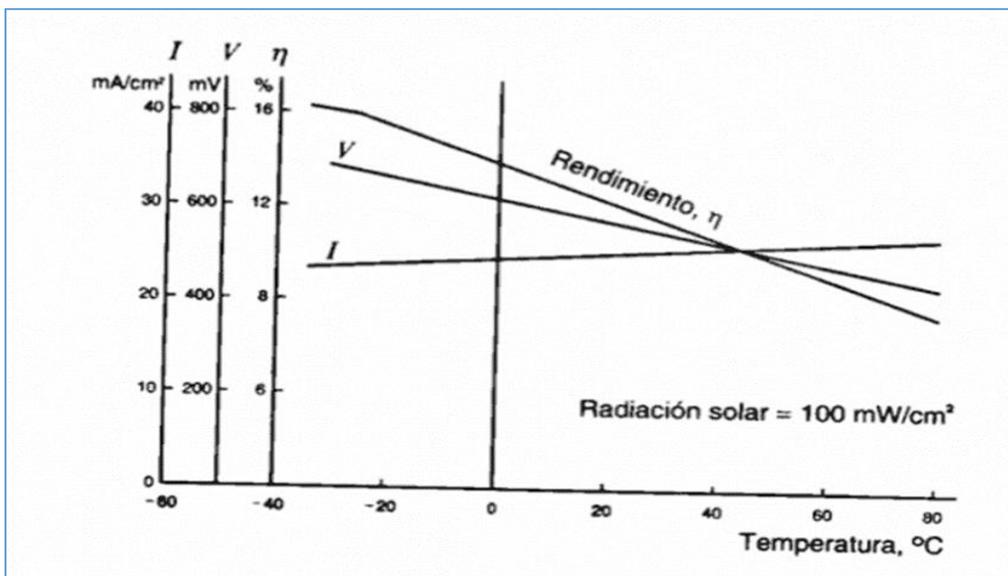
La eficiencia del panel solar es una medida de la cantidad de energía solar que cae sobre la superficie de un panel y se convierte en electricidad. Debido a los actuales avances en la tecnología de células solares en los últimos años, la eficiencia promedio de conversión de paneles ha aumentado de 15% a más del 20%. Este gran salto en la eficiencia ha aumentado la potencia nominal de salida de los paneles de tamaño estándar hasta llegar a valores de 450 W que se ofertan en el presente en el mercado nacional. La eficiencia del panel solar está determinada por dos factores principales, la eficiencia de la celda fotovoltaica basada en el diseño de la celda y el tipo de silicio, y la eficiencia total del panel basada en la configuración de la celda y el diseño del panel. Una eficiencia de un panel solar de 16-17% es estándar, pero no es de alta eficiencia. La alta eficiencia, en paneles solares, se puede considerar a partir de un 19%. En la gráfica adjunta se puede ver los resultados del estudio hecho por EnergyTrend en 2018 que muestra la comparación de los tipos de tecnología que existen y sus eficiencias.



Grafica 4 - Eficiencia de células solares y potencia de salida del módulo solar por diferentes tipos.
Fuente: <https://www.pveurope.eu/solar-generator/push-high-efficiency-n-type-solar-cells-and-modules>

4.2.a.3. Efecto de la temperatura en el rendimiento del SFV

Según aumenta la temperatura ambiente, menor es la potencia de salida de un módulo fotovoltaico, es decir, un panel solar trabaja más eficientemente, o lo que es lo mismo, convierte en electricidad una mayor proporción de la radiación solar que reciben, cuanto menor es la temperatura a la que están sometidos. A este fenómeno se le conoce como **coeficiente de temperatura**, y siempre va indicado en las fichas técnicas de todos los paneles solares. En esta primera gráfica, se aprecia cómo, al aumentar la temperatura bajo las mismas condiciones de radiación, el rendimiento del panel, también se va reduciendo. Como puede observarse hay un efecto inverso entre la temperatura y el voltaje del módulo solar, entre más sube la temperatura, disminuye el voltaje, por lo tanto, disminuye la potencia que entrega y la reducción de la generación del SFV. En las fichas técnicas de los paneles solares, se especifica la temperatura de trabajo, y un rango mínimo y máximo de operación, al superarse el límite de la temperatura de operación, hay un mayor deterioro en la eficiencia del panel y se reduce su vida útil por el sobrecalentamiento.



Gráfica No. 5 Curva de como baja el rendimiento del panel solar al aumentar la temperatura.
Fuente: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/efecto-de-la-temperatura-en-los-paneles-solares/>

4.2.a.4. Estructura Soporte

Los paneles fotovoltaicos analizados anteriormente se colocarán sobre la denominada estructura soporte, dicha estructura soporte deberá cumplir las especificaciones de diseño de la instalación (orientación y ángulo de inclinación) que se determinarán en este trabajo.

Existen dos tipos de estructura soporte, fija y móvil. Las estructuras fijas tienen una orientación e inclinación fija que se calcula a la hora de diseñar la instalación, esta inclinación y orientación suelen ser impuesta por la situación de la instalación, como tejados con una determinada inclinación y orientación, o bien las óptimas para la localización donde se realizara la instalación solar dependiendo de la latitud. Las estructuras móviles son utilizadas en las llamadas “granjas solares” donde los paneles pueden orientarse en torno a la posición del sol. Ésta estructura soporte deberá resistir el peso de los paneles fotovoltaicos y las sobrecargas del viento o inclemencias del tiempo, así como las posibles dilataciones térmicas provocadas por aumentos de temperatura en diferentes estaciones del año.

La sujeción de los paneles solares deberá estar homologada para los paneles utilizados en la instalación según las especificaciones del fabricante, además las partes de sujeción de los paneles solares no deberán generar sombras indeseadas sobre los paneles. La tornillería utilizada tanto para la sujeción de los paneles fotovoltaicos como para la sujeción de la propia estructura al suelo deberá ser de acero inoxidable con excepción de estructuras de acero galvanizado en cuyo caso podrán ser tornillos galvanizados.

4.2.a.5. Inversor

Los paneles solares fotovoltaicos generan potencia a partir de la radiación solar que captan, esta potencia eléctrica no es alterna sino continua con unos valores de tensión y corriente continua que dependen de la disposición de los paneles. A

la hora de entregar la energía eléctrica a la red, es necesario tratarla para que cumpla las características establecidas para inyectarla a dicha red, como que debe ser senoidal, con una frecuencia de 60Hz y unos valores de tensión determinados para no crear perturbaciones a la red de suministro.

El inversor es el equipo electrónico que permite inyectar en la red eléctrica comercial la energía producida por el generador fotovoltaico. Su función principal es convertir la corriente continua procedente de los paneles fotovoltaicos en corriente alterna. Las instalaciones fotovoltaicas tienen un elevado costo y no pueden permitirse fallos e imprudencias en la explotación de éstas instalaciones, por este motivo los inversores deben tener un alto rendimiento y fiabilidad. El rendimiento de los inversores oscila entre el 90% y el 99%, dicho rendimiento depende de la variación de la potencia de la instalación, por lo que se intentará que el inversor trabaje con potencias cercanas o iguales a la nominal, puesto que, si la potencia de entrada al inversor procedente de los paneles fotovoltaicos varía, el rendimiento disminuye.

Para evitar que el rendimiento disminuya con la variación de la potencia de entrada procedente de los paneles solares, los inversores deben estar equipados con dispositivos electrónicos que permitan realizar un seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles, permitiendo obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico en cualquier circunstancia de funcionamiento.

Uno de los parámetros importantes que definen un inversor es el rango de voltaje al cual puede funcionar con mayor rendimiento. Esto es importante, ya que el voltaje que suministran los paneles del generador fotovoltaico para entregar la máxima potencia no siempre es la misma, sino varía con la temperatura y si este voltaje aumenta o disminuye conforme disminuye o aumenta la temperatura se puede llegar a tener voltajes a la entrada del inversor superiores o inferiores al voltaje normal de funcionamiento del inversor.

En cuanto a la fiabilidad que debe aportar, un inversor debe estar equipado con protecciones que aseguren tanto el buen funcionamiento de la instalación como la seguridad de la misma. Algunas de las protecciones que incorporan los inversores son:

- Protección contra sobrecargas y cortocircuitos; sirven para detectar posibles fallos producidos en los terminales de entrada o salida del inversor.
- Protección contra calentamiento excesivo; si la temperatura del inversor sobrepasa un determinado valor umbral, el equipo deberá pararse y mantenerse desconectado hasta alcanzar una temperatura inferior.
- Protección de funcionamiento modo isla; para desconectar el inversor en caso de que los valores de voltaje y frecuencia de la red estén por fuera de unos valores umbral para un funcionamiento adecuado al estar funcionando sin apoyo de la red.
- Protección de aislamiento; sirve para detectar posibles fallos de aislamiento en el inversor.
- Protección contra inversión de polaridad; para proteger el inversor contra posibles cambios en la polaridad desde los paneles fotovoltaicos.

4.2.a.6. Protecciones

Además de las protecciones integradas en el inversor, es necesario equipar la instalación con protecciones adicionales que protejan tanto la seguridad de la instalación y equipos como la seguridad de las personas responsables de su funcionamiento y mantenimiento. La implantación de protecciones debe llevarse a cabo atendiendo a la reglamentación vigente para éste tipo de instalaciones, el Código Eléctrico Nacional:

- Interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa

distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.

- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de continua de la instalación.
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de voltaje o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (61 y 59Hz, respectivamente) y de máximo y mínimo voltaje (1,1 V_{max} y 0,85 V_m , respectivamente).
- Estas protecciones podrán ser precintadas por la empresa distribuidora.
- El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida el voltaje de red por la empresa distribuidora.
- Las protecciones de interruptor general manual y de interruptor diferencial automático, deben cumplir las siguientes condiciones:
 - a. Las funciones serán realizadas mediante un contacto cuyo rearme será automático, una vez se restablezca las condiciones normales de suministro de la red.
 - b. El contactor, gobernado normalmente por el inversor, podrá ser activado manualmente.
 - c. El estado del contactor ("on/off"), deberá señalizarse con claridad en el frontal del equipo, en un lugar destacado.

En caso de que no se utilicen las protecciones precintadas para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y de máximo y mínimo voltaje, el fabricante del inversor deberá certificar:

- Los valores nominales de voltaje y de frecuencia.
- El tipo y características de equipo utilizado internamente para la detección de fallos (modelo, marca, calibración, etc.).

- Que el inversor ha superado las pruebas correspondientes en cuanto a los límites establecidos de voltaje y frecuencia.

Al tener tanto potencia continua como potencia alterna, además de equipar la instalación con las protecciones anteriores, serán necesarios dos grupos diferenciados de protecciones para cada caso que se definirán en el apartado de cálculos del proyecto:

- a. Protecciones de corriente continua: Este tipo de protección se instalará en la fase de potencia continua de la instalación fotovoltaica, es decir, desde los paneles solares hasta la entrada del inversor.
- b. Protecciones de corriente alterna: Estas protecciones se instalarán en la parte de la instalación donde existe potencia alterna, es decir, desde el inversor hasta el punto de conexión de la red de suministro.

4.3. Respaldo de SFV conectados a la red eléctrica

Existen dos sistemas conectados a la red, sistema sin respaldo de baterías y sistema con respaldo de baterías. Los sistemas sin respaldo de baterías consisten de dos elementos principales: un arreglo de paneles fotovoltaicos y un inversor interactivo con el servicio público y se caracteriza por no suministrar energía cuando falla la energía eléctrica comercial.

Los sistemas con respaldo de baterías tienen un arreglo de paneles fotovoltaicos y un inversor interactivo con el servicio comercial, pero incluye un banco de baterías y un controlador de cargas. Con el banco de baterías, el sistema puede brindar energía durante los cortes de electricidad.

4.4. Estudio Técnico del dimensionamiento del SFV

El estudio técnico es aquel que presenta la determinación del tamaño y determinación de la localización óptima de la planta, ingeniería del proyecto y análisis organizativo y administrativo. Los aspectos que se relacionan con la ingeniería del proyecto son probablemente los que tienen mayor incidencia sobre la magnitud de los costos y las inversiones que deberán efectuarse a la hora de implementar un proyecto. En el análisis de la viabilidad financiera de un proyecto, el estudio técnico cumple la función de proveer información para cuantificar el monto de las inversiones y de los costos de operación pertinentes.

Para el dimensionamiento del sistema solar a emplear es necesario conocer tres datos fundamentales: 1) la cantidad de energía que se consume en el Edificio de Posgrado 2) la cantidad de radiación solar en el sitio y 3) Tecnología existente en el mercado local.

Procedimiento de cálculo del consumo de diseño: Hay dos maneras de calcular el consumo promedio:

1. **Censo de carga** - Hacer levantamiento del censo de carga de los equipos de consumo existentes en el edificio, y se calcula un consumo diario teórico de la energía.
2. **Mediciones** - Dado que el edificio de posgrado no cuenta con medición independiente y está conectado a la red interna de la UNI, se instalan equipos analizadores de redes para el registro de consumo de energía por periodos determinados, y con los datos se calcula el consumo promedio diario real en el edificio.

Posteriormente, se determinan el nivel de radiación solar y la temperatura en el área donde se encuentra ubicado el edificio seleccionado. Estos datos climatológicos se obtendrán de fuentes confiables. Finalmente, se van a diseñar

los dos sistemas fotovoltaicos en función de las tecnologías existentes en el mercado local.

En este trabajo se va a analizar la opción de diseñar dos sistemas fotovoltaicos de autoconsumo conectado a la red, el primero de ellos que supla el mayor porcentaje de las necesidades de energía eléctrica del edificio y el segundo que supla en menor porcentaje las necesidades de energía eléctrica. De forma complementaria en base al levantamiento de campo se plantea la propuesta de sustitución de equipos de alto consumo en el edificio por equipos más eficientes.

4.5. Estudio Financiero

El estudio financiero o análisis económico dentro de la metodología de evaluación de proyectos, consiste en expresar en términos monetarios todas las determinaciones hechas en el estudio técnico. Así mismo se calcula la rentabilidad de la inversión en términos de los índices más utilizados, que son el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), la Relación Beneficio Costo (RBC) y el Payback o periodo de recuperación de la inversión.

5. DIAGNOSTICO ENERGETICO Y ESTUDIO TECNICO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

El edificio de Posgrado de la UNI, el cual está ubicado en el Recinto Universitario Simón Bolívar (RUSB), localizado en la avenida Universitaria, Managua, los cursos se desarrollan en tres diferentes modalidades; regular, sabatino y dominical, los horarios de mayor consumo de energía están determinados por los horarios en los que se imparten dichos cursos, los cuales generalmente obedecen los siguientes horarios:

- Lunes a viernes 6:00 pm a 9:00 pm
- Sábado y domingo de 8:00 am a 5:00 pm

Los días de semana labora el personal administrativo en horario regular de 8:00 am a 6:00 pm, El encargado de mantenimiento, indicó información sobre el horario de trabajo en el edificio, con esta información se construyó la siguiente tabla la que se presenta a continuación.

Ambiente	Días de funcionamiento	Horario matutino	Horario vespertino	Horario nocturno
Aulas	Lunes a viernes	--	--	06:00 a 08:00
	Sábado	08:00 a 12:00	01:00 a 05:00	--
	Domingo	08:00 a 12:00	01:00 a 05:00	--
Laboratorios	Lunes a viernes	--	--	06:00 a 08:00
	Sábado	08:00 a 12:00	01:00 a 05:00	--
	Domingo	08:00 a 12:00	01:00 a 05:00	--
Oficinas	Lunes a viernes	08:00 a 12:00	01:00 a 05:00	--
	Sábado	08:00 a 12:00	01:00 a 05:00	--
	Domingo	08:00 a 12:00	01:00 a 05:00	--
Áreas comunes	Lunes a viernes	01:00 a 06:00	--	05:00 a 12:00
	Sábado	01:00 a 06:00	--	05:00 a 12:00
	Domingo	01:00 a 06:00	--	05:00 a 12:00

Tabla 2.-Régimen de trabajo del edificio.

Fuente: Elaboración propia

El horario contempla dos cortes en el día normal: el primero, de 12 a 1 pm, que es el horario de almuerzo y el segundo es de 5pm a 6pm, que es corte del turno diurno y el nocturno.

5.1. Análisis y determinación de la localización óptima del proyecto

Orientación del edificio: La fachada principal del edificio está orientada al suroeste y el secundario al noreste. La estructura cuenta con un área de 100.18 m² cubierta por ventanas de aluminio y vidrio, por lo que la carga térmica en los ambientes interiores debido a la exposición solar es considerablemente alta, lo que se visualiza sobre todo para la fachada Oeste del edificio, y con el clima que tiene Nicaragua, sobre todo en verano, se sufre recalentamiento excesivo de las estancias con esta orientación en especial en horas de la tarde.

El edificio de Posgrado cuenta con un área disponible para el montaje del sistema fotovoltaico en el techo de 737 mts² se ubica en las siguientes coordenadas 12°07'54" y -86°16'13",

Figura 7.-Micro localización del Proyecto, Edificio de Posgrado-UNI-RUSB.
Fuente: Google Earth



Tamaño y capacidad del proyecto - El tamaño y capacidad de este proyecto en particular, se verá determinado principalmente por los siguientes dos aspectos:

- El espacio disponible para la instalación de los paneles y
- El tipo de tecnología (capacidad de paneles) a utilizar.

Tanto la determinación del tamaño como la capacidad que tendrá el proyecto, son de vital importancia para la estimación de las inversiones necesarias que mejor se ajusten a las necesidades del mismo y para cálculos futuros en las siguientes etapas del proyecto (evaluación financiera).

En el caso de la presente propuesta de proyecto, el tamaño podría estar limitado por el área disponible para la instalación de los paneles solares. En la etapa de búsqueda de información se consiguió por parte de la Oficina de Unidad de Diseño el plano de la planta del techo del edificio y del levantamiento en el sitio realizado en la etapa del diagnóstico, se identificaron y localizaron las ubicaciones de 9 compresores de aire acondicionado, los cuales disminuyen el área aprovechable del techo para la instalación de paneles y representan fuentes de sombra para estos.



Figura 8.-Fotografía de Ubicación de compresores en el techo del edificio de Posgrado
Fuente: Tomada por los autores.

El área de techado del edificio de Posgrado, cuenta con un área preliminar aprovechable de 737 m², la propuesta de la perspectiva de la distribución preliminar de los paneles a ser instalados en el techo del Edificio de Posgrado es la siguiente:

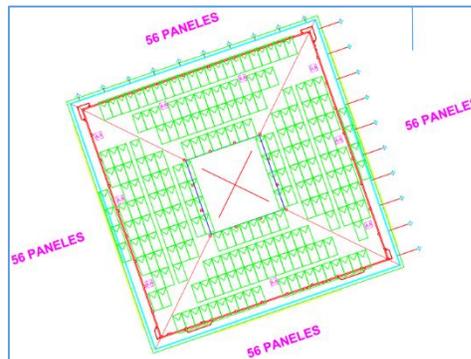


Figura 9.-Prospectiva preliminar del área cubierta por paneles fotovoltaicos
Fuente: Elaboración propia.

5.2. Resultados de censo de carga

Para conocer las características de los equipos de consumo eléctrico se realizó un levantamiento de campo, encontrando que en el edificio hay 585 equipos, que de acuerdo a los resultados de la medición en diciembre del 2020, presentaron una demanda máxima de 107.08 kW, los equipos se clasificaron en climatización que comprende los aires acondicionados, iluminación que integran las lámparas

y los equipos de fuerza que son computadoras, impresoras y demás equipos de consumo en el edificio, el mayor porcentaje de participación en cuanto a la carga instalada en kW lo tienen los equipos de fuerza con el 62.47% y climatización con el 35%. Cuando se clasifica al detalle el censo de carga, son las computadoras de escritorio con el 54.45% las que tienen mayor participación, seguidos de los aires acondicionados de 60 mil BTU con el 33.89%.

Basados en la información recopilada y para efectos metodológicos se hizo el cálculo del consumo teórico promedio diario en el edificio, resultando 387.04 kWh, no obstante, para el diseño de los sistemas fotovoltaicos se seleccionan los resultados de las mediciones, por ser más ajustados a la realidad de las características del consumo de energía en el edificio. En el Anexo 1. Esta el resumen del censo de carga.

Descripción	Equipos	kW totales	% Equipos	% Potencia
Climatización	21	88.13	3.59%	35.07%
Fuerza	272	156.99	46.50%	62.47%
Iluminación	292	6.16	49.91%	2.45%
Totales	585	251.28	100%	100%

Resumen por tipo	Equipos	kW Totales	% Equipos	% Potencia
A.C. 110V (9000 BTU)	4	2.96	0.68%	1.18%
A.C. 220V (60000 BTU)	17	85.17	2.91%	33.89%
Cafetera	4	5.94	0.68%	2.37%
Computadora Escritorio	207	136.83	35.38%	54.45%
Dispensador de Agua	1	0.08	0.17%	0.03%
Impresora/Fotocopiadora Grande	1	1.37	0.17%	0.54%
Impresora/Fotocopiadora Pequeña	8	4.38	1.37%	1.74%
Laptop	29	2.35	4.96%	0.93%
Maquina Expendedora	1	0.88	0.17%	0.35%
Microondas	3	2.25	0.51%	0.90%
Proyector	9	2.56	1.54%	1.02%
Refrigerador Pequeño	1	0.16	0.17%	0.06%
Router	8	0.20	1.37%	0.08%
Lampara de 12W	12	0.14	2.05%	0.06%
Lampara de tubos 20W	276	5.52	47.18%	2.20%
Lamparas tipo hongo en fachada	4	0.50	0.68%	0.20%
Total	585	251.28	100%	100%

Tabla No. 3 Resultados del censo de carga en el edificio. Elaboración propia

5.3. Análisis de las mediciones realizadas en el edificio y selección del consumo promedio diario de diseño

Para el cálculo del consumo diario promedio en el edificio se analizaron los resultados de dos mediciones de los parámetros eléctricos del consumo de energía en el edificio de posgrado, mediante la instalación de equipos analizadores de redes en los siguientes períodos:

1. Mes de abril del 2019, se inició la medición el jueves 25 de abril a las 12:08 del mediodía y se retiró el lunes 29 de abril del 2019 a las 06:38 pm para un registro de 4.27 días, con una secuencia de cada 5 minutos, se grabaron 1,231 momentos de consumo.
2. Mes de diciembre del 2020, se inició la medición el jueves 03 de diciembre a la 01:55 pm y se retiró el martes 15 de diciembre a las 10:10 am, para un periodo de 11.83 días, se grabaron 3,412 registros.

Se analizó la información de las dos mediciones encontrando lo siguiente:

Consumo de energía:

- a. En los 4.27 días medidos de abril 2019, se consumieron 1,720.18 kWh para un consumo promedio de 402.77 kWh
- b. En los 11.83 días medidos del mes de diciembre 2020, están incluidos dos días que fueron no hábiles el 07 y 08 de diciembre, y el resto eran hábiles, por lo que se hicieron los siguientes análisis separados:
 - El consumo de energía en los 11.83 días fue de 3,606.85 kWh para un consumo promedio de 304.89
 - El consumo de energía en 9.83 días excluyendo los dos días feriados fue de 3,481.02 kWh para un consumo promedio de 354.12 kWh

- El consumo de energía de los días 07 y 08 de diciembre fue de 125.83 kWh para un consumo promedio de 62.91 kWh en los dos días. Esto señala que en los días no hábiles hay consumo de energía en el edificio.

Potencia registrada: En el periodo medido del mes de diciembre del año 2020, la potencia máxima (kW) registrada en los días de semana osciló de 48.21 a 91.93 kW, en los fines de semana hábiles la potencia osciló de 85.29 a 107.08 kW, en días feriados se mantuvo constante en 14.53 kW. En el período medido el año 2019, la potencia máxima registrada osciló entre 58.84 y 102.89 kW.

Gráficas de carga horaria registrada en abril del 2019:

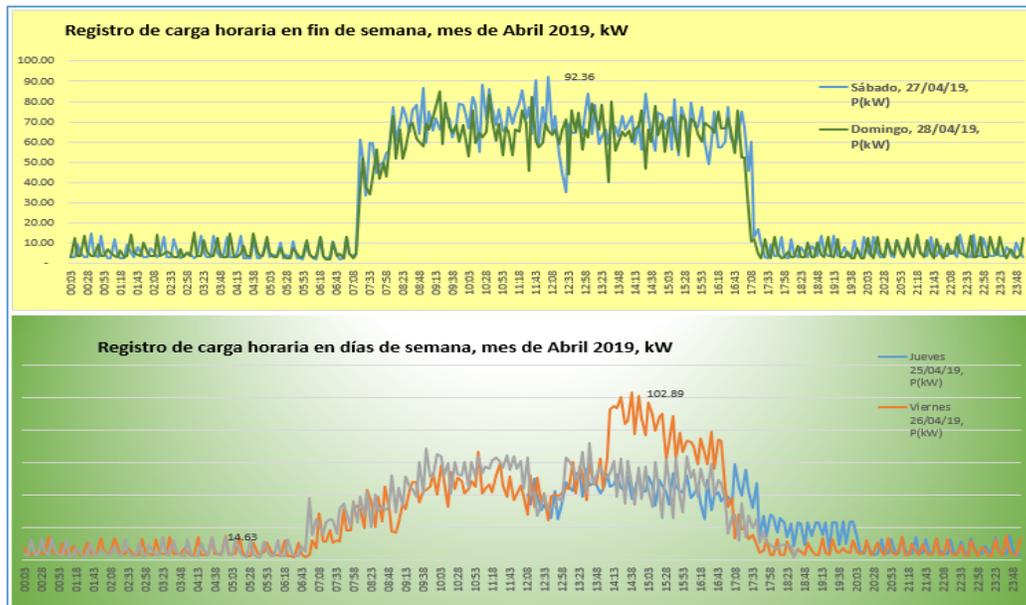


Figura No. 10 Carga horaria registrada en el mes de abril 2019 (Elaboración propia)

Gráficas de carga horaria registrada en diciembre del 2020:

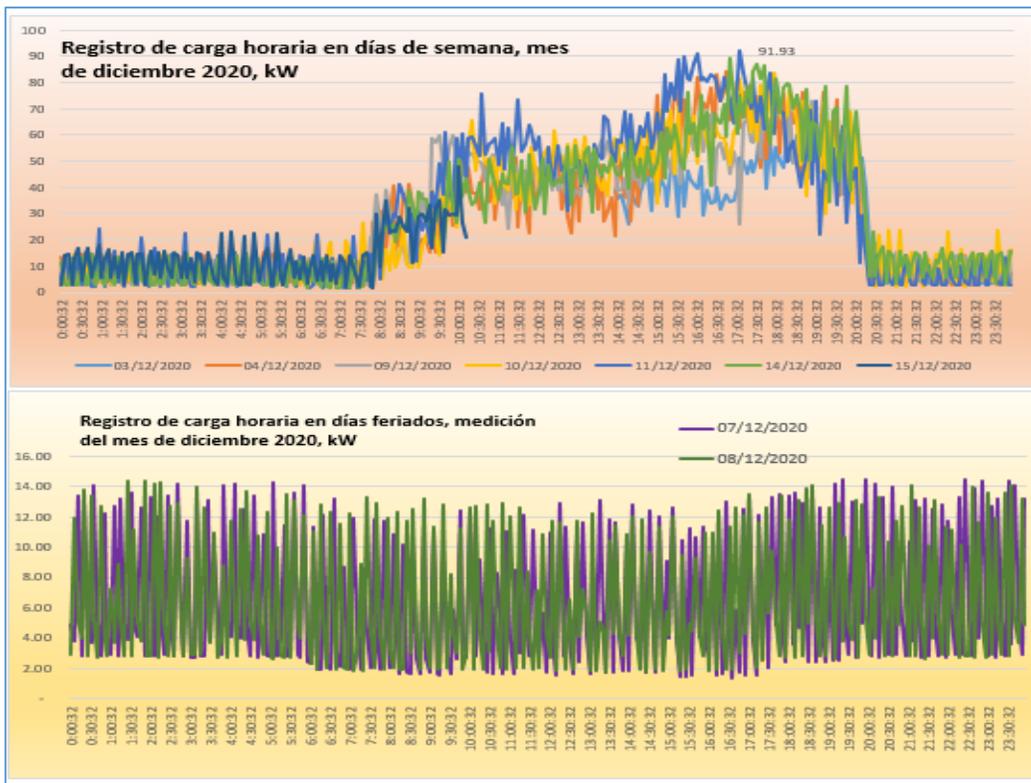


Figura No. 11 Carga horaria registrada en el mes de diciembre 2020 (Elaboración propia)

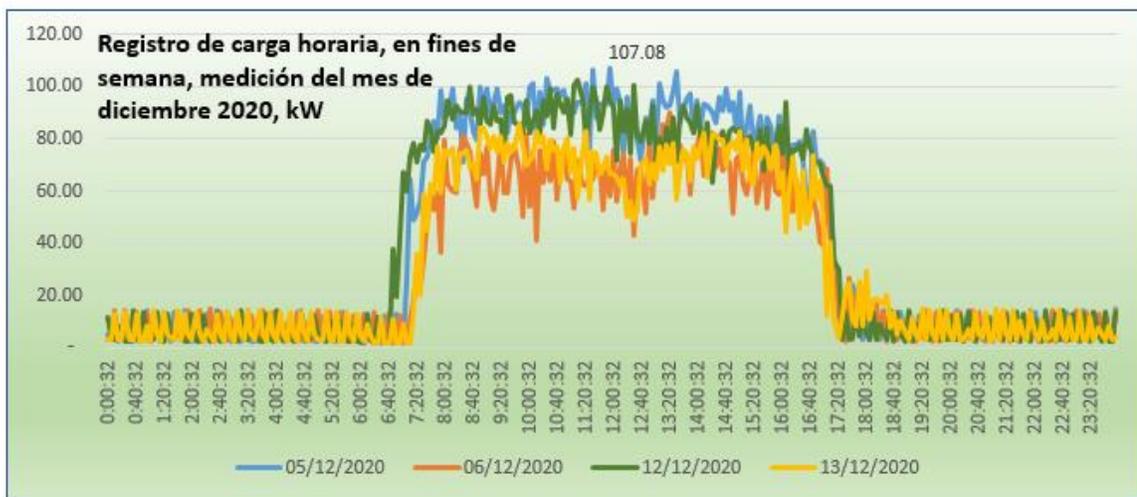


Figura No. 12 Carga horaria registrada en el mes de diciembre 2020 (Elaboración propia)

Selección del consumo diario promedio de diseño – Dado que el año 2020 no fue un periodo típico ya que las actividades académicas en el Recinto Universitario Simón Bolívar, se escoge el consumo promedio registrado en la medición de abril

del 2019, que es **402.77** kWh para trabajar los cálculos técnicos de los sistemas fotovoltaicos. Para el primer SFV se toman completos los 402.77 kWh como consumo diario de diseño y para el segundo SFV se plantea como base el 70% del consumo diario promedio **281.94 kWh**.

Requerimiento de energía en el edificio: Con los datos de la medición del mes de abril del 2019 se seleccionó el consumo diario promedio en el edificio que es 402.77 kWh. En los Anexos 2, 2.1, 3 y 4, están los resultados de los análisis de las mediciones.

5.4. Condiciones meteorológicas

Las condiciones meteorológicas influyen en el funcionamiento de un sistema fotovoltaico. La radiación solar incidente y la temperatura afectan directamente a la tensión, intensidad y potencia generada por la misma y es conveniente saber cómo afectan estas condiciones en el comportamiento de una instalación solar.

La información de las variables meteorológicas se obtiene del sitio web: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-in/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>.

La variable “Radiación Incidente Promedio Mensual que incide en una superficie inclinada con inclinación hacia el Ecuador (Monthly Averaged Radiation Incident On An Equator-Pointed Tilted Surface)” se mide en unidades de kWh/m²/día, indica las horas pico de sol y se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m².

La variable “Temperatura Promedio del Aire a 10 m sobre la superficie del suelo (Monthly Averaged Air Temperature At 10 m Above The Surface Of The Earth)” se mide en grados celsius (°C).

Monthly Averaged Radiation Incident On An Equator-Pointed Tilted Surface (kWh/m²/day)

DATOS METEOROLOGICOS

Cliente: Edificio de Posgrado
Dirección: Universidad Nacional de Ingeniería
Municipio: Managua
Departamento: Managua

Monthly Averaged Radiation Incident On An Equator-Pointed Tilted Surface (kWh/m²/day)

Lat 13.58 Lon -86.49	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
SSE HRZ	5.09	5.71	6.43	6.36	5.73	5.67	5.58	5.63	5.28	5.08	4.95	4.92	5.53
K	0.6	0.61	0.63	0.6	0.53	0.53	0.52	0.53	0.51	0.53	0.57	0.6	0.56
Diffuse	1.44	1.6	1.75	2.05	2.23	2.19	2.22	2.25	2.14	1.89	1.57	1.37	1.89
Direct	6.23	6.45	6.87	6.12	4.99	5.02	4.83	4.8	4.51	4.88	5.62	6.19	5.54
Tilt 0	5.06	5.66	6.35	6.26	5.61	5.54	5.46	5.53	5.21	5.03	4.91	4.88	5.46
Tilt 13	5.670	6.090	6.540	6.150	5.640	5.630	5.520	5.370	5.240	5.290	5.410	5.530	5.670
Tilt 28	6.08	6.29	6.44	5.75	5.43	5.48	5.34	4.96	5.05	5.34	5.72	6.01	5.65
Tilt 90	4.36	3.79	2.9	1.81	2.24	2.47	2.33	1.66	2.16	3	3.92	4.5	2.93
OPT	6.18	6.3	6.55	6.26	5.66	5.63	5.52	5.53	5.25	5.35	5.77	6.16	5.84
OPT ANG	39	30	16	1	8	12	10	0	9	24	36	42	18.8

Monthly Averaged Air Temperature At 10 m Above The Surface Of The Earth (°C)

Lat 13.58 Lon -86.49	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	22.7	24	25.3	26.4	25.4	24.2	23.8	23.9	23.7	23.2	22.7	22.5	24
Minimum	18.7	19.4	20.5	22	22	21.2	20.6	20.6	20.7	20.3	19.5	18.9	20.4
Maximum	27.2	28.8	30.2	30.9	29.1	27.6	27.8	28	27.4	26.9	26.7	26.7	28.1

Tabla 4. Datos meteorológicos de la zona,

fuelle <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-in/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>

De la parte de la radiación solar se puede observar que los paneles fotovoltaicos con una inclinación fija de 13°, con orientación hacia el sur, tiene casi la misma capacidad de generación que un sistema que cambie su inclinación cada mes. Los meses con mayor cantidad de horas de radiación son marzo y abril, los meses con menor cantidad de horas pico son septiembre y octubre. De la información de la temperatura, se puede notar que los meses de marzo y abril son los meses con mayor temperatura.

Horas sol promedio en el país: basados en los resultados que muestra la herramienta de la NASA (<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>) las horas promedio solares diarias para Nicaragua son 5.670, ese es el valor que se toma para el diseño.

5.5. Tecnología disponible para SFV

En el mercado local se identificaron los paneles solares y los inversores de mayor capacidad para manejar esa cantidad de energía. A continuación, se detallan las características de los paneles solares fotovoltaicos y los inversores que se seleccionaron.

a. Paneles solares

Potencia máxima de paneles de venta en el comercio en el país: Se visitaron centros de venta de equipos fotovoltaicos, se seleccionó el panel de mayor potencia de venta en el país es de 450W, marca PEIMAR fabricado en Italia y comercializado por Tecnosol, se trata de un panel de alto rendimiento de silicio mono cristalino, con 144 células de alta eficiencia, para mayores detalles ver el Anexo 13.-Ficha técnica del módulo, sus características son las siguientes:

Características del módulo fotovoltaico seleccionado para el SFV	
Fabricante	PEIMAR (Italia)
Garantía	20 años
Modelo	OR6H450M
Tecnología	Silicio monocristalino PERC
Potencia nominal (P_{nom})	450 W
Tensión a Pmax (V_{mp})	42.17
Voltaje máximo del sistema	1500 V
Número de células por panel	144 c
Rango de temperatura de operación ° C	Rango - 40° y 85°
Eficiencia del módulo	20.70%
Corriente nominal (I_{nom})	10.67 Amp
Voltaje de circuito abierto (V_{oc})	49.93V
Corriente de corto circuito (I_{sc})	11.49 A

Tabla 5.-Datos eléctricos del módulo seleccionado.

Fuente: Ficha técnica del módulo OR6H450M de PEIMAR

Medidas del panel fotovoltaico: El panel tiene las siguientes dimensiones: 2.094 metros de largo por 1.038 metros de ancho, para un área de 2.18 metros

cuadrados, por recomendaciones del fabricante, al instalarse los módulos debe dejarse 6.5 mm de distancia entre los ellos, por lo que debe agregarse 4 mm a la medida de ancho del panel. En el Anexo 13, está la ficha del panel Peimar.

b. Inversores

El inversor es un equipo fundamental en la instalación eléctrica fotovoltaica, ya que permite la conversión de la energía generada por los paneles fotovoltaicos de corriente continua a corriente alterna. El inversor propuesto es el FRONIUS, el cual cuenta con un rendimiento del 97.8%, según el fabricante SYMO, es un inversor de onda sinusoidal, fabricados en España y Austria (ver Anexo 14.-Ficha técnica del Inversor). Para la selección y dimensionamiento del inversor, se contó con el apoyo técnico de la empresa comercializadora Tecnosol, una vez seleccionado el tipo y la cantidad de inversores se procede a su verificación a fin de revisar si las cantidades determinadas cubrían la cantidad de paneles por cada SFV. En la siguiente tabla se muestran las características más importantes del inversor antes mencionado:

Modelo del inversor	FRONIUS SYMO
P _{máx} del generador fotovoltaico	15 kWp
Potencia dc Max del generador, kWpico	22.5 kW
Tensión de entrada máx	1000 V
Rango de tensión de entrada	200 a 1000 V
Numero de MPP	2
Rango de tensión MPP	200-800V
Corriente máx de entrada	33 Amp
Max Id _{cmax1} , Id _{cmax 2}	Id _{cmax} MPP1: 33 Amp Id _{cmax} MPP2: 27 Amp
Eficiencia	97.80%
Rango de Temperatura °C	-40 +60 °C

Tabla 6.-Datos técnicos del Inversor. Fuente: SYMO



Figura 13.-Imagen de referencia del Inversor FRONIUS SYMO 15 kW.

Fuente: página web de FRONIUS www.fronius.com

5.6. Procedimiento para el dimensionamiento del SFV

Para evaluar las opciones de los sistemas fotovoltaicos, se establecen las siguientes premisas:

- Primer SFV - Que abastezca la energía diaria de diseño que requiere el edificio, su base es el cálculo del consumo promedio diario registrado en las mediciones de abril 2019 = 402.77 kWh
- Segundo SFV - Que abastezca el 70% de la energía que requiere el edificio, se calculó el 70% de 402.77 kWh= resultando 281.94 kWh.

i. Cálculo del número de módulos solares

Para calcular el número de módulos o paneles solares es necesario conocer el consumo diario de energía, el que se obtuvo de la medición realizada en el edificio en el mes de abril del 2019. Se usa la siguiente fórmula para determinar el número de paneles necesarios para cada una de las variantes:

$$N_p = (\text{Consumo diario del diseño kWh} \times 1000) / (\text{Potencia del panel} \times \text{horas sol promedio} \times \text{Factor de Eficiencia})$$

Para el primer SFV:

$$N_p = (402.77 \times 1000) / (450 \times 5.67 \times 0.7) = 225.39 \text{ paneles se redondea a } 226$$

Para el segundo SFV:

$N_p = (281.94 \times 1000) / (450 \times 5.67 \times 0.67) = 157.77$ paneles se redondean a 158 paneles

Se hace la observación que esta cantidad de paneles se ajustará posteriormente al seleccionar los inversores y las conexiones en serie y en paralelo de cada uno de ellos.

	Detalle del Calculo	
Evaluacion de generacion de energía	Primer SFV	Segundo SFV
Requerimiento de energía diaria del edificio, Wh	402,773.91	281,941.74
Requerimiento de energía diaria del edificio, kWh	402.77	281.94
CALCULO DE NUMERO DE PANELES NECESARIOS		
Consumo de diseño (kWh)	402.77	281.94
Hp=Horas sol al día promedio	5.673	5.673
Fe=Factor de Eficiencia del sistema	0.7	0.7
PpW=Potencia del panel	450	450
$N_p = (\text{Consumo del diseño kWh} \times 1000) / (\text{Potencia del panel} \times \text{Horas prom} \times \text{Eficiencia del sistema})$		
$N_p = (\text{Consumo Wh} \times 1000) / (450 \times 5.673 \times 0.7)$		
Np= Número de paneles	225.39	157.77
Numero de paneles redondeado	226	158
Potencia del sistema calculada Pp x Np, W	101,700.00	71,100.00
Potencia del sistema, kW	101.7	71.1

Tabla 7: Cálculo de número de paneles del SFV. Elaboración propia

Potencia instalada del SFV - La potencia a instalar en el proyecto, estará definida por la suma de las potencias nominales de las unidades de generación (panel fotovoltaico), Una vez seleccionado el tipo de módulo y conociendo el número de paneles del sistema se calcula la potencia nominal del sistema de los dos escenarios utilizando la ecuación de la potencia instalada de la siguiente manera:

Primer escenario – cobertura del 100% del requerimiento de energía en el edificio, con 226 paneles de 450 W cada uno:

$$P_{inst} = 226 \times 450 \text{ W} = 101.7 \text{ kW}$$

Segundo escenario – cobertura del 70% del requerimiento de energía en el edificio, con 152 paneles de 450 W cada uno:

$$P_{inst} = 156 \times 450 \text{ W} = 71.1 \text{ kW}$$

Este valor se ajusta al hacer el cálculo de conexión de los paneles por inversor.

Una vez definida la potencia del generador fotovoltaico, el siguiente paso es especificar la configuración de los paneles fotovoltaicos con el objetivo de que, ante cualquier variación de temperatura por las condiciones climáticas del lugar, el rango de tensiones a la salida del generador fotovoltaico debe estar dentro del rango de tensiones admisibles a la entrada del inversor.

Para determinar el rango de tensiones admisible a la entrada del inversor, se debe asociar en serie y en paralelo un número de módulos por ramal, de forma que cumpla con los criterios de tensión mínima de entrada del inversor, pero buscando siempre que la configuración serie-paralelo de los módulos fotovoltaicos produzca un rango de tensión que este dentro del rango de tensión del punto de máxima potencia del inversor, para obtener el máximo rendimiento a la instalación.

ii. Cálculo del número de inversores

Para calcular el número de inversores, es necesario conocer el voltaje de entrada al inversor en corriente continua y la potencia demandada por las cargas. También se requiere calcular también el voltaje y la corriente generada en el punto de máxima potencia de funcionamiento de los paneles solares.

El voltaje de máxima potencia que ofrece el generador fotovoltaico ($V_{MPtotal}$), se obtiene multiplicando el valor del voltaje de máxima potencia (V_{MP}) de cada panel por el número de paneles conectados en serie (N_{serie}) en cada ramal del generador: $V_{MPtotal} = V_{mp} \cdot N_{serie}$

Para el cálculo de la corriente que suministra el generador fotovoltaico cuando proporciona la máxima potencia ($I_{MPtotal}$), se multiplica la intensidad de corriente

máxima (IMP) en el punto de máxima potencia o potencia pico del módulo instalado por el número de paneles colocados en paralelo (Nparalelo) o ramales, es decir: $IMP_{total} = Imp \cdot N_{paralelo}$

En cuanto a la potencia nominal que debe tener el inversor, se debe tener en cuenta que éste debe satisfacer la potencia máxima prevista de consumo instantáneo, que constituye el consumo del edificio de la facultad, incrementado en al menos un 35% para tener en cuenta los "picos de arranque" que generan algunos electrodomésticos, como aire acondicionados, que hacen aumentar su potencia nominal durante su puesta en marcha. La potencia nominal del inversor (P_{inv}) deberá ser la calculada por la siguiente expresión:

Por último, decir que en el mercado se pueden encontrar inversores de distintos tipos, tanto de onda senoidal pura (PWM) como de onda senoidal modificada (MSW). Éstos últimos, aunque pueden alimentar a la mayoría de electrodomésticos actuales, también pueden tener problemas con aparatos electrodomésticos de cargas inductivas, como son los motores eléctricos.

Los inversores de onda senoidal pura (PWM), sin embargo, describen mejor la forma de onda que proporciona la red eléctrica y en consecuencia es la mejor opción para alimentar los equipos eléctricos y electrónicos actuales. El modelo a seleccionar debe tener una forma de onda senoidal pura.

Calculo de paneles en serie: - Se usa la siguiente fórmula para calcular la cantidad de paneles en serie:

Numero de paneles en serie: $(V_{nd}/V_{mp})/No. Mpp$

Donde:

V_{nd} - Voltaje nominal de diseño que es el rango máximo de tensión de MPP del inversor, el cual es 800v se deja 100v de margen de reserva y se usa 700v.

V_{mp} -Tensión a potencia máxima V_{mp} del panel fotovoltaico es 42.17 v

Número de entradas Mpp en el inversor: 2

Puntos de conexión en el inversor por Mpp: cada Mpp tiene 3 puntos de conexión de ramales

$N_p \text{ serie} = (700/42.17)/2 = 8.3$ paneles por ramal, se redondea a 8, ya que hay dos entradas en el inversor, cada entrada tiene dos ramales con 8 paneles

Voltaje de arreglo en serie: $N_p * V_{mp} = 8 * 42.17 = 337.36v$

Calculo de paneles en paralelo:

$N_p \text{ paralelo} = I_{max}/I_{mp}$

Donde:

I_{max} es la corriente máxima del inversor, en este caso es 50 amperios, pero como son dos entradas, se puede usar el dato promedio, $50/2 = 25$ amperios

I_{mp} es la corriente del panel es 10.67 amperios

$N_p \text{ paralelo} = 25/10.67 = 2.34$, se redondea a 2

Calculo de arreglo de Paneles por entrada	
Voltaje Nominal de diseño(V_{nd})	700
No paneles en serie(V_{nd}/V_{mp})/ $N_{entr} = (700/42.17)/2$	8.30
No de paneles en serie redondeado	8
Voltaje de arreglo en Serie($N_p * V_{mp}$)	337.36
Corriente promedio por entrada de Inv, amp	25
Corriente de arreglo en serie, amp	10.67
No de arreglos en Paralelo(I_{max}/I_{mp})	2.34
No de arreglos en paralelo redondeado	2
Corriente de arreglo en paralelo por entrada, amp	21.34
Resumen	
No de paneles en serie por ramal en cada entrada del inversor	8
No de arreglos en paralelo	2
No de Paneles por entrada de Inv	16
No de Paneles por Inversor	32

Tabla No. 8 Resumen de cálculo de paneles por inversor, elaboración propia

Calculo de Inversores necesarios y ajuste de paneles:

Para la primera opción:

Potencia del SFV: 101.7 kW, al calcular el número de paneles por inversor son 32 paneles por cada uno de ellos, $226 \text{ entre } 32 = 7.06$ inversores, 7 inversores por 32 paneles = 224, quedan 2 paneles a instalar en un octavo inversor, sin embargo, con el fin de maximizar el uso de los inversores, y que no es viable agregar un inversor más al diseño, se eliminan estos 2 paneles y se ajusta la potencia del SFV, 224 paneles por 450 W = 100.8 kW. La potencia en inversores es 7 por 15 = 105 kW.

Para la segunda opción: Sistema Fotovoltaico de 71.1 kW, se seleccionaron 5 inversores de 15 KW de potencia nominal, para una potencia total en inversores de 75 kW, que es mayor que la suma de la potencia de los paneles.

Criterios para la conexión paneles a los inversores

Criterio 1: La potencia generada por el arreglo de paneles (Σ paneles por la potencia unitaria) no puede ser mayor a la potencia nominal del Inversor.

Criterio 2: El voltaje generado por el arreglo de paneles en serie debe estar dentro del rango permitido por inversor, se deja 700v, con un margen de 300v de crecimiento

Criterio 3: La corriente generada por el arreglo de paneles en paralelo no puede ser mayor a la permitida por el inversor en cada una de sus entradas y la total del inversor, los límites de corriente del inversor son en la entrada uno 33 amperios y la entrada dos es 27 amperios, y la corriente total es 50 amperios.

Diseño de conexión de paneles a los Inversores

Para el SFV de 100.8 kW (100%) se seleccionaron 7 inversores de 15 kW cada uno, con 2 entradas o MPP cada uno; en cada entrada se configuraron 2 agrupaciones de 8 paneles en serie en cada entrada y dos en paralelo, para un total de 32 paneles por inversor. La suma de los paneles es la siguiente: 7 inversores por 32 paneles: 224 paneles, optimizándose el uso de los 7 inversores.

A continuación, detalle:

Parametros	Configuracion del Inversor 1 al 7			
	Entrada 1		Entrada 2	
	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3	Ramal 4
2 ramales por entrada				
Paneles en Serie(Nps)	8	8	8	8
V arreglo(Np*Vmp) V	337.36	337.36	337.36	337.36
I de arreglo(Imp) amp	10.67	10.67	10.67	10.67
I por Entrada(Imp*Narreglo paralelo) amp	21.34		21.34	
I de Inv(Ientrada*Nentrada) amp	42.68			
P seccion en Serie(Nps*Pp) W =Varreglo x Iarreglo	3600	3600	3600	3600
P por Inv, W	14400			
P generada por el Inv, W	15000			

Tabla 9. Conexión de los módulos solares por inversor SFV 100.8 kW, Fuente: elaboración propia

Para el SFV de 71.1 kW

Se seleccionaron 5 inversores de 15 kW cada uno, con 2 entradas por inversor, para los inversores del 1 al 4, se usa la misma configuración de los inversores (1-7) del SFV 100.8 kW, para un total de 128 paneles en los cuatro inversores y para el quinto inversor se emplea 2 agrupaciones de 15 paneles en cada entrada. Para un total de 158 paneles. A continuación, detalle:

Parametros	Configuracion del Inversor 1 al 4			
	Entrada 1		Entrada 2	
	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3	Ramal 4
2 ramales por entrada				
Paneles en Serie(Nps)	8	8	8	8
V arreglo(Np*Vmp) V	337.36	337.36	337.36	337.36
I de arreglo(Imp) amp	10.67	10.67	10.67	10.67
I por Entrada(Imp*Narreglo paralelo) amp	21.34		21.34	
I de Inv(Ientrada*Nentrada) amp	42.68			
P seccion en Serie(Nps*Pp) W =Varreglo x Iarreglo	3600	3600	3600	3600
P por Inv, W	14400			
P generada por el Inv, W	15000			

Parametros de diseño	Inversor 5	
	Entrada 1	Entrada 2
Un ramal por entrada		
Paneles en Serie(Nps)	15	15
V arreglo(Np*Vmp) V 13 x 42.17	633	633
I de arreglo(Imp) amp	10.67	10.67
I por Entrada(Imp*Narreglo paralelo) amp	21.34	
I de Inv(Ientrada*Nentrada) amp	21.34	
P seccion en Serie(Nps*Pp) W =Varreglo x Iarreglo	6750	6750
P por Inv, W	13500	
P generada por el Inv, W	15000	

Tabla 10. Conexión de los módulos solares por inversor SFV 71.1 kW, Fuente: elaboración propia

Ver en anexos 5 y 5.1 la configuración de conexión de los paneles a los inversores de los SFV

Área prevista para el montaje de los SFV: el SFV de 100.8 kW ocupará un área estimada de 504 metros cuadrados y el SFV de 71.1 kW ocupará un área estimada de 356 metros cuadrados. Estas áreas se ajustarán en dependencia de las condiciones de diseño y los espacios necesarios entre las filas de paneles para el mantenimiento.

RESUMEN DE DATOS	Primer SFV	Segundo SFV
Energía diaria requerida, kWh	402.77	281.94
Potencia pico kWp del SFV	100.8	71.1
Numero de paneles necesarios	224	158
Area del panel de 450 W = 2.094 m x 1.078 = 2.25 m ²	2.25	2.25
Area disponible en el techo, mts ²	737	737
Area total prevista en el techo	504.00	355.50
Area sobrante en mts ²	233.00	381.50

Tabla No. 11 detalle del área estimada en metros cuadrados por SFV. Fuente elaboración propia

Ubicación de los componentes del SFV: Exceptuando los paneles solares (o módulos) que se instalan a la intemperie, los inversores se deben instalar dentro

del local en un sitio protegido, que sea seco, fresco, ventilado, sin polvo y que este lejos del alcance de personas no autorizadas.

5.7. Cableado y protecciones

Para el cálculo de las secciones de los cables conductores y de las protecciones se distinguirá entre la parte de la instalación que funciona en continua (directa) y la parte de la instalación que funciona en corriente alterna. Cada uno de los tramos que componen la instalación poseerá una sección diferente de los conductores debido a que la intensidad de corriente que circula por cada uno de ellos será diferente dependiendo los equipos que interconecten.

a) Instalación en corriente continua o directa (CC / DC)

Todos los tramos en corriente continua se van a componer de dos conductores activos (positivo y negativo) en cable de cobre con aislamiento 0,6/1 kV y cubierta en PVC. Para el cálculo de la sección de cable (S) en los distintos tramos donde circula la corriente continua (directa), y que comprende desde la salida de bornes en la caja de conexión de los módulos fotovoltaicos hasta la entrada en el inversor, se empleará la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta V \cdot \sigma}$$

Donde,

S es la sección del cable conductor, en mm².

L es la longitud del cable conductor en ese tramo, en m.

I es la intensidad de corriente máxima que circula por el conductor, en A.

ΔV es la caída de tensión máxima permitida en los conductores.

σ es la conductividad del material que forma el conductor, en este caso cobre, cuya conductividad a 90°C es de 44 m/Ω·mm².

CALCULO DEL CABLE A UTILIZAR EN EL SFV		
CALCULO DEL DIAMETRO DEL CABLE DEL PANEL AL INVERSOR		
I panel	$S = \frac{2 * L}{\gamma * U} * I$	10.67
Vmp		42.17
Distancia del Modulo al Panel de protecciones e Inversor (CC), mts		55
V linea de salida, v		220
I Linea de entrada al inversor, amp		21.7
U: Caída de tensión en voltios = (%caída de tensión)(tensión)		
U = (1%) (Vmp*N°P.serie) = (0.01)(42.17 V * 8) = 3.37 V		
U = (1%) (Vmp*N°P.serie) = (0.01)(42.17 V * 15) = 6.33 V		
Caída de tension maxima permisible, v		4.85
Fórmula del diametro del cable para la distancia de los paneles al inversor es:		
$S = 2 * L * I * \gamma / \%V$		
γ: resistividad del conductor a 90°C para aislamiento XLPE = 1/44 m/Ω. mm ²		0.023
	S mm	11.19
Cable seleccionado No. 6		AWG

Tabla No.12 Resumen de cálculos del diámetro y cable seleccionado en corriente continua del panel al inversor. Fuente: elaboración propia

b) Instalación en corriente alterna (AC):

De la salida del inversor hasta la entrada al panel eléctrico, el tramo es de tipo monofásico y se van a componer de dos conductores (fase y neutro), además del conductor de protección, en cable de cobre con tensión nominal 0,6/1 kV y aislante en PVC. Para el cálculo de la sección (S) de los conductores activos en los tramos de corriente alterna monofásica, se empleará la siguiente ecuación:

$$S = \frac{\sqrt{3} * Lm * Inom.Inv}{\% \Delta V * VL * \sigma}$$

Donde,

S = es la sección del cable conductor, en mm².

L m= es la longitud del cable entre el inversor y panel de control de corriente alterna dentro del edificio, en metros.

ΔV es la caída de tensión máxima permitida en los conductores, que deberá ser en los conductores de alterna como máximo del 4%.

σ es la conductividad del material que forma el conductor, en este caso cobre, cuya conductividad a 90°C es de 44 m/Ω·mm².

V es la tensión de línea de la red interior del edificio, en Voltios (V).

Para el cálculo de la sección del conductor a la salida del inversor, se usa como corriente 136.58 amperios, a fin de dejar un margen suficiente en la selección del diámetro y del tipo de cable.

Fórmula del diámetro del cable para la distancia de los inversor al panel de control del edificio es:		$S_M = \frac{\sqrt{3} * L_M * I_{N.inv.}}{\%cdt * V_L * \sigma}$
LM (m): Longitud del conductor de conexión entre el inversor al resto de componentes en corriente alterna		35
%cdt o (ΔV): Porcentaje de caída de tensión 4% max permisible		0.04
I max en inversor, amp		42.68
IN.Inv. (A): Corriente nominal del inversor sobredimensionada = 3v Inom A		136.58
VL (V): Tensión de línea		220
σ : Conductividad del conductor a 90°C para aislamiento XLPE = 44 m/Ω. mm ²		44
	Smm	21.38
Cable seleccionado No. 1/0		AWG

Tabla No.13 Resumen de cálculos del diámetro y cable seleccionado en corriente alterna del inversor a las instalaciones internas del edificio. Fuente: elaboración propia

Comprobación de capacidad de conducción de amperaje de los cables seleccionados:

No. 6 AWG – 75 amperios es mayor que la corriente de entrada al inversor

No. 1/0 AWG – 170 amperios es mayor que la corriente máxima de salida del inversor

Ver en anexo 7.5 y 7.6 el detalle del cálculo y las tablas con las características técnicas de los conductores.

c) Protecciones

1. Interruptores Fusibles

Corriente continua - Las protecciones se instalan por ramal en la entrada del inversor, las especificaciones de la ficha técnica del panel solar seleccionado específica, que el fusible a instalar por ramal no puede ser mayor de 20 amperios. Se seleccionan de cartuchos **fusibles de 20 amperios**, PVM-20 operan hasta 600 voltios, de acción rápida, poder de corte o corriente de interrupción de 50 kAmp corriente continua diseñados específicamente para proteger sistemas de energía solar en condiciones de temperatura ambiente extrema y corriente de fallo de bajo nivel.

Corriente alterna: El interruptor seleccionado debe ser menor que la corriente máxima del conductor del tramo, la I_{max} del cable 1/0 AWG es 170 amperios y debe ser mayor que la corriente de salida del inversor en corriente alterna, que es 21.67 amperios, por lo que se selecciona un **fusible de 100 amperios**.

Se necesita la supresión de sobretensiones transitorias que aparecen en las instalaciones de las plantas fotovoltaicas, las que son producidas por diferentes fenómenos y pueden ser:

- Debidas a impactos directos de rayo sobre el sistema de protección externa.
- Debidas a impactos directos y a sus corrientes inducidas y distribuidas en la red eléctrica.
- Transmitidas desde la red de distribución eléctrica y ser de origen atmosférico o por conmutaciones en las líneas.
- Causadas por las variaciones de campo eléctrico como consecuencia de los rayos.

- En un sistema fotovoltaico, el núcleo principal es el inversor, por lo que la protección contra rayos y sobretensiones deberá estar focalizada en dicho equipo.

Para conseguir una correcta protección del inversor, se debe instalar supresores tanto en el lado de DC como en el lado de AC.

Un supresor de transientes es un dispositivo específicamente diseñado para la protección de equipo crítico y sensible a picos de voltaje como tarjetas y circuitos electrónicos de control, servidores, data centers, etc. De acuerdo al tipo de protección se clasifican en: Clase A Al lado de maquinaria/equipo a proteger. Clase B En tableros secundarios. Clase C En la acometida o tablero principal

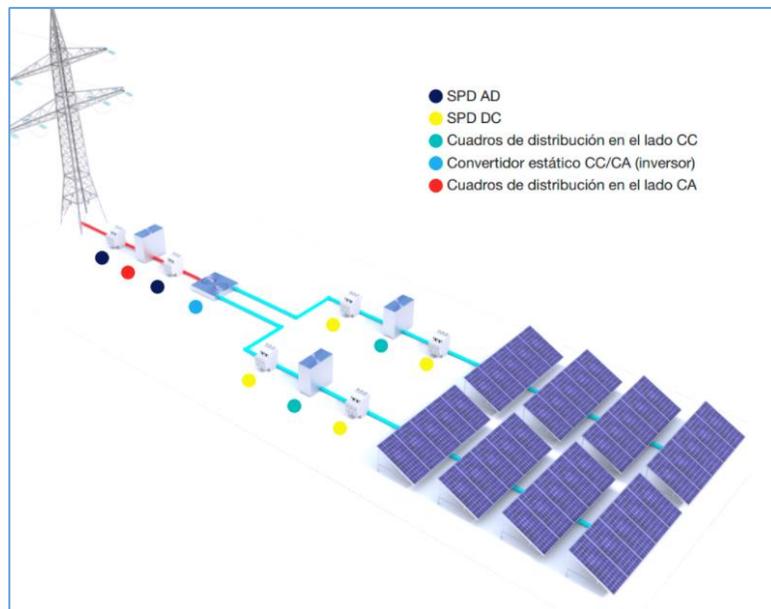


Figura 15: Esquema de protecciones de un SFV con supresores. Fuente: <https://www.ingesco.com/es/productos/protectores-para-plantas-fotovoltaicas>

Para los centros de consumo donde se encuentren elementos como motores, o maquinas industriales se recomienda el siguiente esquema del orden de las protecciones básicas con supresores en un SFV:

1. **Paneles**
2. **SPD DC** – Primer supresor en el lado de corriente continúa
3. *Panel de distribución en corriente continua con interruptores*
4. **SPD DC** - Segundo supresor en el lado de corriente continua
5. **Inversor**
6. **SPD AD**- Primer supresor en corriente alterna
7. *Panel de distribución en corriente alterna*
8. **SPD AD** – Segundo supresor en corriente alterna

Los equipos de protección supresores de corriente continua y alterna se usan para proteger las instalaciones de los transientes o transitorio que es un pico de voltaje instantáneo generado en la red eléctrica por fenómenos externos e internos como relámpagos, conmutación de redes de distribución eléctrica, arranque de equipos, operación de soldadoras y variadores de frecuencia, etc. Tienen duraciones promedio de microsegundos, sin embargo, en este periodo de tiempo, un transitorio puede inducir a una línea eléctrica miles de voltios y amperes de manera fugaz provocando daños a circuitos electrónicos y maquinaria sensible a estos fenómenos. Un supresor de picos y transitorios está diseñado específicamente para la protección contra sobretensiones transitorias. Se dan costos asociados a los picos de voltaje ya que causan ruptura de aislamientos eléctricos y daños en tarjetas de control. Su efecto es principalmente grave en los circuitos de control electrónico en maquinaria. Los componentes expuestos repetidamente a transientes tienen una vida útil promedio menor y a través del tiempo se pueden llegar a tener un funcionamiento inestable e intermitente por el desgaste acumulado. Para los centros de consumo que no cuentan con equipos como motores o maquinas industriales, los esquemas de protección son más sencillos.

Supresor seleccionado para el lado de corriente continua: SLS-PV700 /3Y -
Descargador de rayos y sobretensiones transitorias para circuitos de DC en sistemas fotovoltaicos

SLS-PV700 /3Y - Protector Tipo 2 (Clase C), indicado para la protección de circuitos de corriente en paneles fotovoltaicos. Tiene doble función, como descargador de rayos y suprime sobretensiones transitorias para circuitos de DC en sistemas fotovoltaicos, Tiene una descarga máxima de corriente hasta 40 kA (8/20). Máximo voltaje operativo continuo para aplicaciones fotovoltaicas U_{cpv} 1,2 x U_{oc} stc.

Características

- Conexión V/Y.
- Varistores de óxido de zinc
- Módulos enchufables fácilmente reemplazables con sistema de bloqueo
- Base y módulos configurados para un montaje seguro.
- Mantenimiento sencillo a través de localizador de fallas local.

Descripción	Referencia	NºFases	Grado de protección	Rango temperatura de trabajo	A (mm)	B (mm)	C (mm)	D (mm)	E (mm)	Peso (g)
SLS-PV700 V/Y	370239	3F	IP20	de -40° a 80°C	54	82	72	45	44	340
Parametros del protector										
Voltaje de operación máximo					U_{cpv}					750 V DC
Corriente de descarga nominal (8/20 μ s)					I_n					20 kA
Corriente de descarga máxima (8/20 μ s)					I_{max}					40 kA
Nivel de protección					U_p					3,6 kV
Tiempo de respuesta					t_a					25 ns
Sección transversal de conductores conectados sólidos					ISO:1/35 mm ² ; AWG:17/2					
Sección transversal de conductores conectados trenzados					ISO:1/25mm ² ; AWG:17/4					
Indicación de falla					Si					
Montaje					DIN rail					

Figura 16. Características del Supresor de lado de corriente continua SLS-PV 700.Fuente: <https://www.ingesco.com/es/productos/protectores-para-plantas-fotovoltaicas>

Supresor de picos seleccionado para el lado de corriente alterna - SLS-B+C100/1+1. Protector monofásico (1 polo+ NPE). Descargador de rayos y sobretensiones transitorias para líneas monofásicas (F+N) de 220 V. Protector combinado del tipo 1 y 2 (clase B+C), indicado para la protección de líneas de baja tensión contra descargas de rayo y sobretensiones transitorias de hasta 50kA (10/350) en redes TT (TNS). Recomendado para instalaciones industriales, y edificios con sistemas de protección externa contra el rayo.

Descripción	Referencia	NºFases	Grado de protección	Rango temperatura de trabajo	A (mm)	B (mm)	C (mm)	D (mm)	E (mm)	
SLS-B+C100/3+1	370214	3F+N	IP20	de -40° a 80°C	144	90	72	45	48	
SLS-B+C100/220V	370215	-	IP20	de -40° a 80°C	-	-	-	45	48	
Parámetros					L-N		NPE			
Tensión nominal					U _n	230 V AC		-		
Máxima tensión de trabajo					U _c	260 V AC		255 V AC		
Valor cresta corriente de rayo (10/350µs)					I _{imp}	25 kA		100 kA		
Intensidad nominal de descarga (8/20µs)					I _n	30 kA		100 kA		
Intensidad máxima de descarga (8/20µs)					I _{max}	60 kA		100 kA		
Nivel de protección					U _p	<1,50 kV				
Máxima protección previa por fusibles						250 A gL/gG				
Tiempo de respuesta					t _A	100 ns				
Sección min-max de conexión, conductor rígido						2,5-50mm ²				
Sección min-max de conexión, conductor multifilar						2,5-35mm ²				
Indicador local de defecto						si		no		
Montaje						carril DIN				

Figura 17. Características del Supresor de lado de corriente alterna SLS-B-C100. Fuente: <https://www.ingesco.com/es/productos/protectores-para-plantas-fotovoltaicas>

2. Interruptor general del SFV:

Permite su accionamiento manual y que esté dotado de elementos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos. Se diseñan dos, uno al lado de corriente continua y uno al lado de corriente alterna. Este interruptor será independiente del interruptor de control de potencia del edificio.

3. Protección a tierra

En la sección 690.5 del Código Eléctrico Nacional nos indica: Los arreglos fotovoltaicos de C.C. puestos a tierra deben tener protección de C.C contra fallas

a tierra que cumpla con los siguientes requisitos para reducir los peligros de incendio. Detección e interrupción de fallas a tierra. El dispositivo o sistema de protección contra fallas a tierra debe ser capaz de detectar una corriente de falla a tierra, interrumpir el flujo de la corriente de falla y suministrar una indicación de dicha falla. Se diseñan sistemas a tierra por cada entrada del Inversor y antes de la entrada al panel de control de corriente alterna, todos los sistemas a tierra de cada ramal irán conectados a un solo conductor, que posteriormente se conectará a tierra, de conformidad con la norma 690.5 del CIEN.

5.8. Cálculo de inclinación, orientación y distancia entre paneles

Inclinación: La radiación disponible, depende, obviamente de la radiación solar incidente y de la disposición de los paneles. La disposición de los paneles está determinada por dos ángulos, el azimut u orientación α , que es el ángulo que mide la desviación respecto al Sur (en el hemisferio Norte): y la inclinación o elevación β (ángulo formado por la superficie del módulo y el plano horizontal).

En la siguiente figura se ilustra lo anteriormente expresado.

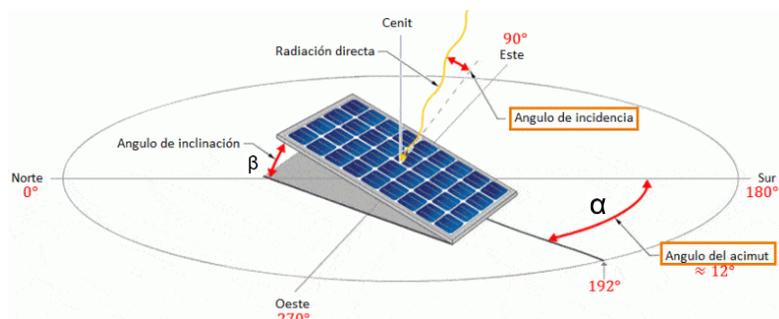


Figura 18.-Ángulos de inclinación de incidencia y de orientación (azimut) de paneles solares.
Fuente: SUNFIELDS Europe

Dado que para el presente proyecto la inclinación de los paneles será fija para todo el año, se debe calcular la inclinación en la cual los paneles recibirán la mayor cantidad de radiación a lo largo de todo el año. El ángulo óptimo de inclinación del generador fotovoltaico que garantiza su mejor aprovechamiento varía de acuerdo

al lugar, por eso se puede relacionar con la latitud ϕ de un determinado lugar donde se instalara el sistema FV mediante la siguiente ecuación:

$$\beta = 3.7 + 0.69\theta$$

Donde:

β = Ángulo óptimo de inclinación

θ =Latitud del edificio de Postgrados (12°)

Por lo tanto, calculando el ángulo óptimo se tiene:

$$\beta = 3.7 + 0.69(12) = 11.98 \approx 12^\circ$$

De la planta arquitectónica se conoce que el techo del edificio tiene una pendiente de 7°, por lo que los 5° adicionales se obtendrán por medio del sistema de anclaje de los paneles.

Orientación: La orientación de diseño para la instalación de los paneles del SFV es Sur. Para el montaje en el techo, hay que hacer adecuaciones, ya que la orientación del edificio, es 19° en dirección Sur, esto se revisó mediante la medición angular de la orientación del edificio, en el software AutoCAD, y se verificó en Google maps, los resultados de la medición se muestran en la figura 19:

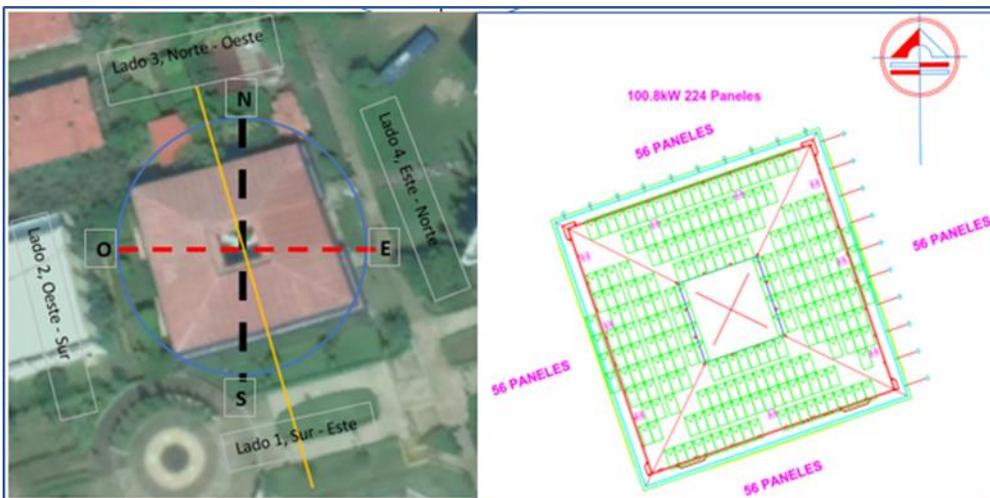


Figura 19.-Orientación de los paneles fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia

De acuerdo al manual del fabricante PEIMAR, en el hemisferio norte septentrional o norte, los módulos deben estar orientados hacia el sur, mientras que en el meridional deben estar dirigidos hacia el norte. En el caso de Nicaragua, la orientación de los módulos debe ser sur.

Distancia: La distancia “d”, medida sobre la horizontal, que hay que dejar entre cada fila de paneles, viene marcada por la latitud ϕ del lugar de instalación, ya que en función de este parámetro varía el ángulo de incidencia solar.

Esta distancia deberá garantizar al menos un mínimo de cuatro horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno, esto con el objetivo que la sombra proyectada de una fila de paneles no incida sobre la otra fila contigua durante el tiempo estimado para las horas sol aprovechable del sistema.

En la siguiente figura se ilustra la distancia óptima de una fila con respecto a otra a la hora y la proyección máxima de la sombra.

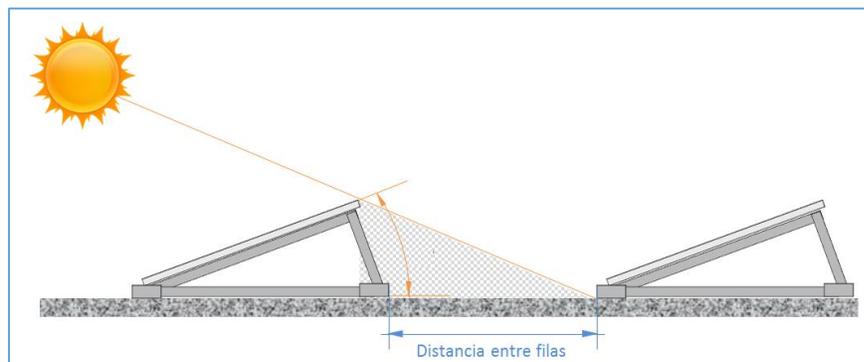


Figura 20.-Distancia óptima entre filas de paneles.

Fuente: <https://www.conermex.com.mx/>

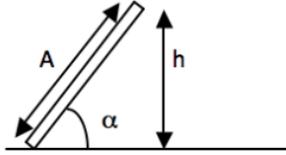
La distancia entre filas “d”, se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})}$$

Donde:

h: es la altura máxima de obstáculo (altura del panel inclinado sobre el techo).

Latitud: es la latitud del sitio de instalación (12°).



Para calcular "h", haciendo uso de la trigonometría se tiene que: $h = A \times \text{sen}\alpha$

Donde, A= la longitud del panel (2.094 m).

α =ángulo formado entre el techo y el panel.

Sustituyendo valores y desarrollando la ecuación se obtiene lo siguiente:

$$d = \frac{A \times \text{sen}\alpha}{\tan(61 - \text{latitud})}; \quad d = \frac{2.094 \times \text{sen}(12)}{\tan(61 - 12)} = 0.35 \text{ m} = 35 \text{ cm}$$

Por lo tanto, la distancia óptima entre filas de paneles será de 35 cm.

5.9. Estructura seleccionada para el montaje de los paneles fotovoltaicos:

La estructura para montar los paneles fotovoltaicos, será fija, los juegos de montaje vienen para instalar varios paneles (son regulables), en dependencia de cómo se requieran y también pueden ser colocados o ensamblados uno al lado del otro, hasta conformar las hileras que se diseñaron.

Se seleccionó el sistema marca Chiko, fabricado en China está diseñado como un sistema modular de unidad de ensamblaje con materiales que permite a un instalador para instalar cualquier módulo en casi cualquier situación de montaje o de configuración. Los componentes son fáciles de instalar y de utilizar en todo tipo de techos. Especificaciones técnicas: Angulo de inclinación regulable: 0 ° y 45 ° y paredes, longitudes: 2,3 y 4 módulos, velocidad del viento: 60 m / s, adecuado para todo tipo de módulos fotovoltaicos estándar. Ver la ficha técnica en el Anexo 15.

La estructura para el montaje de los paneles está fabricada de aluminio, los tornillos para el anclaje de los paneles a la estructura y a la superficie del techo son de acero inoxidable.



Figura 21 Estructura de aluminio para el montaje de los paneles solares

5.10. Cálculo de pérdidas y rendimiento del sistema

Antes de calcular el rendimiento de un sistema fotovoltaico, hay que calcular las pérdidas eso determina que tan eficiente es, para esto se calculan los siguientes factores:

Las pérdidas del inversor Fronius, según la ficha técnica es del 2.2%, para una eficiencia del 97.8%.

Pérdidas del cableado - La Normativa del Servicio Eléctrico establece el 8% de pérdidas por caída de voltaje, por lo que las pérdidas por el cableado se toman del 4%, para una eficiencia del 96%.

Las pérdidas por temperatura del panel, es variable cada mes, depende de la temperatura del medio ambiente en la zona del proyecto, para lo que se trabajan con los siguientes valores:

- Temperatura de diseño – es la temperatura 10 metros sobre el nivel de la superficie, se toma los valores máximos de la página de datos meteorológicos de la NASA, ver Anexo 7.1, los valores son variables mes a mes.
- Temperatura de operación del panel – se le suman 15 grados centígrados a la temperatura de diseño
- El coeficiente de temperatura de la potencia de salida máxima (Pmax), según la ficha técnica del módulo de 450 W de Peimar es $-0.37\%/^{\circ}\text{C}$
- Cálculo de caída de eficiencia de temperatura – a la temperatura de operación del panel se le restan 25 grados centígrados y se multiplica por el coeficiente de temperatura de la potencia de salida máxima del panel $0.37\ \%/^{\circ}\text{C}$

La eficiencia de temperatura del panel – al 100% se le resta el resultado de caída de eficiencia del panel.

Pérdidas por orientación e inclinación del panel – Este factor está compuesto por la suma de las pérdidas por orientación del SFV en relación al Sur, más la suma de las pérdidas por inclinación del panel.

Perdidas por orientación del panel: es el resultado de multiplicar el factor 0.08% por cada grado de desviación del sur geográfico, como el edificio tiene 19 grados de desviación en relación al Sur, ($19 \times 0.08 = 1.52\%$), tiene 1.52% de pérdidas.

Pérdidas por inclinación del panel – es el resultado multiplicar el factor 0.02% por cada grado de desviación de los paneles, en relación a la inclinación óptima, dado que está considerado que el SFV tenga 12 grados de inclinación óptima, y serán montados sobre estructuras diseñadas para eso, y no directamente sobre el techo, se considera que la desviación es cero. La efectividad es 100% menos las perdidas por orientación: $100\% - 1.52\% = 98.48\%$

Pérdidas por polución – Estas pérdidas se dan por la suciedad y polvo acumulados en los paneles, esto disminuye la potencia, para disminuir estas pérdidas se recomienda limpiar semanalmente los paneles. Se consideran el 3% de pérdidas por polución, para una eficiencia del 97% por polución.

La Eficiencia del sistema: es el resultado de la multiplicación de las eficiencias arriba detalladas, los resultados oscilan desde 82.75% del mes de abril a 84.15% de los meses de noviembre y diciembre. En el Anexo 7, están los resultados de los cálculos.

RENDIMIENTO DEL SISTEMA

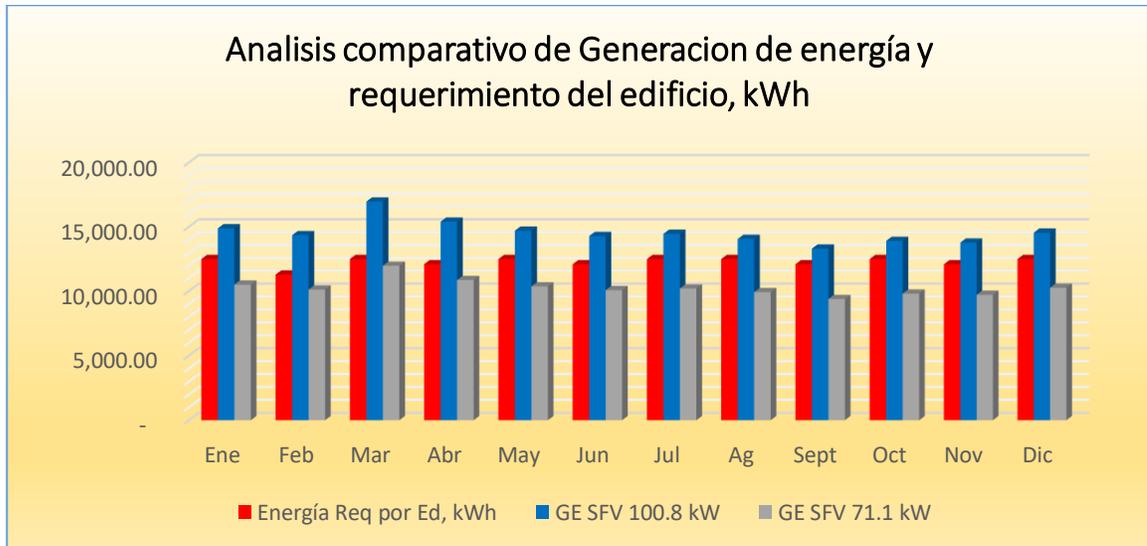
Se expresa por medio de la generación que ese sistema es capaz de producir, por lo que para conocer la generación de energía anual del sistema se utilizó la siguiente metodología de cálculo: Energía SFV: (Ef. Sistema x Horas solares x Número de paneles x Potencia del panel)/1000, obteniendo los siguientes resultados:

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
Eficiencia del sistema	83.98%	83.45%	82.98%	82.75%	83.35%	83.85%
Potencia del panel solar	450	450	450	450	450	450
Ajuste de Potencia del Panel x Ef del sistema	378	376	373	372	375	377
Horas Solares	5.7	6.1	6.5	6.2	5.6	5.6
Días mes	31	28	31	30	31	30
Numero de paneles (100.8 kW) 100%	224	224	224	224	224	224
Numero de paneles (71.1 kW) 70%	158	158	158	158	158	158
Generacion SFV 100.8 kW	14,879.15	14,343.47	16,958.74	15,389.81	14,689.30	14,274.99
Generacion SFV 71.1 kW	10,495.11	10,117.27	11,961.97	10,855.31	10,361.20	10,068.97
	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Eficiencia del sistema	83.78%	83.71%	83.91%	84.08%	84.15%	84.15%
Potencia del panel solar	450	450	450	450	450	450
Ajuste de Potencia del Panel x Ef del sistema	377	377	378	378	379	379
Horas Solares	5.5	5.4	5.2	5.3	5.4	5.5
Días mes	31	31	30	31	30	31
Numero de paneles (100.8 kW) 100%	224	224	224	224	224	224
Numero de paneles (71.1 kW) 70%	158	158	158	158	158	158
Generacion SFV 100.8 kW	14,451.17	14,047.34	13,296.66	13,898.41	13,766.04	14,540.43
Generacion SFV 71.1 kW	10,193.24	9,908.39	9,378.89	9,803.34	9,709.97	10,256.20

Tabla 14: Calculo de generación de energía de los SFV analizados

Fuente: elaboración propia

En el anexo 7.1, 7.2, 7.3, y 7.4 pueden ver el detalle de la generación de los SFV. La cobertura de las necesidades del edificio, se representa en la siguiente gráfica:



Grafica No. 6 Comparación de la generación de los SFV 100.8 y 71.1 kW contra el requerimiento de energía del edificio.

De la figura anterior se puede concluir que el sistema de 100.8 KW es capaz de suplir en mayor porcentaje el requerimiento de energía que necesita el edificio, incluso en momentos en que la demanda disminuye, el sistema podrá inyectar energía a la red interna del RUSB, la cual podría ser aprovechada en otra ubicación del mismo Recinto.

Producto del mismo análisis, se puede señalar que, en los períodos de jornadas diurnas con radiación solar, en los que el edificio disminuya su requerimiento de energía, como por ejemplo a medio día, días feriados o bien vacaciones la producción de energía del sistema FV podrá ser consumida por el Recinto Universitario.

5.11. Variantes de montaje del SFV 100.8 kW

Con el objetivo de presentarles opciones para la toma de decisiones, se trabajó el diseño del SFV de 100.8 kW con el montaje de dos maneras:

- Montaje sobre el techo del edificio de posgrado

- Montaje sobre una estructura metálica a construir en la zona del parqueo contiguo al edificio de posgrado.

Montaje sobre el techo del edificio de posgrado: - Previo al montaje de los paneles solares en el techo, se hizo el presupuesto para darle mantenimiento, que incluye limpieza, pintura, sellado de goteras, este costo adicional de U\$ 1,087 dólares se incluyen dentro del monto del SFV para un total de U\$ 119,095.03 dólares

Montaje sobre estructura del parqueo – Se proyectan los costos de una estructura metálica rectangular de 28 metros de ancho por 32 metros de largo, con un monto de U\$ 8,228.57, con el objetivo de instalar los paneles en la parte superior y que puedan servir de techo. El monto total del SFV es de U\$ 127,308.86 dólares.

Ventajas y desventajas de instalarlo sobre el techo del edificio:

Ventajas:

- Se aprovecha el área existente en el techo

Desventajas:

- Este limitado por el área, no se puede ampliar la cantidad de paneles en el techo.
- Hay que invertir en un costo adicional en las estructuras de montaje de las filas de los paneles para que todos queden orientados hacia el Sur, en el presupuesto se calcula un sobre costo del 30%.
- Los costos de mantenimiento son mayores ya que hay que hacer adecuaciones en el techo como sellado de goteras, cambio de láminas de zinc, además de eso se dificultan más labores de lavado y limpieza de los paneles, por esta razón se calcula un 2% anual del costo de la inversión inicial para cubrir los costos de mantenimiento del SFV.

Ventajas y desventajas de instalarlo en el parqueo:

Ventajas:

- Existen muchas opciones de diseño para el montaje de SFV sobre áreas exteriores, pueden servir como techos de canchas deportivas o auditorios al aire libre para ser usados por los estudiantes en sus ratos de esparcimiento o para actividades académicas de la universidad.
- Pueden servir de techo para el parqueo de vehículos.
- Es más fácil realizar el mantenimiento y lavado de los paneles fotovoltaicos.
- Cuando se instalan no es necesario perforar las láminas de zinc del techo de los edificios, por esta razón se calcula un 1% anual del costo de la inversión inicial para cubrir los costos de mantenimiento del SFV.
- No hay limitación para la expansión del sistema fotovoltaico, en comparación cuando se instala sobre el techo del edificio, el aumento del número de los paneles está limitado por el área disponible del techo.

Desventajas:

- Hay que construir una estructura independiente del edificio de posgrado, para ello hay que incurrir en costos adicionales que se incluyeron en el presupuesto del proyecto.

En los Anexos 6 y 6.3 se detallan los rubros que componen el presupuesto de cada uno de las variantes.

5.12. Diagramas de los sistemas fotovoltaicos

Se elaboraron los diagramas de la conexión de los paneles en los inversores de los dos SFV el de 100.8 kW y el de 71.1 kW, y los diagramas generales de la orientación e instalación de los SFV tanto en techo como en el parqueo, con la

excepción del SFV de 71.1 KW que solo se analiza instalado en el techo. En el Anexo 16, se pueden observar.

5.13. Costos de operación y mantenimiento (O&M)

La operación incluye el monitoreo, supervisión y control de la planta eléctrica fotovoltaica. También implica el enlace o la coordinación de las actividades de mantenimiento, la gestión de partes de repuesto es una parte inherente y sustancial de O&M, cuyo objetivo es asegurar que las partes de repuesto estén disponibles de manera oportuna para el mantenimiento correctivo, a fin de minimizar el tiempo de inactividad del SFV.

Los costos de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos de generación de electricidad son bajos y son alrededor de un 0,5% a un 1,5% anual de los costos de inversión inicial (Breyer et al, 2009; IEA, 2010c) Por lo anterior el costo de Operaciones y Mantenimiento para el proyecto, se calculó en 1% de los costos de inversión, en cada uno de los escenarios evaluados.

La responsabilidad del sistema SFV, puede ser asumida por un técnico encargado del control y seguimiento de las instalaciones, cuando se necesite hacer trabajos de sustitución de equipos pueden contratar los servicios de empresas instaladoras de SFV y de requerirse algún tipo de apoyo adicional, una alternativa factible es el involucramiento de los estudiantes. Dado que el grado de complejidad para brindar el mantenimiento en la estructura de techo es mayor que la que se hace en la estructura sobre el parqueo, se calcula que el costo de mantenimiento del SFV en el techo es del 2% anual, y que el costo de mantenimiento del SFV en la estructura en el parqueo será del 1% anual, estos dos porcentajes están basados sobre el costo inicial del proyecto.

5.14. Mantenimiento preventivo y correctivo del SFV.

El mantenimiento preventivo se realizará periódicamente, está compuesto principalmente por inspecciones visuales a las instalaciones, así como la verificación de que todos los componentes y equipos de la misma funcionan correctamente. Esta actividad deberá realizarse semestralmente, y se realizarán las revisiones del estado de los módulos solares, de los soportes de los módulos, de las protecciones eléctricas, las conexiones, y del estado de los inversores.

En el mantenimiento correctivo, el personal técnico se encargará de la sustitución o arreglo de los equipos de la instalación que hayan sido dañados para asegurar su buen funcionamiento. Este mantenimiento no se realizará de forma periódica, sino que será cada vez que ocurra alguna avería de la instalación. El mantenimiento correctivo que sea realizado durante el periodo de garantía de la instalación, no implicará costos para el usuario si se han cumplido todas las condiciones de garantía que fueran dadas por la empresa instaladora.

5.15. Propuesta de plan de mejora de eficiencia de los equipos

Cuando se hizo el levantamiento de los equipos existentes en el edificio de posgrado se observó que el mayor componente son las computadoras de escritorio (54.45%) y los aires acondicionados (33.89%), para elaborar el plan de eficiencia, se tomaron en cuenta únicamente estos equipos. En el edificio hay 4 aires acondicionados de ventana de 9,000 BTU, y 17 aires acondicionados de 60,000 BTU., para trabajar el plan de sustitución de cotizaron en los negocios locales cual son los aires acondicionados más eficientes de venta en el mercado, encontrando que en el negocio M y M Mántica ofrecen aires inverter de 9,000 BTU SER 42 y de 60,000 BTU SER 18, la propuesta que se plantea es sustituir todos los aires acondicionados existentes por los equipos más eficientes.

En el caso de las computadoras, en el censo de carga se encontró que hay 207 computadoras de escritorio y 29 computadoras portátiles. Ya que el centro de estudios aún no cuenta con cursos en la jornada semanal diurna que garantice el 100% de uso de todos los auditorios y laboratorios, se plantea la propuesta de sustituir 100 computadoras de escritorio por portátiles, y en dependencia del crecimiento de las actividades académicas planificar la sustitución de las restantes. La valoración económica se hace conjunta, considerando ejecutarlo con préstamo y con fondos propios.

Cuando se proyecta el retiro de los aires acondicionados por unidades más eficientes con SEER 42 y 18, se obtiene un ahorro del 46% del consumo de energía de los aires, para el cálculo del ahorro se proyectan las mismas horas de trabajo.

Cálculo de energía	SEER	Pot total kW	Horas/d	Dias/mes	Consumo kWh
AA 9000 - 4 uds	8	4.50	8	22.40	806.40
AA 60,000 - 17 uds	10	102	8	22.40	18,278.40
Consumo mensual, kWh					19,084.80
Consumo anual, kWh					229,017.60
AA 9000 - 4 uds	42	0.86	8	22.40	153.60
AA 60,000 - 17 uds	18	56.67	8	22.40	10,154.67
Consumo mensual, kWh					10,308.27
Ahorro mensual		kWh		46%	8,776.53
Ahorro anual		kWh		46%	105,318.40

Tabla 15. Detalle del ahorro de energía al sustituir los aires acondicionados.

Con la sustitución de 100 computadoras de escritorio por unidades portátiles, se tendrá un ahorro del 77.27% del consumo de energía.

Detalle	Cantidad	Potencia, W	kWh, mes	kWh, año
PC	100	330	5,913.60	70,963
Laptops	100	75	1,344.00	16,128
Ahorro anual, kWh			77.27%	54,835.20

Tabla 16. Detalle del ahorro de energía al sustituir las computadoras de escritorio.

El costo de la sustitución de los equipos es de U\$ 122,852.96, se trabajará el análisis económico a 10 años con y sin financiamiento.

En el Anexo 12 está el detalle de costos y ahorros con la ejecución del plan de sustitución de equipos de alto consumo por más eficientes.

6. ESTUDIO FINANCIERO

La evaluación financiera constituye la parte medular desde el punto de vista financiero para un inversionista y es la parte final de toda una secuencia de análisis en los proyectos de inversión, tiene la finalidad de medir la eficiencia de la inversión total involucrada y su probable rendimiento durante su vida útil.

Presupuestos facilitados por Tecnosol:

DETALLE DE LA PROFORMA (U\$)		SFV 100.8 kW			SFV 71.1 kW		
		Cantidad	Precio unitario	Precio Total	Cantidad	Precio unitario	Precio Total
1	Módulo solar PEIMAR 450W-SM400M	224	185	41440	158	185	28120
2	INVERSOR FRONIUS 15 KW 0.3/208/240 VAC	7	4,685	32795	5	4,685	23425
3	SET DE MEDIDORES FRONIUS MEDER 208/240 +CT 3X2	1	600	600	1	600	600
4	KIT DE ACCESORIOS ELECTRICOS (VARIOS COMPONENTES)	1	11,900	11900	1	9,100	9100
5	KIT ESTRUCTURA PARA MODULOS SOLARES	1	12,000	12000	1	10,080	10080
6	SERVICIO DE MANO DE OBRA POR INSTALACION	1	8,905	8905	1	5,750	5750
7	SERVICIO DE TRANSPORTE	1	240	240	1	100	100
8	MANTENIMIENTO DE TECHO - PREPARACION PREVIA (mts)	737	1.5	1,086.11	737	1.5	1,086.11
	TOTAL SIN IVA			108,966.11			78,261.11
	IVA			10,128.92			7,521.17
	TOTAL CON IVA U\$			119,095.03			85,782.28

Tabla 17: Costos de los sistemas FV 100.8 kW y 71.1 kW. Fuente – Elaboración propia con los datos de las proformas de Tecnosol

En el Anexo 6 se puede ver el resumen de las proformas facilitadas por Tecnosol para cada uno de los sistemas.

Por lo que para la valoración financiera del presente proyecto se trabajó con los costos incluyendo el IVA, y se analizarán principalmente los siguientes indicadores financieros: VAN, TIR y PAY BACK. Para el cálculo de estos indicadores se requiere de la construcción del Flujo Neto de Efectivo (FNE) o flujo de caja.

6.1. Valor Actual Neto (VAN)

El valor actual neto es uno de los criterios financieros utilizado en la evaluación de proyectos de inversión, y consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo que genera un proyecto y comparar esa equivalencia con el desembolso inicial. Para su cálculo es preciso contar con una tasa de descuento o bien, con un factor de actualización al cual se le descuenta el valor del dinero en el futuro a su equivalente en el presente. Y una vez aplicado la tasa de descuento, los flujos resultantes que se traen al tiempo cero (presente) se llaman flujos descontados.

De tal modo que, “el valor actual neto, es precisamente el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial, lo que significa comparar todas las ganancias esperadas contra los desembolsos necesarios para producir esas ganancias en el tiempo cero (presente)”. Con este método se define la aceptación o rechazo de un proyecto de acuerdo con los siguientes criterios de evaluación:

Si el VAN es < 0 , se rechaza el proyecto.

Si el VAN es $= 0$, el proyecto es indiferente.

Si el VAN es > 0 , se acepta el proyecto.

El VAN se calcula mediante la siguiente expresión:

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FNE_j}{(1+i)^j}$$

Donde:

I_0 : es el desembolso inicial de la inversión

FNE: son los flujos de caja en el año “j”

i : es la Tasa mínima aceptable de rendimiento del proyecto.

6.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno, es un indicador financiero que mide el rendimiento de los fondos que se pretenden invertir en un proyecto. Es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial en la cual se supone que el dinero que se gana año con año, se reinvierte en su totalidad. De tal manera que se trata de la tasa de rendimiento generada en el interior de la empresa por medio de la inversión.

Por lo cual, la tasa interna de rendimiento permite conocer el rendimiento real de una inversión, los criterios para decidir la aceptación o rechazo de un proyecto por este método se muestran las condiciones de evaluación:

Si la TIR < a la tasa mínima aceptable de rendimiento del proyecto (TMAR), se rechaza, ya que el proyecto genera menos beneficios que el interés pagado por la banca; ante lo cual sería más atractivo depositar el monto de los recursos disponibles en el banco o bien, optar por una alternativa de inversión más rentable. En este caso la TMAR es del 12%.

Si la TIR = a la TMAR, el proyecto es indiferente ya que los beneficios del proyecto sólo pagarán los costos. Si la TIR > TMAR, el proyecto se acepta. Lo que significa que el beneficio real que se obtiene con el proyecto es mayor a la tasa de interés que pagan los bancos.

La TIR, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$TIR = \sum_{T=0}^n \frac{Fn}{(1+i)^n} = 0$$

Donde:

FN: es el valor del flujo de caja en el periodo "n"

n: es número de periodos

I_0 : es el valor de la inversión inicial

6.3. Payback

El payback o plazo de recuperación es un criterio para evaluar inversiones que se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión. Es un método estático para la evaluación de inversiones y por medio de él se puede saber el número de periodos (normalmente años) que se tardará en recuperar el dinero desembolsado al comienzo de una inversión.

El Payback del proyecto, se obtendrá mediante la aplicación de la siguiente ecuación:

$$\text{Payback} = a + \frac{I_0}{Ft}$$

Donde:

a: Es el número del periodo inmediatamente anterior hasta recuperar la inversión inicial.

I_0 : Es el desembolso inicial de la inversión

b: Es la suma de los flujos hasta el final del periodo "a".

Ft: Es el valor del flujo de caja del año en que se recupera la inversión.

6.4. Flujo Neto de Efectivo

Teóricamente el Flujo Neto de Efectivo (FNE) es la diferencia entre ingresos y egresos de un ejercicio que vuelve a ser utilizado en su proceso productivo, lo que representa disponibilidad neta de dinero en efectivo para cubrir aquellos costos y gastos en que se incurren por la operación del proyecto, lo que le permite obtener

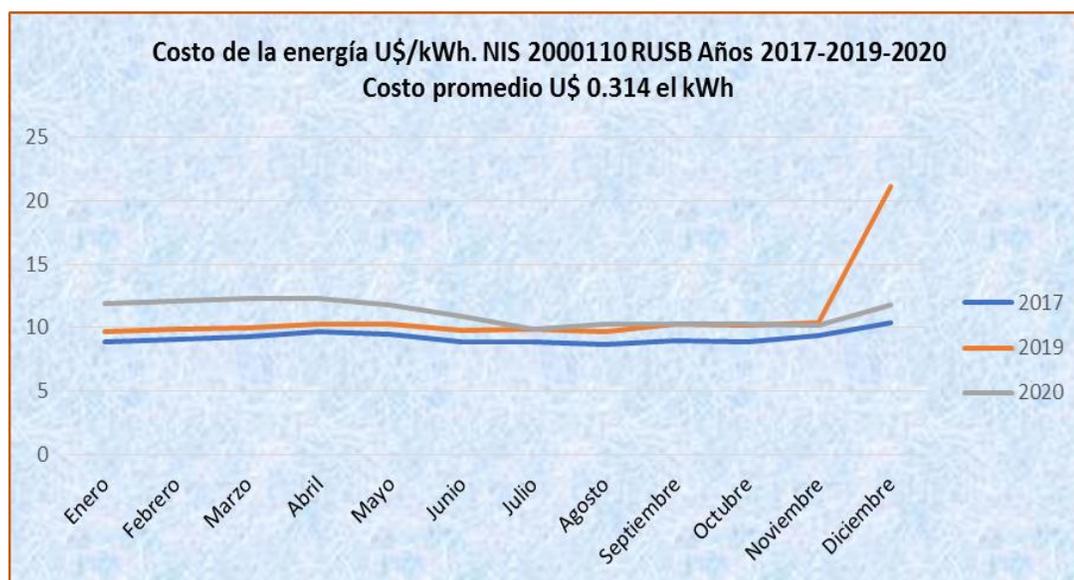
un margen de seguridad para operar durante el horizonte del tiempo, siempre y cuando dicho flujo sea positivo.

Como se verá en contenido posterior, el flujo neto de efectivo comprenderá la utilidad neta proyectada durante un periodo de 10 años y los montos correspondientes al pago por mantenimiento. El periodo seleccionado fue establecido con base en la duración del préstamo.

6.5. Supuestos para el cálculo económico

- 1. Horizonte de planeación del proyecto** – Se calcula en 10 años que es el periodo del préstamo.
- 2. Tasa de retorno mínima aceptable** – Es la tasa mínima de rentabilidad del proyecto, en este caso la TIR es del 12%
- 3. Tasa de descuento para el préstamo**– Se aplica el 12%
- 4. Calculo de salario de un técnico encargado de mantenimiento del SFV:**
Salario anual en Córdoba de los dos técnicos es C\$ 78,750.00 equivalentes a 2,250.0 dólares anuales, tasa de cambio C\$34.9949 por un dólar fecha del 31/03/2021 según el BCN.
- 5. Operaciones y mantenimiento del sistema** – es el monto designado para los trabajos del mantenimiento del SFV, se calcula el 1% de la inversión anual para la estructura sobre el parqueo, y el 2% para el SFV sobre el techo.

6. Costo de la energía U\$ por kWh, para obtener este dato se procesa la facturación del NIS 2000110 de la UNI que aparece en el portal del INE obteniendo en los años 2017, 2019 y 2020, y el valor promedio es 0.314 centavos de dólar por kWh.



Gráfica 7 Costo de la energía U\$/kWh 2017-2019-2020 Fuente INE, Elaboración propia

En el anexo 2 y 2.1, se presenta la facturación de los años 2017-2019-2020 del servicio de la UNI. Aquí se hace la observación que en el mes de diciembre del 2019, hay un cobro en concepto de cargos varios por un monto de C\$ 1,683,541.04.

7. Calculo de ingresos anuales por generación de energía de los SFV – una vez calculada la generación de energía por SFV y la tarifa por kWh con un incremento anual del 3%, se procede a calcular los ingresos anuales por la generación de cada SFV, que representan el ahorro por facturación de energía comercial que no se comprará a la empresa distribuidora.

Periodo	SFV 100.8 kW	SFV 71.1 kW	Tarifa 3%inc/a	Ingresos SFV 100.8 kW	Ingresos SFV 71.1 kW
1	174,535.51	123,109.87	0.314	54,825.82	38,671.78
2	174,535.51	123,109.87	0.324	56,470.59	39,831.94
3	174,535.51	123,109.87	0.333	58,164.71	41,026.90
4	174,535.51	123,109.87	0.343	59,909.65	42,257.70
5	174,535.51	123,109.87	0.354	61,706.94	43,525.43
6	174,535.51	123,109.87	0.364	63,558.15	44,831.20
7	174,535.51	123,109.87	0.375	65,464.90	46,176.13
8	174,535.51	123,109.87	0.386	67,428.84	47,561.42
9	174,535.51	123,109.87	0.398	69,451.71	48,988.26
10	174,535.51	123,109.87	0.410	71,535.26	50,457.91

Tabla No. 18 Ingresos por generación de los SFV 100.8 y 71.1 kW. Fuente: elaboración propia

Los ingresos acumulados a lo largo de los 10 años serán para el SFV 100.8 kW U\$ 628,516.59 y para el SFV de 71.1 kW serán U\$ 443,328.66

- 8. Depreciación de equipos** – se calcula únicamente para los paneles y los inversores, para los paneles la vida útil es de 25 años, y para los inversores es de 10 años, o sea cada inversor debe sustituirse cada 10 años, por lo que este costo de sustitución debe agregarse en el análisis económico. Como el escenario es de 10 años, se considera un valor de salvamento de los paneles solares del 60%, considerando que la depreciación anual es del 4%, y que se depreciaron 10 años en el flujo económico, les queda una vida útil de 15 años. (15 años por 4%=60% del costo de los paneles)

100.8 kW	Cantidad	Precio Unitario U\$	Precio Total	Años de depreciación	Depreciación anual
Paneles	224	185	41,440.00	25	1,657.60
Inversor	7	4685	42,633.50	10	4,263.35
71.1 kW	Cantidad	Precio Unitario U\$	Precio Total	Años de depreciación	Depreciación anual
Paneles	158.00	185	29,230.00	25	1169.2
Inversor	5	4685	23,425.00	10	2342.5
SFV 100.8 kW			41,440.00	Salvamento	24,864.00
SFV 71.1 kW			29,230.00		17,538.00

Tabla 19 Calculo de depreciación de equipos. Fuente elaboración propia

9. Préstamo para la ejecución de los SFV

Para el SFV de 100.8 kW se calcula un préstamo del 100% de la inversión en las dos opciones; instalado en el techo del edificio e instalado en el parqueo, por un monto de U\$ 119,095.03 y U\$ 127,308.86, para el SFV de 71.1 kW se calcula un préstamo del 100% de la inversión por un monto de U\$ 85,782.28, a 10 años de plazo a un interés del 12.0% anual, resultando lo siguiente:

Resumen de costos	SFV 100.8 kW	SFV 100.8 kW	SFV 71.1 kW
Montaje en:	Techo del edificio	Estructura en parqueo	Techo del edificio
Potencia, kW	100.8	100.8	71.1
Costo SFV U\$ según proforma	119,095.03	127,308.86	85,782.28
Prestamo al Banco	119,095.03	127,308.86	85,782.28
Costo por kW	1,181.50	1,251.81	1,206.50
Tasa anual %	12.00%	12.00%	12.00%
Período del prestamo, años	10.00	10.00	10.00
Cuota anual U\$	21,077.93	22,531.65	15,182.11
Cuota mensual, U\$	1,756.49	1,877.64	1,265.18
Pago de capital a los 10 años	119,095.03	127,308.86	85,782.28
Pago de intereses a los 10 años	91,684.31	98,007.66	66,038.77

Tabla No.20 Resumen de los préstamos para el análisis del flujo financiero de los SFV con préstamo, fuente: elaboración propia

En los anexos 6.1 y 6.2 se detalla el cálculo de las cuotas de los tres préstamos.

10. Montos de la inversión intangible y mobiliario – consiste en los montos asignados para cubrir los estudios y los permisos necesarios para la ejecución de los SFV, en este caso se asignan 600 dólares para el estudio de factibilidad y 5,000 dólares para los permisos, se incluyen 1,000 para mobiliario estos rubros solo se calculan una vez en la etapa inicial

11. La inversión inicial – consiste en la suma del costo del sistema FV mas la inversión intangible y más el mobiliario.

6.6. Resultados de la evaluación financiera del proyecto

Tomados en cuenta los supuestos antes mencionados, se procedió a la construcción y respectivo análisis del FNE para los costos de los proyectos con IVA con y sin financiamiento, en las tablas número 21 y 22, se muestran los resultados de los indicadores financieros los cuales fueron calculados para el proyecto e indican que son rentables por las siguientes razones:

Análisis económico con financiamiento:

	SFV 100.8 kW Montaje en Techo	SFV 100.8 kW Montaje en Parqueo	SFV 71.1 kW Montaje en Techo
Análisis con financiamiento			
<i>Monto del Proyecto, incluye IVA</i>	119,095.03	127,308.86	85,782.28
<i>Monto del Prestamo, a 10 años</i>	119,095.03	127,308.86	85,782.28
<i>Inversión Inicial</i>	126,695.03	134,908.86	92,382.28
<i>Costo de la energía U\$/kWh (datos INE)</i>	21.19	21.19	21.19
Periodo analizado	10 años	10 años	10 años
VAN	67,040.84	57,307.64	40,546.32
TIR	23%	21%	21%
Plazo de Recuperación de la Inversión PRI (años)	6.00	6.00	6.00
Valor presente neto de los egresos (VPNE)	204,070.80	205,590.17	146,083.13
Costo nivelado de la energía U\$/kWh (VPNE/ESFV)	0.117	0.118	0.119
% de reducción de costo de energía	63%	63%	62%
Energía generada por el SFV en el año	174,535.51	174,535.51	123,109.87
Energía generada en todo el periodo (ESFV) 10 años	1,745,355.07	1,745,355.07	1,231,098.66

Tabla No. 21 Resumen de resultados financieros de los SFV con financiamiento, fuente elaboración propia

1. El VAN >0, indica que una vez pagada la inversión al final del periodo en los tres escenarios del proyecto se tendrá una ganancia mayor que cero, siendo la del SFV 100.8 kW montado en techo de U\$67,040.84, montado en la estructura del parqueo de U\$ 57,307.64 y la del sistema 71.1 kW de U\$ 40,546.32.
2. La TIR >TMER, Este indicador muestra que la tasa interna de retorno del proyecto para ambos escenarios es mayor que la tasa mínima de rentabilidad establecida, que era del 12%, la del SFV de 100.8 kW la TIR es de 23% en techo y 21% en parqueo, la del SFV 71.1 kW es de 21%.

3. Payback, indica que el periodo de recuperación es de 6 años para todos los proyectos valorados, siendo este un tiempo bastante razonable y muy atractivo para este tipo de inversiones.

Análisis económico sin financiamiento:

Analisis sin financiamiento	SFV 100.8 kW Montaje en Techo	SFV 100.8 kW Montaje en Parqueo	SFV 71.1 kW Montaje en Techo
Monto del Proyecto, incluye IVA	119,095.03	127,308.86	85,782.28
Inversion Inicial	125,695.03	134,908.86	92,382.28
Costo de la energía U\$/kWh (datos INE)	21.19	21.19	21.19
Periodo analizado	10 años	10 años	10 años
VAN	186,135.87	184,616.50	126,328.60
TIR	41%	39%	39%
Plazo de Recuperación de la Inversión PRI (años)	4.00	4.00	4.00
Valor presente neto de los egresos (VPNE)	204,070.80	205,590.17	146,083.13
Costo nivelado de la energía U\$/kWh (VPNE/ESFV)	0.117	0.118	0.119
% de reducción de costo de energía	63%	63%	62%
Energía generada por el SFV en el año	174,535.51	174,535.51	123,109.87
Energía generada en todo el periodo (ESFV) 10 años	1,745,355.07	1,745,355.07	1,231,098.66

Tabla No.22 Resumen de resultados financieros de los SFV sin financiamiento, fuente elaboración propia

Sin Financiamiento:

1. El VAN >0, indica que una vez pagada la inversión al final del periodo en los tres escenarios del proyecto se tendrá una ganancia mayor que cero, siendo la del SFV 100.8 kW sobre techo de \$186,135.87 y sobre la estructura del parqueo U\$ 184,616.50 y la del sistema 71.1 kW de 126,328.60.
2. La TIR >TMER, Este indicador muestra que la tasa interna de retorno del proyecto para ambos escenarios es mayor que la tasa mínima de rentabilidad establecida, que era del 41% y 39%, para el SFV de 100.8 kW y la del SFV 71.1 kW es de 39%.
3. Payback, indica que el periodo de recuperación es de 4 años para los tres escenarios SFV 100.8 kW y SFV 71.1 kW.

Indicadores FNE	SFV 100.8 kW Montaje en Techo	SFV 100.8 kW Montaje en Parqueo	SFV 71.1 kW Montaje en Techo
TIR con Fin	23%	21%	21%
TIR sin Fin	41%	39%	39%
VAN con Fin U\$	67,040.84	57,307.64	40,546.32
VAN sin Fin U\$	186,135.87	184,616.50	126,328.60
PRI con Fin	6.00	6.00	6.00
PRI sin Fin	4.00	4.00	4.00

Tabla No.23 Resumen de resultados financieros VAN, TIR, y PRI de los SFV con y sin financiamiento, fuente elaboración propia

En los anexos 9, 9.1, 9.2, 9.3, 10, 10.1, y 11 se presentan los flujos económicos de cada una de los SFV con y sin financiamiento y el resumen de cada una de ellas.

6.7. Resultados de la evaluación financiera del plan de mejora de eficiencia en el edificio

La evaluación de la sustitución de equipos es negativa con financiamiento ya que el proyecto no logra recuperar su inversión en los diez años del análisis del proyecto y es positiva con fondos propios, esto depende de los costos de los equipos y el grado de uso de los mismos, dado que si hay ahorro con el uso de unidades más eficientes podría valorarse a posterior si se puede realizar por etapas en dependencia de la disponibilidad de fondos de la Universidad.

Resumen de opciones	Con Prestamo	Sin Prestamo
Ahorro anual en kWh	160,154	160,154
Inversion inicial U\$	122,852.96	122,852.96
Prestamo al 12%	122,852.96	
Plazo, años	10	10
VAN	35,763.42	158,616.39
TIR	18.4%	38%
Plazo de Retorno, años	0.0%	4

Tabla 24 Resumen económico del plan de sustitución de equipos. Elaboración propia

En los Anexos 12.1, 12.2 y 12.3, están los flujos económicos con y sin financiamiento de la propuesta de sustitución de equipos.

7. BENEFICIOS MEDIO AMBIENTALES DEL PROYECTO

La ejecución del proyecto tiene beneficios en la sustitución de generación de energía térmica, a lo largo de 10 años que es periodo de análisis financiero del proyecto, presentan reducción de emisiones de CO₂, el SFV de 100.8 kW las reducirá en 1.23 millones de kg y el de 71.1 kW reducirá en 0.87 millones de kg, de sustancias tóxicas al medio ambiente. Para los cálculos se usó el factor de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos EPA.

Factor de emisión es 0.000709 x kWh según los datos de la tasa de emisión marginal de CO₂ promedio ponderada de los EE. UU de AVERT del año 2019³

Generación anual del SFV	kWh	Factor de emisión	Ton. Metricas CO ₂	Kg CO ₂
100.8 kW	174,535.51	0.000709	123.75	123,745.67
71.1 kW	123,109.87	0.000709	87.28	87,284.90

Generacion en los 10 años			Ton. Metricas CO ₂	Kg CO ₂
100.8 kW	1,745,355.07	0.000709	1,237.46	1,237,456.74
71.1 kW	1,231,098.66	0.000709	872.85	872,848.95

Tabla No. 25 Reducción de emisiones de CO₂ al medio ambiente. Elaboración propia

8. CONCLUSIONES

1. Se utilizó una metodología ampliamente utilizada, como son las mediciones del consumo de energía del edificio de posgrado, con equipos analizadores de redes en dos periodos distintos, en el mes de abril del 2019 y en el mes de diciembre 2020, seleccionándose el consumo promedio diario registrado en el

³ Fuente: <https://espanol.epa.gov/la-energia-y-el-medioambiente/calculadora-de-equivalencias-de-gases-de-efecto-invernadero-calculos-y>

2019 ya que las actividades académicas del centro de estudios han disminuido desde el año 2020 por efectos de la pandemia del covid19, siendo el valor calculado del consumo promedio diario en el edificio de 402.77 kWh.

2. La carga térmica por exposición solar en el edificio es considerablemente alta, especialmente en la fachada oeste durante el periodo de verano, esto exige un mayor consumo energético del sistema de climatización.
3. Basado en datos meteorológicos obtenidos en la página oficial de la nasa, se determina que el recurso solar en Nicaragua es suficiente para la instalación del SFV, teniendo un promedio diario de 5.670 horas solares, una cantidad idónea para realizar estudios de factibilidad de instalación de SFV de pequeña a gran escala.
4. Se trabajaron tres escenarios, el sistema fotovoltaico de 100.8 kW con dos variantes, la primera montado en el techo del edificio, la segunda variante es sobre una estructura metálica de 28 metros de ancho por 32 metros de largo que se propone construir en el parqueo que esta contiguo al edificio, la tercera variante es el sistema fotovoltaico de 71.1 kW.
5. El SFV de 100.8 kW requiere 224 paneles y 7 inversores, y el SFV de 71.1 kW requiere 158 paneles y 5 inversores. El techo del edificio tiene un área disponible de 737 m², de los cuales el SFV de 100.8 kW requiere un área para su montaje de 504 m² y el SFV de 71.1 kW abarcará un área de 356 m².
6. Los flujos económicos de las tres variantes de SFV muestran resultados positivos, sin embargo, al realizar los proyectos con fondos propios los VAN resultantes son 2.9 veces mayores que el valor de los VAN con financiamiento, la Tasa Interna de Retorno TIR de los proyectos con fondos propios presenta un 40% promedio, en comparación con la TIR con financiamiento cuyo promedio es 22%. El plazo de recuperación con fondos propios es de 4 años, un indicador menor que con financiamiento de los SFV que es de 6 años.

7. La evaluación económica del plan de sustitución de equipos por más eficientes, muestra que los resultados con financiamiento no son atractivos, ya que no se logra recuperar la inversión en los 10 años de evaluación del plan, al valorarlo con fondos propios, si es rentable, el VAN es U\$ 158,616.39, la TIR es de 38% y la inversión se recupera en 4 años.
8. La ejecución de los proyectos generan beneficios medio ambientales, con la generación de energía con fuente fotovoltaica, el SFV de 100.8 kW y 71.1 kW evitan la emisión de 1.23 y 0.87 millones respectivamente de kg de CO₂ a la atmosfera en los 10 años de evaluación de los proyectos.

9. RECOMENDACIONES

1. Se recomienda realizar el SFV 100.8 kW sobre el parqueo ya que abastece en mayor porcentaje el requerimiento de energía del edificio que el SFV de 71.1 kW, brinda mayores facilidades para su mantenimiento y no tiene limitaciones en su ampliación.
2. Si se decide implementar la sustitución de equipos previo a la implementación del SFV, se hace necesario actualizar los estudios técnico económicos de cada una de las variantes, ya que producto de la sustitución habrá ahorro en el consumo de energía en el edificio.
3. Analizar la viabilidad técnica y económica de ejecutar proyectos similares a nivel del Recinto Universitario Simón Bolívar.
4. Solicitar a Disnorte Dissur la instalación de un medidor de control que registre el consumo de energía y la demanda del edificio de posgrado, a fin de evaluar el aprovechamiento de la generación fotovoltaica del sistema.
5. Ejecutar el plan de sustitución de equipos de mayor consumo por etapas a medida se vayan aumentando las actividades académicas.
6. Hacer un estudio para evaluar soluciones arquitectónicas bioclimáticas al problema de la orientación oeste del edificio de posgrado.

10. BIBLIOGRAFÍA

- Hernández, R., Fernández, C., y Baptista, M.P. (2010) Metodología de la Investigación (5ª Ed.). México: McGraw Hill Educación.
- Piura López Julio. (2012). Metodología de la investigación científica. Un enfoque integrador. 7ª edición. Managua: Xerox.
- Miranda, J. (2010). El desafío de la gerencia de proyectos. Bogotá, D.C., Colombia: MM Editores.
- Baca Urbina, G. and Marcelino Aranda, M. (2016). Ingeniería financiera. Distrito Federal: Grupo Editorial Patria.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2019). Renewable Power Generation Costs in 2018. Abu Dhabi.: IRENA.
- Nassir Sapag Chain. (2011). Proyectos de inversión. Formulación y evaluación 2ª edición. Chile: Pearson Educación.
- Ministerio de Energía y Minas. (2017). Acuerdo Ministerial No. 063-DGERR-002-2017-Normativa de Generación Distribuida Renovable para Autoconsumo. LA GACETA, Diario Oficial, 11062 a 11069.
- Katharine Kollins Duke University Bethany Speer and Karlynn Cory National Renewable Energy Laboratory. (Febrero 2010). Solar PV Project Financing: Regulatory and Legislative Challenges for Third-Party PPA System Owners. Innovation for Our Energy Future, NREL/TP-6^a2-46723.
- IRENA (2020), Renewable Power Generation Costs in 2019, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA. (Junio 2012). RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES. IRENA WORKING PAPER, 1: Power Sector 4/5, Abu Dhabi.
- Peralta, Juan & Delgado, Emérita & Benítez, Andrés & Neira, Armando & Aveiga Ulloa, Gustavo. (2016). Evaluación de los sistemas de energización rural de la Isla de Cerrito de los Morreños en el Golfo de Guayaquil –Ecuador. 10.18687/LACCEI2016.1.1.276.

- Solar Power Europe. (2018). Operación y mantenimiento. Guía de Mejores Prácticas. 13-04-2020, de GIZ Sitio web: <https://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2018/09/Operaci%C3%B3n-y-Mantenimiento-SPE-and-ASOLMEX.pdf>
- SINSA. (2019). Cómo ahorrar energía eléctrica y evitar que tu factura se dispare. Febrero 2020, de SINSA Sitio web: <https://sinsa.com.ni/blog/como-ahorrar-energia-electrica-y-evitar-que-tu-factura-se-dispare/>
- López de la Fuente, J., 1999. Radiación Solar Y Atmosférica En Managua. Managua: Univ. Centroamericana, UCA.
- Apps.solargis.com. 2020. Solargis Prospect. [online] Available at: <<https://aphps.solargis.com/>> [Accessed 10 July 2020].
- Globalsolaratlas.info. 2020. Global Solar Atlas. [online] Available at: <<https://globalsolaratlas.info/>> [Accessed 10 July 2020].
- Sunnydessignweb.com. 2020. *Sunny Design Web*. [online] Available at: <<https://www.sunnydessignweb.com/>> [Accessed 10 July 2020].
- 2020. [ebook] Available at: <https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-solar_pv.pdf> [Accessed 10 July 2020].
- Normativa para los trabajos monográficos 5-4-1995

<https://www.ine.gob.ni/index.php/herramientas/>

<https://www.disnorte-dissur.com.ni/energia-al-dia/item/225-generacion-distribuida.html>

<https://es.statista.com/estadisticas/635114/precio-medio-del-crudo-fijado-por-la-opep/>

<https://www.pveurope.eu/solar-generator/push-high-efficiency-n-type-solar-cells-and-modules>

<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/efecto-de-la-temperatura-en-los-paneles-solares/>

11. ANEXOS

ANEXO No.1**EDIFICIO DE POSGRADO - DETALLE DE EQUIPOS DE CONSUMO ELECTRICO**

Descripción	Equipos	% Equipos
Climatización	21	3.59%
Fuerza	272	46.50%
Iluminación	292	49.91%
Totales	585	100%

Resumen por tipo	Equipos	% Equipos
A.C. 110V (9000 BTU)	4	0.68%
A.C. 220V (60000 BTU)	17	2.91%
Cafetera	4	0.68%
Computadora Escritorio	207	35.38%
Dispensador de Agua	1	0.17%
Impresora/Fotocopiadora Grande	1	0.17%
Impresora/Fotocopiadora Pequeña	8	1.37%
Laptop	29	4.96%
Maquina Expendedora	1	0.17%
Microondas	3	0.51%
Proyector	9	1.54%
Refrigerador Pequeño	1	0.17%
Router	8	1.37%
Lampara de 12W	12	2.05%
Lampara de tubos 20W	276	47.18%
Lamparas tipo hongo en fachada	4	0.68%
Total	585	100%

ANEXO 3

RESUMEN DE MEDICIONES DE CARGAS HORARIAS KW MEDIDAS EN EL EDIFICIO DE POSGRADO

MEDICION DICIEMBRE 2020

Carga horaria en días de semana

kW	Jueves	Viernes	Miercoles	Jueves	Viernes	Lunes	Martes
	03/12/2020	04/12/2020	09/12/2020	10/12/2020	11/12/2020	14/12/2020	15/12/2020
Max	65.16	84.14	73.77	83.72	91.93	89.08	48.21
Prom	31.65	28.21	28.17	29.18	32.00	29.81	13.75
Min	3.34	2.39	1.93	2.49	1.60	1.87	1.87

Carga horaria en días no hábiles

kW	Lunes	Martes	Demanda máxima, kW	11:55 a. m.	Sábado	107.08
	07/12/2020	08/12/2020			05/12/2020	
Max	14.53	14.43				
Prom	6.53	6.59				
Min	1.34	1.73				

Carga horaria en fines de semana hábiles

kW	Sabado	Domingo	Sabado	Domingo
	05/12/2020	06/12/2020	12/12/2020	13/12/2020
Max	107.08	90.23	102.70	85.29
Prom	40.44	31.20	39.85	32.81
Min	1.80	2.19	2.00	1.90

MEDICION DE ABRIL 2019

	Jueves 25/04/19, P(kW)	Viernes 26/04/19, P(kW)	Lunes, 29/04/19, P(kW)
Max	58.84	102.89	72.25
Prom	26.20	24.94	28.23
Min	3.01	2.07	2.12

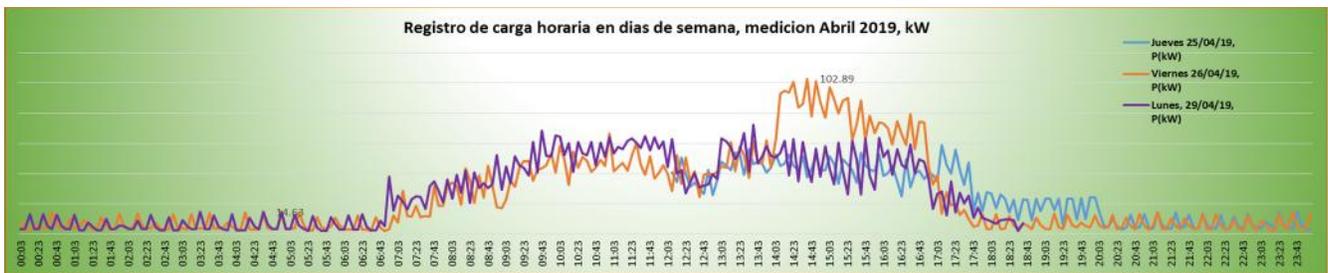
	Sábado, 27/04/19, P(kW)	Domingo, 28/04/19, P(kW)
Max	92.36	84.87
Prom	31.40	29.44
Min	2.20	2.03

ANEXO 2.1

**RESUMEN DE CALCULO DE CONSUMO PROMEDIO DIARIO
REGISTRADOS EN LAS MEDICIONES DEL EDIFICIO DE POSGRADO
ABRIL 2019 Y DICIEMBRE 2020**

2019	2020	2020	
	con feriados	sin feriados	
1,720.18	3,606.85	3,481.02	kWh/medición
4.27	11.83	9.83	Días/medición
402.77	304.89	354.12	kWh/día
Periodo			
25/04/2019	03/12/2020	03/12/2020	
29/04/2019	15/12/2020	15/12/2020	
	7 y 8 dic		
Consumo feriados	Inicial	Final	kWh
	07/12/2020	1,306.95	1,367.96
	08/12/2020	1,367.96	1,432.78
		Total	125.83
		Promedio en día feriado, kWh	62.91

ANEXO No. 2
 GRAFICAS DE CARGA HORARIA EN KW, REGISTRADA EN MEDICIONES DE ABRIL 2019



	Jueves 25/04/19, P(kW)	Viernes 26/04/19, P(kW)	Lunes, 29/04/19, P(kW)
Max	58.84	102.89	72.25
Prom	26.20	24.94	28.23
Min	3.01	2.07	2.12



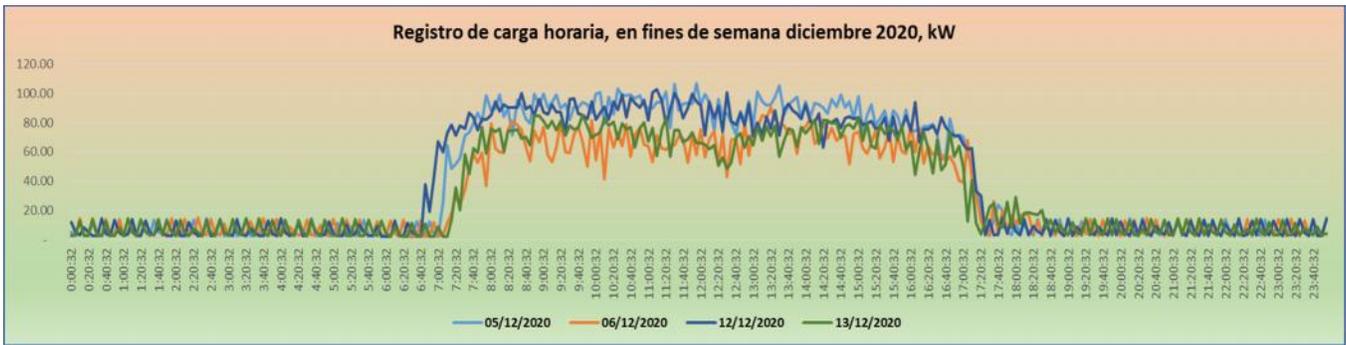
	Sábado, 27/04/19, P(kW)	Domingo, 28/04/19, P(kW)
Max	92.36	84.87
Prom	31.40	29.44
Min	2.20	2.03

ANEXO 4

GRAFICAS DE CARGA HORARIA REGISTRADAS EN EL EDIFICIO DE POSGRADO EN EL MES DE DICIEMBRE 2020



kW	Jueves	Viernes	Miercoles	Jueves	Viernes	Lunes	Martes
	03/12/2020	04/12/2020	09/12/2020	10/12/2020	11/12/2020	14/12/2020	15/12/2020
Max	65.16	84.14	73.77	83.72	91.93	89.08	48.21
Prom	31.65	28.21	28.17	29.18	32.00	29.81	13.75
Min	3.34	2.39	1.93	2.49	1.60	1.87	1.87



kW	Sabado	Domingo	Sabado	Domingo
	05/12/2020	06/12/2020	12/12/2020	13/12/2020
Max	107.08	90.23	102.70	85.29
Prom	40.44	31.20	39.85	32.81
Min	1.80	2.19	2.00	1.90



kW	Lunes	Martes
	07/12/2020	08/12/2020
Max	14.53	14.43
Prom	6.53	6.59
Min	1.34	1.73

ANEXO 5

SFV 100.8 kW

CONFIGURACION DE LOS INVERSORES SFV 100.8 kW

CONFIGURACION DE LOS INVERSORES 1 AL 7		Rangos de diseño para el inversor		
Datos de Ficha: Tipo de Inversor	FRONIUS MODELO SYMO 15-0-3-M	Voltaje, v	700	
Tensión de entrada Maxima, V	1000	I amp por ramal	25	
Tensión de entrada Mínima, V	150			
Corriente de entrada A, Impp 1	33	Datos de ficha del panel PEIMAR		
Corriente de entrada B, Impp 2	27	No de paneles	224	
Corriente Max Ia+Ib, amp	50	Potencia Pp, Wp	450	
Voltaje nom (Vmin-Vmax), V	200-1000	I mp, Amp	10.67	
Rango de tension, V MPP	200-800	Vmp, V	42.17	
Potencia del Inversor, kW	15			
	Configuracion del Inversor 1 al 7			
Parametros	Entrada 1		Entrada 2	
2 ramales por entrada	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3	Ramal 4
Paneles en Serie(Nps)	8	8	8	8
V arreglo(Np*Vmp) V	337.36	337.36	337.36	337.36
I de arreglo(Impp) amp	10.67	10.67	10.67	10.67
I por Entrada(Impp*Narreglo paralelo) amp	21.34		21.34	
I de Inv(Ientrada*Nentrada) amp	42.68			
P seccion en Serie(Nps*Pp) W =Varreglo x Iarreglo	3600	3600	3600	3600
P por Inv, W	14400			
P generada por el Inv, W	15000			
Comprobación de sistema				
Potencia SFV, kW por ramal	3,600.00 y son 4 ramales		Paneles por Inversor 8*4= 32	
Potencia total Inversor = suma de pot x ramal. kW	14400		Np= 32	
Potencia nominal del Inversor, kW	15000		Total paneles 32 x 7 224	

Resultados de la configuración=

Suma I amp	42.68	CUMPLE es menor que los 50 Amp que tiene de I total el inversor
Impp max1	21.34	CUMPLE
Impp max2	21.34	CUMPLE
Esta en rango de 200-800	337.36	CUMPLE
Potencia de los paneles 32*450	14,400	CUMPLE, ES MENOR QUE LA NOMINAL

ANEXO 5.1

SFV 71.1 kW

CONFIGURACION DE LOS INVERSORES SFV 71.1 kW

CONFIGURACION DE LOS INVERSORES 1 AL 4

Rangos de diseño para el inversor

Datos de Ficha: Tipo de Inversor	FRONIUS MODELO SYMO 15-0-3-M	Voltaje, v	700
Tensión de entrada Maxima, V	1000	I amp por ramal	25
Tensión de entrada Mínima, V	150		
Corriente de entrada A, Impp 1	33		
Corriente de entrada B, Impp 2	27		
Corriente Max Ia+Ib, amp	50		
Voltaje nom (Vmin-Vmax), V	200-1000		
Rango de tension, V MPP	200-800		

Datos de ficha del panel PEIMAR

No de paneles	158
Potencia Pp, Wp	450
I mp, Amp	10.67
Vmp, V	42.17

Parametros	Configuracion del Inversor 1 al 4			
	Entrada 1		Entrada 2	
2 ramales por entrada	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3	Ramal 4
Paneles en Serie(Nps)	8	8	8	8
V arreglo(Np*Vmp) V	337.36	337.36	337.36	337.36
I de arreglo(Impp) amp	10.67	10.67	10.67	10.67
I por Entrada(Impp*Narreglo paralelo) amp	21.34		21.34	
I de Inv(Entrada*Nentrada) amp	42.68			
P seccion en Serie(Nps*Pp) W =Varreglo x Iarreglo	3600	3600	3600	3600
P por Inv, W	14400			
P generada por el Inv, W	15000			
Comprobación de sistema	Potencia SFV, kW por ramal 3,600.00 y son 4 ramales			Paneles por Inversor 4*32=128
Potencia total Inversor = suma de pot x ramal	14400			Np= 32
Potencia nominal del Inversor, kW	15000			Total paneles 32 x4 128
				Sumatoria W, 128x4 57600
	Faltan paneles x ubicar en el inversor 5			30

Resultados de la configuración=

Suma I amp	42.68 CUMPLE es menor que los 50 Amp total del inversor
Impp max1	21.34 CUMPLE
Impp max2	21.34 CUMPLE
Esta en rango de 200-800	337.36 CUMPLE
Potencia de los paneles 32*450	14,400 CUMPLE, ES MENOR QUE LA NOMINAL

CONFIGURACION DEL QUINTO INVERSOR

Parametros de diseño	Inversor 5		Faltaban 30paneles por ubicar
	Entrada 1	Entrada 2	
Un ramal por entrada			
Paneles en Serie(Nps)	15	15	
V arreglo(Np*Vmp) V 13 x 42.17	633	633	
I de arreglo(Impp) amp	10.67	10.67	
I por Entrada(Impp*Narreglo paralelo) amp	21.34		
I de Inv(Entrada*Nentrada) amp	21.34		
P seccion en Serie(Nps*Pp) W =Varreglo x Iarreglo	6750	6750	
P por Inv, W	13500		
P generada por el Inv, W	15000		
Comprobación de sistema	Numero de paneles 30		Sumatoria total de paneles
Potencia SFV, kW por ramal	6,750 1 ramal /entrada		Np 1-4 inv 128
Potencia total Inversor = suma de pot x ramal	13,500		Np 5 inv 30
Potencia nominal del Inversor, kW	15000		Total paneles 158
Suma I amp	21.34		
Impp max1	10.67		
Impp max2	10.67		
Voltaje por ramal, v	633		Potencia ajustada (158 x 450 w)/1000 Pt, kW 71.1

ANEXO 6

RESUMEN DE COSTOS DE LOS PROYECTOS SFV 100.8 Y 71.1 kW

Los costos fueron proformados por Tecnosol

PRIMERA VARIANTE - MONTAJE SOBRE TECHO DEL EDIFICIO

DETALLE DE LA PROFORMA (U\$)		SFV 100.8 kW			SFV 71.1 kW		
		Cantidad	Precio unitario	Precio Total	Cantidad	Precio unitario	Precio Total
1	Módulo solar PEIMAR 450W-SM400M	224	185	41,440.00	158	185	28,120.00
2	INVERSOR FRONIUS 15 KW 0.3/208/240 VAC	7	4,685	32,795.00	5	4,685	23,425.00
3	SET DE MEDIDORES FRONIUS MEDER 208/240 +CT 3X2	1	600	600.00	1	600	600.00
4	KIT DE ACCESORIOS ELECTRICOS (VARIOS COMPONENTES)	1	11,900	11,900.00	1	9,100	9,100.00
5	KIT ESTRUCTURA PARA MODULOS SOLARES	1	12,000	12,000.00	1	10,080	10,080.00
6	SERVICIO DE MANO DE OBRA POR INSTALACION	1	8,905	8,905.00	1	5,750	5,750.00
7	SERVICIO DE TRANSPORTE	1	240	240.00	1	100	100.00
8	MANTENIMIENTO DE TECHO - PREPARACION PREVIA (mts)	737	1.5	1,086.11	737	1.5	1,086.11
TOTAL SIN IVA				108,966.11			
IVA				10,128.92			
Costo de inversores incluye protecciones							
TOTAL CON IVA U\$				119,095.03	85,782.28		

SEGUNDA VARIANTE - MONTAJE SOBRE TECHO DE PARQUEO CONTIGUO AL EDIFICIO

DETALLE DE LA PROFORMA (U\$)		SFV 100.8 kW		
		Cantidad	Precio unitario	Precio Total
1	Módulo solar PEIMAR 450W-SM400M	224	185	41,440.00
2	INVERSOR FRONIUS 15 KW 0.3/208/240 VAC	7	4,685	32,795.00
3	SET DE MEDIDORES FRONIUS MEDER 208/240 +CT 3X2	1	600	600.00
4	KIT DE ACCESORIOS ELECTRICOS (VARIOS COMPONENTES)	1	11,900	11,900.00
5	KIT ESTRUCTURA PARA MODULOS SOLARES	1	12,000	12,000.00
6	SERVICIO DE MANO DE OBRA POR INSTALACION	1	8,905	8,905.00
7	SERVICIO DE TRANSPORTE	1	240	240.00
8	CONSTRUCCION DE TECHO DE 20 m x 36 Mts en costado	1	8,228.6	8,228.57
TOTAL SIN IVA				116,108.57
IVA				11,200.29
Costo de inversores incluye protecciones				
TOTAL CON IVA U\$				127,308.86

Resumen de Préstamos	SFV 100.8 kW	SFV 100.8 kW	SFV 71.1 kW
Montaje en:	Techo del edificio	Estructura en parqueo	Techo del edificio
Potencia, kW	100.8	100.8	71.1
Costo SFV U\$ según proforma	119,095.03	127,308.86	85,782.28
Prestamo al Banco	119,095.03	127,308.86	85,782.28
Costo por kW	1,181.50	1,251.81	1,206.50
Tasa anual %	12.00%	12.00%	12.00%
Período del prestamo, años	10.00	10.00	10.00
Cuota anual U\$	21,077.93	22,531.65	15,182.11
Cuota mensual, U\$	1,756.49	1,877.64	1,265.18
Pago de capital a los 10 años	119,095.03	127,308.86	85,782.28
Pago de intereses a los 10 años	91,684.31	98,007.66	66,038.77

CALCULO DE PRESTAMO DE SFV 100.8 kW - MONTAJE SOBRE TECHO

Porcentaje a financiar	100%	Sistema Francés
Tasa anual	12.00 %	
Períodos por año	1	
Años de préstamo	10	
Tasa período	12.00%	
Períodos totales	10	
Años de gracia	0	
Períodos de gracia	0	
Monto préstamo	\$ 119,095.03	
Tasa administrativa	0%	
Gastos administrativos	\$ 0	

Cuota por período		\$ 21,077.93
Períodos de pago		10
Factor de anualidad		0.1770
Plazo en años:		10.00

Flujo de fondos

		TIR anual		TIR por período
		12.00 %		12.00 %
TOTAL		\$ 210,779.35	\$ 119,095.03	\$ 91,684.31
Años	Cuota	Amortización	Intereses	Deuda
0	-119,095.03			119,095.03
1	21,077.93	6,786.53	14,291.40	112,308.50
2	21,077.93	7,600.91	13,477.02	104,707.59
3	21,077.93	8,513.02	12,564.91	96,194.56
4	21,077.93	9,534.59	11,543.35	86,659.97
5	21,077.93	10,678.74	10,399.20	75,981.24
6	21,077.93	11,960.19	9,117.75	64,021.05
7	21,077.93	13,395.41	7,682.53	50,625.64
8	21,077.93	15,002.86	6,075.08	35,622.78
9	21,077.93	16,803.20	4,274.73	18,819.58
10	21,077.93	18,819.58	2,258.35	0.00

CALCULO DE PRESTAMO DE SFV 100.8 kW - MONTAJE SOBRE PARQUEO

Porcentaje a financiar	100%	Sistema Francés
Tasa anual	12.00 %	
Períodos por año	1	
Años de préstamo	10	
Tasa período	12.00%	
Períodos totales	10	
Años de gracia	0	
Períodos de gracia	0	
Monto préstamo	\$ 127,308.86	
Tasa administrativa	0%	
Gastos administrativos	\$ 0	

Cuota por período		\$ 22,531.65
Períodos de pago		10
Factor de anualidad		0.1770
Plazo en años:		10.00

Flujo de fondos

		TIR anual		TIR por período
		12.00 %		12.00 %
TOTAL		\$ 225,316.52	\$ 127,308.86	\$ 98,007.66
Años	Cuota	Amortización	Intereses	Deuda
0	-127,308.86			127,308.86
1	22,531.65	7,254.59	15,277.06	120,054.27
2	22,531.65	8,125.14	14,406.51	111,929.13
3	22,531.65	9,100.16	13,431.50	102,828.97
4	22,531.65	10,192.17	12,339.48	92,636.80
5	22,531.65	11,415.24	11,116.42	81,221.56
6	22,531.65	12,785.06	9,746.59	68,436.50
7	22,531.65	14,319.27	8,212.38	54,117.23
8	22,531.65	16,037.58	6,494.07	38,079.64
9	22,531.65	17,962.09	4,569.56	20,117.55
10	22,531.65	20,117.55	2,414.11	0.00

ANEXO No. 6.2

CALCULO DE PRESTAMO DE SFV 71.1 KW

Porcentaje a financiar	100%	Sistema Francés
Tasa anual	12.00 %	
Períodos por año	1	
Años de préstamo	10	
Tasa período	12.00%	
Períodos totales	10	
Años de gracia	0	
Períodos de gracia	0	
Monto préstamo	\$ 85,782.28	
Tasa administrativa	0%	
Gastos administrativos	\$ 0	

Cuota por período		\$ 15,182
Períodos de pago		10
Factor de anualidad		0.1770
Plazo en años:		10.00

0

Flujo de fondos

	TIR anual			TIR por período
	12.00 %			12.00 %
TOTAL	\$ 151,821.05	\$ 85,782.28	\$ 66,038.77	
Años	Cuota	Amortización	Intereses	Deuda
0	-85,782.28			85,782.28
1	15,182.11	4,888.23	10,293.87	80,894.05
2	15,182.11	5,474.82	9,707.29	75,419.23
3	15,182.11	6,131.80	9,050.31	69,287.43
4	15,182.11	6,867.61	8,314.49	62,419.82
5	15,182.11	7,691.73	7,490.38	54,728.09
6	15,182.11	8,614.73	6,567.37	46,113.36
7	15,182.11	9,648.50	5,533.60	36,464.86
8	15,182.11	10,806.32	4,375.78	25,658.53
9	15,182.11	12,103.08	3,079.02	13,555.45
10	15,182.11	13,555.45	1,626.65	0.00

ANEXO 6.3

COSTOS DE ADECUACIONES PARA EL MONTAJE DEL SFV

Montaje de techo adicional - en el parqueo de 28 mts de ancho por 32 mts de largo

	No.	Precio	Totales
Cajas de perlines 4x4	12	800	9,600.00
Perlines 2x4 p	60	400	24,000.00
Tubos metalicos redondos 3p	96	600	57,600.00
Angulares de 1 pulg	50	320	16,000.00
Soldadura y pintura			6,000.00
Arena, cemento y piedrin	12 bases	300	3,600.00
Malla expansiva de 2"	24	350	8,400.00
PVC lamina transparente	36	800	28,800.00
Varios			6,000.00
Subtotal			160,000.00
Mano de Obra			48,000.00
Escaleras metalicas de acceso			8,000.00
Transporte			16,000.00
Adicionales			56,000.00
Total C\$			288,000.00
En U\$			8,228.57

Costos de trabajos de mantenimiento del techo a realizarse antes de la instalación del SFV sobre el techo del edificio

Sellado con tapagoteras, Fastil	bidones	5	14000
Pintura anticorrosiva	bidones	2	8000
Diluyente	bidones	3	3570
Varios (brochas, lijas etc)			3000
Mano de obra			8844
Transporte			600
Subtotal			38014
En U\$			1,086.11

ANEXO 7

CALCULO DE EFICIENCIA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Temperatura de diseño °C del Panel 450W (40-85)	27.2	28.8	30.2	30.9	29.1	27.6	27.8	28	27.4	26.9	26.7	26.7
Temperatura de Operación (T _{diseño} +15°C) El panel Peimar trabaja en un rango entre 40-85 grados	42.2	43.8	45.2	45.9	44.1	42.6	42.8	43	42.4	41.9	41.7	41.7
El coeficiente de temperatura de la potencia de salida máxima (P _{max}) en NIMOT -0.37%/°C	0.37%	0.37%	0.37%	0.37%	0.37%	0.37%	0.37%	0.37%	0.37%	0.37%	0.37%	0.37%
Caída de eficiencia de temperatura (T _{op} -25°C)*Coef	6.4%	7.0%	7.5%	7.7%	7.1%	6.5%	6.6%	6.7%	6.4%	6.3%	6.2%	6.2%
Factor de temperatura (eficiencia del modulo)	93.64%	93.04%	92.53%	92.27%	92.93%	93.49%	93.41%	93.34%	93.56%	93.75%	93.82%	93.82%
Eficiencia por orientación del SFV (100-1.52%)	98.48%											
Eficiencia por polución	97.00%											
Eficiencia del inversor	97.8%	97.8%	97.8%	97.8%	97.8%	97.8%	97.8%	97.8%	97.8%	97.8%	97.8%	97.8%
Eficiencia del cableado	96.0%	96.0%	96.0%	96.0%	96.0%	96.0%	96.0%	96.0%	96.0%	96.0%	96.0%	96.0%
Eficiencia del SFV integrado	83.98%	83.45%	82.98%	82.75%	83.35%	83.85%	83.78%	83.71%	83.91%	84.08%	84.15%	84.15%

Temperatura de diseño °C del Panel 450W (40-85)	Se toman de los valores máximos mensuales de temperatura para el país, según datos de la pag de la NASA
Temperatura de Operación (T _{diseño} +15°C) El panel Peimar trabaja en un rango entre 40-85 grados	A la temperatura de diseño se le suman 15 grados centígrados
El coeficiente de temperatura de la potencia de salida máxima (P _{max}) en NIMOT -0.37%/°C	Según datos de la ficha técnica del panel seleccionado es -0.37%/°C
Caída de eficiencia de temperatura (T _{op} -25°C)*Coef	A la temperatura de operación se le restan 25 grados centígrados y se multiplica por el Coeficiente de temperatura
Factor de temperatura (eficiencia del modulo)	Es la diferencia del 100% menos la caída de eficiencia del panel
Eficiencia del inversor	Según datos de la ficha técnica del inversor es una constante de 97.8%
Eficiencia del cableado	Se toma como constante una caída de voltaje del 4%, es una constante del 96%
Eficiencia del sistema	Es el resultado de multiplicar: la eficiencia del inversor x la eficiencia del cableado X Eficiencia por polución x el factor de temperatura

ANEXO 7.1 GENERACION DE ENERGIA DE LOS SFV 100.8 KW Y 71.1 KW

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
Eficiencia del sistema	83.98%	83.45%	82.98%	82.75%	83.35%	83.85%
Potencia del panel solar	450	450	450	450	450	450
Ajuste de Potencia del Panel x Ef del sistema	378	376	373	372	375	377
Horas Solares	5.7	6.1	6.5	6.2	5.6	5.6
Dias mes	31	28	31	30	31	30
Numero de paneles (100.8 kW) 100%	224	224	224	224	224	224
Numero de paneles (71.1 kW) 70%	158	158	158	158	158	158
Generacion SFV 100.8 kW	14,879.15	14,343.47	16,958.74	15,389.81	14,689.30	14,274.99
Generacion SFV 71.1 kW	10,495.11	10,117.27	11,961.97	10,855.31	10,361.20	10,068.97
	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Eficiencia del sistema	83.78%	83.71%	83.91%	84.08%	84.15%	84.15%
Potencia del panel solar	450	450	450	450	450	450
Ajuste de Potencia del Panel x Ef del sistema	377	377	378	378	379	379
Horas Solares	5.5	5.4	5.2	5.3	5.4	5.5
Dias mes	31	31	30	31	30	31
Numero de paneles (100.8 kW) 100%	224	224	224	224	224	224
Numero de paneles (71.1 kW) 70%	158	158	158	158	158	158
Generacion SFV 100.8 kW	14,451.17	14,047.34	13,296.66	13,898.41	13,766.04	14,540.43
Generacion SFV 71.1 kW	10,193.24	9,908.39	9,378.89	9,803.34	9,709.97	10,256.20

Generación anual

101.7 kW
71.1 kW

174,535.51
123,109.87

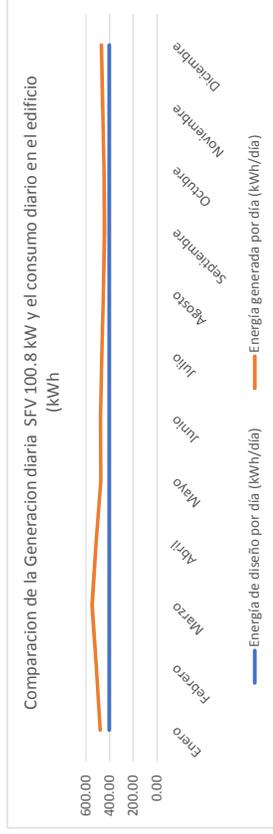
ANEXO No. 7.2

COMPARACION DEL CONSUMO DIARIO DE ENERGIA Y LA GENERACION DIARIA DEL SFV 100.8 Kw

Consumo de diseño 402.77 kWh/día

COMPONENTES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

- Potencia de módulo 450 W
- Módulos Fotovoltaicos 224
- Precio del KW instalado "key on" 1300
- Potencia del inversor 15 kW
- Número de inversores 7
- Costo US\$/kWh 0.314



	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Energía de diseño por día (kWh/día)	402.77	402.77	402.77	402.77	402.77	402.77	402.77	402.77	402.77	402.77	402.77	402.77
Energía generada por día (kWh/día)	480.0	512.3	547.1	513.0	473.8	475.8	466.2	453.1	443.2	448.3	458.9	489.0
Porcentaje de la energía requerida	119%	127%	136%	127%	118%	118%	116%	113%	110%	111%	114%	116%
Días al mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Energía generada por mes (kWh/mes)	14,879.15	14,343.47	16,958.74	15,389.81	14,689.30	14,274.99	14,047.34	13,296.66	13,898.41	13,766.04	14,540.43	
Costo del kWh (US\$/kWh)	0.314	0.314	0.314	0.314	0.314	0.314	0.314	0.314	0.314	0.314	0.314	0.314
Costo de la energía generada (US\$/mes)	\$4,673.90	\$4,505.63	\$5,327.15	\$4,834.31	\$4,614.26	\$4,484.12	\$4,412.61	\$4,176.80	\$4,365.83	\$4,324.25	\$4,567.50	

Energía generada al año (kWh) 174,535.51
 Costo de la energía generada al año (US\$/año) \$54,825.82
 Potencia nominal del sistema (kW) 100.8
 Costo del kW instalado (US\$/kW) \$1,000.00
 Costo del sistema instalado (US\$) \$100,800.00

ANEXO No. 7.3

COMPARACION DEL CONSUMO DIARIO DE ENERGIA Y LA GENERACION DIARIA DEL SFV 71.1 KW

Consumo de diseño 281.94 kWh/día

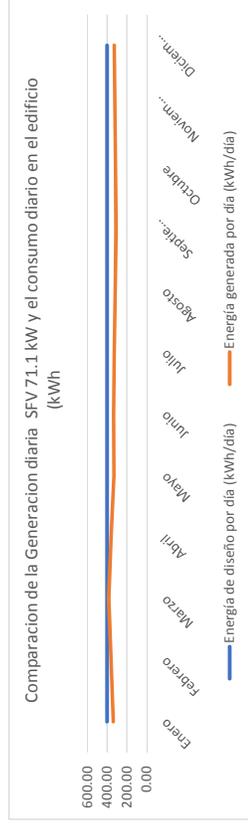
COMPONENTES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Potencia de módulo 450 W

Módulos Fotovoltaicos 158.00

Precio del KW instalado "key on" 1.6

Potencia del inversor 15 kW



SFV 71.1 kW	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Energía de diseño por día (kWh/día)	402.77	402.77	402.77	402.77	402.77	402.77	402.77	402.77	402.77	402.77	402.77	402.77
Energía generada por día (kWh/día)	338.6	361.3	385.9	385.9	361.8	334.2	319.6	328.8	312.6	316.2	323.7	330.8
Porcentaje de la energía requerida	84%	90%	96%	96%	90%	83%	79%	82%	78%	79%	80%	82%
Días al mes	31	28	31	31	30	31	31	31	30	31	30	31
Energía generada por mes (kWh/mes)	10,495.11	10,117.27	11,961.97	10,855.31	10,361.20	10,068.97	10,193.24	9,908.39	9,378.89	9,803.34	9,709.97	10,256.20
Costo del kWh (US\$/kWh)	0.314	0.314	0.314	0.314	0.314	0.314	0.314	0.314	0.314	0.314	0.314	0.314
Costo de la energía generada (US\$/mes)	\$3,296.77	\$3,178.08	\$3,757.54	\$3,409.92	\$3,254.70	\$3,162.91	\$3,112.47	\$2,946.14	\$3,079.47	\$3,050.14	\$3,221.72	

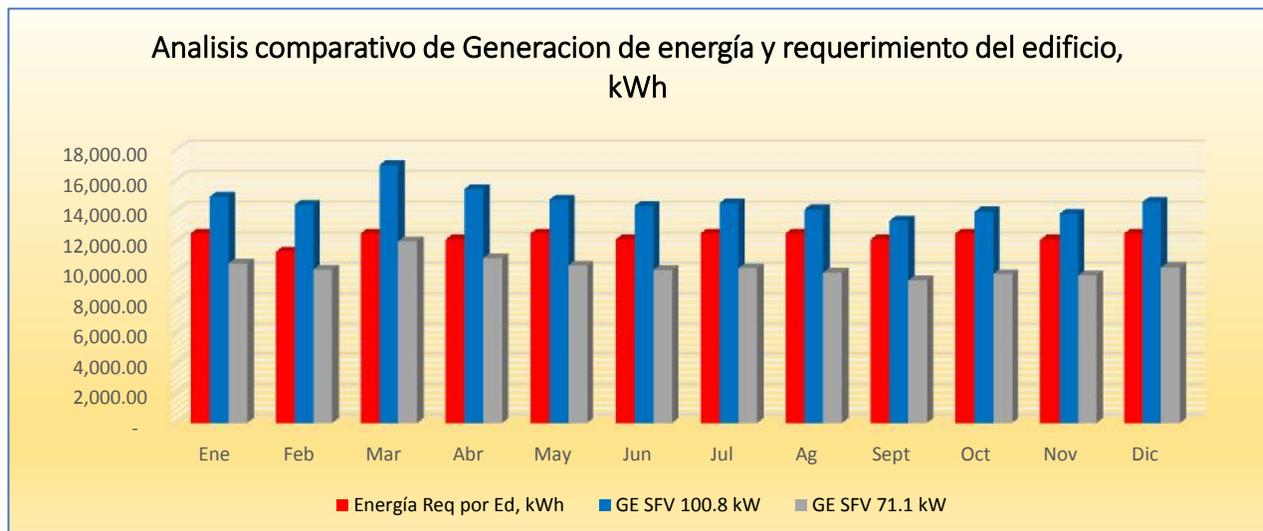
Energía generada al año (kWh) 123,109.87
 Costo de la energía generada al año (US\$/año) \$38,671.78
 Potencia nominal del sistema (kW) 71.1
 Costo del kW instalado (US\$/kW) \$1,000.00
 Costo del sistema instalado (US\$) \$71,100.00

ANEXO 7.4

RESUMEN DE GENERACION ANUAL POR SISTEMA

	100.8 kW
Consumo promedio	402.77
Generacion promedio calculada kWhxd	478.40
	71.1 kW
Consumo promedio	402.77
Generacion promedio calculada kWhxd	337.44

Mes	Energía Req por Ed, kWh	GE SFV 100.8 kW	GE SFV 71.1 kW
Ene	12,485.87	14,879.15	10,495.11
Feb	11,277.56	14,343.47	10,117.27
Mar	12,485.87	16,958.74	11,961.97
Abr	12,083.10	15,389.81	10,855.31
May	12,485.87	14,689.30	10,361.20
Jun	12,083.10	14,274.99	10,068.97
Jul	12,485.87	14,451.17	10,193.24
Ag	12,485.87	14,047.34	9,908.39
Sept	12,083.10	13,296.66	9,378.89
Oct	12,485.87	13,898.41	9,803.34
Nov	12,083.10	13,766.04	9,709.97
Dic	12,485.87	14,540.43	10,256.20
Total, kWh	147,011.05	174,535.51	123,109.87



ANEXO No. 7.5

CALCULO DEL CABLE A UTILIZAR EN EL SFV		
CALCULO DEL DIAMETRO DEL CABLE DEL PANEL AL INVERSOR		
I panel	$S = \frac{2 * L}{\gamma * U} * I$	10.67
Vmp		42.17
Distancia del Modulo al Panel de protecciones e Inversor (CC), mts		55
V linea de salida, v		220
I Linea de entrada al inversor, amp		21.7
U: Caída de tensión en voltios = (%caída de tensión)(tensión)		
U = (1%) (Vmp*N°P.serie) = (0.01)(42.17 V * 8) = 3.37 V		
U = (1%) (Vmp*N°P.serie) = (0.01)(42.17 V *15) = 6.33 V		
Caída de tension maxima permisible, v		4.85
Fórmula del diametro del cable para la distancia de los paneles al inversor es:		
$S = 2 * L * I * \gamma / \%V$		
X:resistividad del conductor a 90°C para aislamiento XLPE = 1/44 m/Ω. mm2		0.023
	S mm	11.19
Cable seleccionado No. 6		AWG
Fórmula del diametro del cable para la distancia de los inversor al panel de control del edificio es:		
	$S_M = \frac{\sqrt{3} * L_M * I_{N.Inv.}}{\%cdt * V_L * \sigma}$	
LM (m): Longitud del conductor de conexión entre el inversor al resto de componentes en corriente alterna		35
%cdt o (V): Porcentaje de caída de tensión 4% max permisible		0.04
I max en inversor, amp		42.68
IN.Inv. (A): Corriente nominal del inversor sobredimensionada = 3v Inom A		136.58
VL (V): Tensión de línea		220
σ: Conductividad del conductor a 90°C para aislamiento XLPE = 44 m/Ω. mm2		44
	Smm	21.38
Cable seleccionado No. 1/0		AWG

ANEXO 7.6
Secciones en mm de conductores



Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores aislados para 0 a 2000 V nominales y 60°C a 90°C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o directamente enterrados, para una temperatura ambiente de 30°C.

Calibre AWG o kcmil	Área de la sección transversal nominal mm ²	Temperatura nominal del conductor					
		60°C	75°C	90°C	60°C	75°C	90°C
		TW TWD CCE	THW, RHW THW-LS THWN XHHW	RHBI, RHW-2 THHN, THW-2 THHW-LS, XHHW-2	UF	RHW XHHW	RHW-2 XHHW XHHW-2 DRS
		Cobre			Aluminio		
14	2.08	20*	20*	25*	-	-	-
12	3.31	25*	25*	30*	-	-	-
10	5.26	30	35*	40*	-	-	-
8	8.37	40	50	55	-	-	-
6	13.3	55	65	75	40	50	60
4	21.2	70	85	95	55	65	75
2	33.6	95	115	130	75	90	100
1/0	53.5	125	150	170	100	120	135
2/0	67.4	145	175	195	115	135	150
3/0	85.0	165	200	225	130	155	175
4/0	107	195	230	260	150	180	205
250	127	215	255	290	170	205	230
300	152	240	285	320	190	230	255
350	177	260	310	350	210	250	280
400	203	280	335	380	225	270	305
500	253	320	380	430	260	310	350
600	304	355	420	475	285	340	385
750	380	400	475	535	320	385	435
1000	507	455	545	615	375	445	500

* A menos que se permita otra cosa específicamente en otro lugar de esta norma, la protección contra sobrecalentamiento de los conductores marcados con un asterisco (*), no se debe superar 15 A para 14 AWG, 20 A para 12 AWG y 30 A para 10 AWG, todos de cobre.

Conductividades y (en m/Ω.mm²) para el cobre y el aluminio, a distintas temperaturas

PVC XLPE/EPR

Material	C ₂₀	C ₄₀	C ₇₀	C ₉₀
Cobre	56	52	48	44
Aluminio	35	32	30	28
Temperatura	20 °C	40 °C	70 °C	90 °C

AMPERAJE - CABLE DE COBRE			
Tipo de aislante	TW	RHW, THW, THWN	THHN, XHHW-2 THWN-2
Nivel de temperatura	60°C	75°C	90°C
Calibre de cable	Amperaje soportado		
14 AWG	15 A	15 A	15 A
12 AWG	20 A	20 A	20 A
10 AWG	30 A	30 A	30 A
8 AWG	40 A	50 A	55 A
6 AWG	55 A	65 A	75 A
4 AWG	70 A	85 A	95 A
3 AWG	85 A	100 A	115 A
2 AWG	95 A	115 A	130 A
1 AWG	110 A	130 A	145 A
1/0 AWG	125 A	150 A	170 A
2/0 AWG	145 A	175 A	195 A
3/0 AWG	165 A	200 A	225 A
4/0 AWG	195 A	230 A	260 A

BASE DE DATOS DE FACTURACION NIS 2000110 UNI

Fuente: datos INE, elaboración propia

NIS 2000110	2017	2019	2020	2017	2019	2020	2017	2019	2020
	Consumo, kWh			Importe, C\$			Costo promedio, C\$/kWh		
Enero	189,000	165,900	193,200	1,683,303	1,608,098.53	2,296,184.98	8.91	9.69	11.89
Febrero	247,800	212,100	228,900	2,256,132	2,101,054.59	2,770,244.70	9.10	9.91	12.10
Marzo	321,300	247,800	264,600	2,990,823	2,477,855.64	3,239,847.90	9.31	10.00	12.24
Abril	291,900	207,900	168,000	2,807,763	2,133,995.81	2,056,791.10	9.62	10.26	12.24
Mayo	312,900	260,400	220,500	2,962,551	2,677,457.38	2,594,713.70	9.47	10.28	11.77
Junio	287,700	245,700	151,200	2,538,237	2,390,713.66	1,648,991.40	8.82	9.73	10.91
Julio	218,400	210,000	157,500	1,934,908	2,063,615.20	1,549,527.50	8.86	9.83	9.84
Agosto	281,400	247,800	180,600	2,444,237	2,405,469.95	1,846,484.70	8.69	9.71	10.22
Septiembre	283,500	216,300	176,400	2,533,827	2,217,507.12	1,811,726.30	8.94	10.25	10.27
Octubre	277,200	228,900	201,600	2,453,669	2,331,368.14	2,062,040.10	8.85	10.19	10.23
Noviembre	231,000	249,900	176,400	2,175,324	2,593,522.79	1,803,159.70	9.42	10.38	10.22
Diciembre	203,700	189,000	147,000	2,115,537	4,004,009.56	1,736,883.10	10.39	21.19	11.82
Total	3,145,800	2,681,700	2,265,900	28,896,310	29,004,668	25,416,595			

Promedio	262,150	223,475	188,825	2,408,026	2,417,056	2,118,050	9.20	10.95	11.15
Maximo	321,300	260,400	264,600	2,990,823	4,004,010	3,239,848	10.39	21.19	12.24
Min	189,000	165,900	147,000	1,683,303	1,608,099	1,549,528	8.69	9.69	9.84

Variación del consumo de energía de 2020 en relación a:

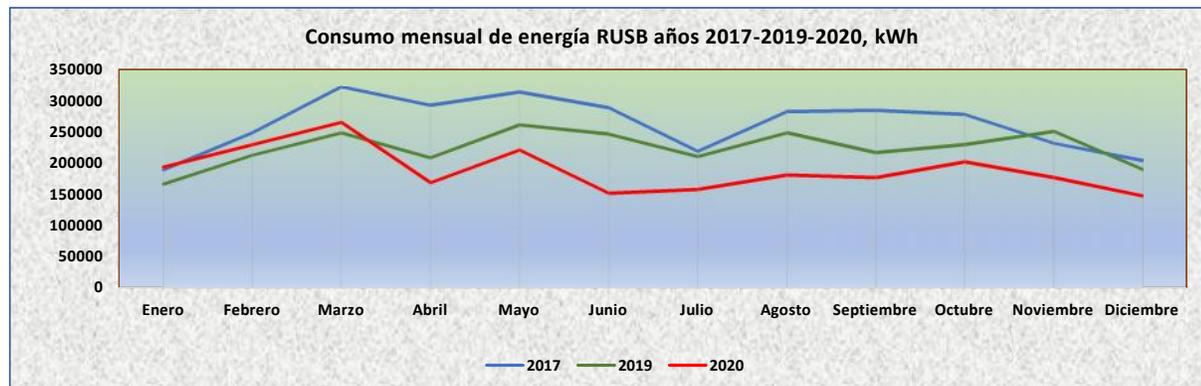
Reducción del consumo kWh 2020 en relación a 2017 **-28%**Reducción del consumo kWh 2020 en relación a 2019 **-16%**

Variación de la facturación C\$ de 2020 en relación a:

Reducción del monto facturado 2020 en relación a 2017 **-12%**Reducción del monto facturado 2020 en relación a 2019 **-12%**Incremento de la Tarifa 2020 en relación a 2017 **21%**Incremento de la Tarifa 2020 en relación a 2019 **1.8%**Incremento promedio **11.5%**

Peso del consumo calculado del edificio de Posgrado			% UNI
Consumo anual proyectado según medicion 2019	kWh	114,385.92	4.3%
Consumo anual proyectado según medicion 2020	kWh	104,741.84	4.6%

	2017	Tasa de cambio U\$/C\$	U\$/kWh	prom 3 años
Costo promedio en U\$/kWh	2019	30.791	0.30	
	2019	33.838	0.324	0.314
	2020	34.825	0.320	

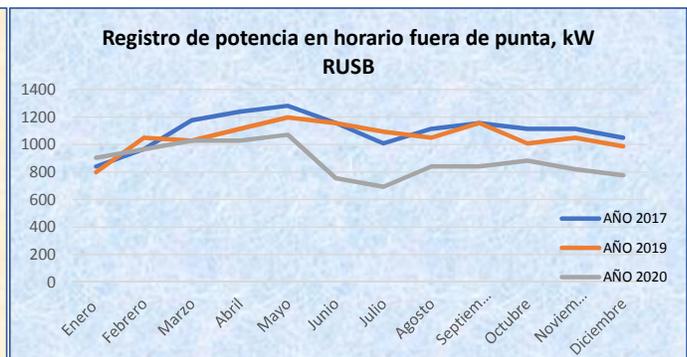


ANEXO 8.1 RESUMEN DE DEMANDA DE POTENCIA kW 2017-2019-2020 NIS 2000110 RUSB

Potencia Punta kW	AÑO 2017	AÑO 2019	AÑO 2020
Enero	336	210	336
Febrero	483	315	462
Marzo	672	357	504
Abril	693	315	315
Mayo	693	378	357
Junio	693	420	273
Julio	546	357	126
Agosto	609	336	252
Septiembre	693	399	252
Octubre	651	357	294
Noviembre	693	420	252
Diciembre	525	399	252
Promedio	607.25	355.25	306.25
Maxima	693.00	420.00	504.00
Minimo	336.00	210.00	126.00

Potencia fuera de punta, kW	AÑO 2017	AÑO 2019	AÑO 2020
Enero	840	798	903
Febrero	966	1050	966
Marzo	1176	1029	1029
Abril	1239	1113	1029
Mayo	1281	1197	1071
Junio	1155	1155	756
Julio	1008	1092	693
Agosto	1113	1050	840
Septiembre	1155	1155	840
Octubre	1113	1008	882
Noviembre	1113	1050	819
Diciembre	1050	987	777
Promedio	1,100.75	1,057.00	883.75
Maxima	1,281.00	1,197.00	1,071.00
Minimo	840.00	798.00	693.00

Fuente: datos INE, elaboración propia



ANEXO No. 9.2 FLUJO ECONOMICO SFV 100.8 kW CON FINANCIAMIENTO

MONTAJE EN TECHO SOBRE PARQUEO - CONSTRUCCION DE ANEXO
CRITERIOS:

Incremento del precio anual de la energía	3%
Horizonte de planeación del proyecto (años)	10
Tasa de Retorno Mínima Aceptable	12%
Tasa de descuento anual	5%
Años del préstamo	10
Años de gracia	0
Años de depreciación paneles	25
Años de depreciación inversores	10
Inversión Inicial	\$134,908.86
Inversión Fija	\$128,308.86
Capacidad Nominal del Sistema (kW)	100.80
Costo del watt instalado (US\$/KW)	\$1,263.0
Costo del sistema	\$127,309
Equipo de oficina	\$1,000.00
Inversión Intangible	\$5,600.00
Estudio de prefactibilidad	\$600.00
Permisos	\$5,000.00
Años para reinvertir	10
Reinversión	\$42,633.50
Inversor	\$42,633.50

Concepto / Moneda US	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión inicial (Costos SFV mas Intangibles+Mobili)											
Reinversión por inversores											
Ingresos Totales - ahorro por generación de SFV		\$54,825.82	\$56,470.59	\$58,164.71	\$59,909.65	\$61,706.94	\$63,558.15	\$65,464.90	\$67,428.84	\$69,451.71	\$71,535.26
Ingresos generada en el año (KWh)		174,536	174,536	174,536	174,536	174,536	174,536	174,536	174,536	174,536	174,536
Costo del KWh		\$0.31	\$0.32	\$0.33	\$0.34	\$0.35	\$0.36	\$0.38	\$0.39	\$0.40	\$0.41
Egresos Totales		\$10,080.04	\$10,080.04	\$10,080.04	\$10,080.04	\$10,080.04	\$10,080.04	\$10,080.04	\$10,080.04	\$10,080.04	\$10,080.04
GASTOS ADMINISTRATIVOS											
Personal											
Operación y Mantenimiento (1% de la inversión in)		1%									
Salario de 1 tecnico		\$1,349.09	\$1,349.09	\$1,349.09	\$1,349.09	\$1,349.09	\$1,349.09	\$1,349.09	\$1,349.09	\$1,349.09	\$1,349.09
Depreciación		\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00
Paneles		\$5,920.95	\$5,920.95	\$5,920.95	\$5,920.95	\$5,920.95	\$5,920.95	\$5,920.95	\$5,920.95	\$5,920.95	\$5,920.95
Inversor		\$1,657.60	\$1,657.60	\$1,657.60	\$1,657.60	\$1,657.60	\$1,657.60	\$1,657.60	\$1,657.60	\$1,657.60	\$1,657.60
Amortización		\$4,263.35	\$4,263.35	\$4,263.35	\$4,263.35	\$4,263.35	\$4,263.35	\$4,263.35	\$4,263.35	\$4,263.35	\$4,263.35
UTILIDAD BRUTA		\$44,745.78	\$46,390.56	\$48,084.67	\$49,829.62	\$51,626.91	\$53,478.11	\$55,384.86	\$57,348.80	\$59,371.67	\$61,455.61
Impuestos											
UTILIDAD NETA (Ingresos - egresos)		\$44,745.78	\$46,390.56	\$48,084.67	\$49,829.62	\$51,626.91	\$53,478.11	\$55,384.86	\$57,348.80	\$59,371.67	\$61,455.61
Depreciación		\$5,920.95	\$5,920.95	\$5,920.95	\$5,920.95	\$5,920.95	\$5,920.95	\$5,920.95	\$5,920.95	\$5,920.95	\$5,920.95
Amortización (Costos intangibles (25 años)		\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00
Préstamo		\$22,531.65	\$22,531.65	\$22,531.65	\$22,531.65	\$22,531.65	\$22,531.65	\$22,531.65	\$22,531.65	\$22,531.65	\$22,531.65
Interés		\$15,277.06	\$14,406.51	\$13,431.50	\$12,339.48	\$11,116.42	\$9,746.59	\$8,212.38	\$6,494.07	\$4,569.56	\$2,414.11
Capital		\$7,254.59	\$8,125.14	\$9,100.16	\$10,192.17	\$11,415.24	\$12,785.06	\$14,319.27	\$16,037.58	\$17,962.09	\$20,117.55
Valor de salvamento (20%)											
Flujo Neto de Efectivo (Utilidad+Depr+Amor+prest+VS)		-\$134,908.86	\$30,339.85	\$32,033.97	\$33,778.91	\$35,576.20	\$37,427.41	\$39,334.16	\$41,298.10	\$43,320.97	\$45,404.00
IVAN		\$57,307.64									
TIR		21%									
PRI		6									
Valor Presente Neto de los Egresos		\$205,590.17									
Energía Generada en todo el proyecto		1,745,355.07									
Costo Nivelado de la Energía		\$0.118									
% de reducción de costo de energía		63%									

Factor de emisiones de motor diesel viejo	800	Kg CO2/ MWh de energía
Factor de emisiones de motor diesel nuevo	0.8	Kg CO2/ KWh de energía
Emisiones reducidas al año	139,628.41	Kg CO2/ KWh de energía /año
Emisiones reducidas durante el proyecto	1,396,284.05	Kg CO2/ KWh de energía /vida útil del proyecto

ANEXO No. 10 FLUJO ECONOMICO SFV 71.1 KW CON FINANCIAMIENTO

MONTAJE EN TECHO

CRITERIOS:

Incremento del precio anual de la energía	3%
Horizonte de planeación del proyecto (años)	10
Tasa de Retorno Mínima Aceptable	12%
Tasa de descuento anual	5%
Años del préstamo	10
Años de depreciación paneles	25
Años de depreciación inversores	10
Inversión Inicial	\$92,382.28
Inversión Fija	\$85,782.28
Capacidad Nominal del Sistema (kW)	71.10
Costo del watt instalado (US\$/KW)	\$1,206.5
Costo del sistema	\$85,782
Equipo de oficina	\$1,000.00
Inversión Intangible	\$5,600.00
Estudio de prefactibilidad	\$600.00
Permisos	\$5,000.00
Años para reinvertir	10
Reinversión	\$23,425.00
Inversor	\$23,425.00

Concepto / Moneda U\$	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión inicial (Costos SFV mas Intangibles+Mob											
Reinversión por inversores											
Ingresos Totales - ahorro por generación de SFV		\$38,671.78	\$39,831.94	\$41,026.90	\$42,257.70	\$43,525.43	\$44,831.20	\$46,176.13	\$47,561.42	\$48,988.26	\$50,457.91
Energía generada en el año (KWh)	123,110	123,110	123,110	123,110	123,110	123,110	123,110	123,110	123,110	123,110	123,110
Costo del KWh	\$0.31	\$0.31	\$0.32	\$0.33	\$0.34	\$0.35	\$0.36	\$0.38	\$0.39	\$0.40	\$0.41
Egresos Totales	\$92,382.28	\$8,169.35	\$31,594.35								
GASTOS ADMINISTRATIVOS											
Personal											
Operación y Mantenimiento (2% de la inversión in)		\$1,847.65	\$1,847.65	\$1,847.65	\$1,847.65	\$1,847.65	\$1,847.65	\$1,847.65	\$1,847.65	\$1,847.65	\$1,847.65
Salario anual de 1 tecnico		\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00
Depreciación		\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70
Paneles		\$1,169.20	\$1,169.20	\$1,169.20	\$1,169.20	\$1,169.20	\$1,169.20	\$1,169.20	\$1,169.20	\$1,169.20	\$1,169.20
Inversor		\$2,342.50	\$2,342.50	\$2,342.50	\$2,342.50	\$2,342.50	\$2,342.50	\$2,342.50	\$2,342.50	\$2,342.50	\$2,342.50
Amortización		\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00
UTILIDAD BRUTA	-\$92,382.28	\$30,502.44	\$31,662.59	\$32,857.55	\$34,088.36	\$35,356.09	\$36,661.85	\$38,006.79	\$39,392.07	\$40,818.91	\$18,863.56
Impuestos											
UTILIDAD NETA (Ingresos - egresos)		\$30,502.44	\$31,662.59	\$32,857.55	\$34,088.36	\$35,356.09	\$36,661.85	\$38,006.79	\$39,392.07	\$40,818.91	\$18,863.56
Depreciación		\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70
Amortización (Costos Intangibles /10 años)		\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00
Préstamo		\$15,182.11									
Interés		\$10,293.87	\$9,707.29	\$9,050.31	\$8,314.49	\$7,490.38	\$6,567.37	\$5,533.60	\$4,375.78	\$3,079.02	\$1,626.65
Capital		\$4,888.23	\$5,474.82	\$6,131.80	\$6,867.61	\$7,691.73	\$8,614.73	\$9,648.50	\$10,806.32	\$12,103.08	\$13,555.45
Valor de salvamento											
Flujo Neto de Efectivo (Utilidad+Depr+Amort-pres+VS)	-\$92,382.28	\$19,392.03	\$20,552.19	\$21,747.14	\$22,977.95	\$24,245.68	\$25,551.45	\$26,896.38	\$28,281.67	\$29,708.51	\$25,291.2
VAN		\$40,546.32									
TIR		21%									
PRI		6.00									

Valor Presente Neto de los Egresos	\$146,083.13
Energía Generada en todo el proyecto	1,231,098.66
Costo Nivelado de la Energía	\$0.119
% de reducción de costo de energía	62%

ANEXO No. 10.1 FLUJO ECONOMICO SFV 71.1 kW SIN FINANCIAMIENTO

MONTAJE EN TECHO

CRITERIOS:

Incremento del precio anual de la energía	3%
Horizonte de planeación del proyecto (años)	10
Tasa de Retorno Mínima Aceptable	12%
Tasa de descuento anual	5%
Años del préstamo	10
Años de gracia	0
Años de depreciación paneles	25
Años de depreciación inversores	10
Inversión Inicial	\$92,382.28
Inversión Fija	\$85,782.28
Capacidad Nominal del Sistema (kW)	71.10
Costo del watt instalado (US\$/KW)	\$1,206.5
Costo del sistema	\$85,782
Equipo de oficina	\$1,000.00
Inversión Intangible	\$5,600.00
Estudio de prefactibilidad	\$600.00
Permisos	\$5,000.00
Años para reinvertir	10
Reinversión	\$23,425.00
Inversor	\$23,425.00

Concepto / Moneda US\$	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión inicial (Costos SFV,mas Intangibles+Mob											
Reinversión por inversores											23,425.00
Ingresos Totales - ahorro por generación de SFV		\$38,671.78	\$39,831.94	\$41,026.90	\$42,257.70	\$43,525.43	\$44,831.20	\$46,176.13	\$47,561.42	\$48,988.26	\$50,457.91
Energía generada en el año (KWh)		123,110	123,110	123,110	123,110	123,110	123,110	123,110	123,110	123,110	123,110
Costo del KWh		\$0.31	\$0.32	\$0.33	\$0.34	\$0.35	\$0.36	\$0.38	\$0.39	\$0.40	\$0.41
Gastos Totales		\$8,169.35									
GASTOS ADMINISTRATIVOS											
Personal											
Operación y Mantenimiento (2% de la inversión in)		\$1,847.65	\$1,847.65	\$1,847.65	\$1,847.65	\$1,847.65	\$1,847.65	\$1,847.65	\$1,847.65	\$1,847.65	\$1,847.65
Salario anual de 1 tecnico		\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00	\$2,250.00
Depreciación		\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70
Paneles		\$1,169.20	\$1,169.20	\$1,169.20	\$1,169.20	\$1,169.20	\$1,169.20	\$1,169.20	\$1,169.20	\$1,169.20	\$1,169.20
Inversor		\$2,342.50	\$2,342.50	\$2,342.50	\$2,342.50	\$2,342.50	\$2,342.50	\$2,342.50	\$2,342.50	\$2,342.50	\$2,342.50
Amortización		\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00
UTILIDAD BRUTA		\$30,502.44	\$31,662.59	\$32,857.55	\$34,088.36	\$35,356.09	\$36,661.85	\$38,006.79	\$39,392.07	\$40,818.91	\$42,332.56
Impuestos											
UTILIDAD NETA (Ingresos - egresos)		\$30,502.44	\$31,662.59	\$32,857.55	\$34,088.36	\$35,356.09	\$36,661.85	\$38,006.79	\$39,392.07	\$40,818.91	\$42,332.56
Depreciación		\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70	\$3,511.70
Amortización (Costos intangibles /10 años)		\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00	\$560.00
Valor de salvamento											
Flujo Neto de Efectivo (Utilidad+Depr+Amort+prest+VS)		\$34,574.14	\$35,734.29	\$36,929.25	\$38,160.06	\$39,427.79	\$40,733.55	\$42,078.49	\$43,463.77	\$44,890.61	\$46,358.33
VAN		\$126,328.60									
TIR		39%									
PRI		4.00									
Valor Presente Neto de los Egresos		\$146,083.13									
Energía Generada en todo el proyecto		1,231,098.66									
Costo Nivelado de la Energía		\$0.119									
% de reducción de costo de energía		62%									

ANEXO No. 11

ANALISIS DE LA VARIANTE A INSTALAR

	SFV 100.8 kW Montaje en Techo	SFV 100.8 kW Montaje en Parqueo	SFV 71.1 kW Montaje en Techo
Analisis con financiamiento			
<i>Monto del Proyecto, incluye IVA</i>	119,095.03	127,308.86	85,782.28
<i>Monto del Prestamo, a 10 años</i>	119,095.03	127,308.86	85,782.28
<i>Inversion Inicial</i>	126,695.03	134,908.86	92,382.28
<i>Costo de la energía U\$/kWh (datos INE)</i>	21.19	21.19	21.19
Periodo analizado	10 años	10 años	10 años
VAN	67,040.84	57,307.64	40,546.32
TIR	23%	21%	21%
Plazo de Recuperación de la Inversión PRI (años)	6.00	6.00	6.00
Valor presente neto de los egresos (VPNE)	204,070.80	205,590.17	146,083.13
Costo nivelado de la energía U\$/kWh (VPNE/ESFV)	0.117	0.118	0.119
% de reducción de costo de energía	63%	63%	62%
Energía generada por el SFV en el año	174,535.51	174,535.51	123,109.87
Energía generada en todo el periodo (ESFV) 10 años	1,745,355.07	1,745,355.07	1,231,098.66

Analisis sin financiamiento	SFV 100.8 kW Montaje en Techo	SFV 100.8 kW Montaje en Parqueo	SFV 71.1 kW Montaje en Techo
<i>Monto del Proyecto, incluye IVA</i>	119,095.03	127,308.86	85,782.28
<i>Inversion Inicial</i>	125,695.03	134,908.86	92,382.28
<i>Costo de la energía U\$/kWh (datos INE)</i>	21.19	21.19	21.19
Periodo analizado	10 años	10 años	10 años
VAN	186,135.87	184,616.50	126,328.60
TIR	41%	39%	39%
Plazo de Recuperación de la Inversión PRI (años)	4.00	4.00	4.00
Valor presente neto de los egresos (VPNE)	204,070.80	205,590.17	146,083.13
Costo nivelado de la energía U\$/kWh (VPNE/ESFV)	0.117	0.118	0.119
% de reducción de costo de energía	63%	63%	62%
Energía generada por el SFV en el año	174,535.51	174,535.51	123,109.87
Energía generada en todo el periodo (ESFV) 10 años	1,745,355.07	1,745,355.07	1,231,098.66

Indicadores FNE	SFV 100.8 kW Montaje en Techo	SFV 100.8 kW Montaje en Parqueo	SFV 71.1 kW Montaje en Techo
TIR con Fin	23%	21%	21%
TIR sin Fin	41%	39%	39%
VAN con Fin U\$	67,040.84	57,307.64	40,546.32
VAN sin Fin U\$	186,135.87	184,616.50	126,328.60
PRI con Fin	6.00	6.00	6.00
PRI sin Fin	4.00	4.00	4.00

DETALLE DEL CALCULO DE SUSTITUCION DE AIRES ACONDICIONADOS Y 100 COMPUTADORAS POR EQUIPOS MAS EFICIENTES

	SEER	Potencia kW	Cantidad	Tot kW
AA 9000	8	1.13	4	4.5
AA 60,000	10	6.00	17	102

Pot total 106.5

	SEER	Potencia kW	Cantidad	Tot kW
AA 9000	42	0.21	4	0.86
AA 60,000	18	3.33	17	56.67

Pot total 57.52

Cálculo de energía	SEER	Pot total kW	Horas/d	Dias/mes	Consumo kWh
AA 9000 - 4 uds	8	4.50	8	22.40	806.40
AA 60,000 - 17 uds	10	102	8	22.40	18,278.40
Consumo mensual, kWh					19,084.80
Consumo anual, kWh		268.8			229,017.60
AA 9000 - 4 uds	42	0.86	8	22.40	153.60
AA 60,000 - 17 uds	18	56.67	8	22.40	10,154.67
Consumo mensual, kWh					10,308.27
Ahorro mensual		kWh		46%	8,776.53
Ahorro anual		kWh		46%	105,318.40

Costos	SEER	Costo	Instalación	Total	Total + IVA
AA 9000	42	1178	230	1408	1,619.20
AA 60,000	18	3849	350	4199	4,828.85

Costos	SEER	Costo unit U\$	Cant AA	Total
AA 9000	42	1,619.20	4	6,476.80
AA 60,000	18	4,828.85	17	82,090.45
Costos de N. Mantica			Total U\$	88,567.25

Depreciacion	8,856.73	AA	10 años
	11,428.57	Laptops	3 años

	diario	Hras mensuales
Horas de consumo	8	22.4
		179.2

	Cantidad	Potencia, W	kWh, mes	kWh, año
PC	100	330	5,913.60	70,963
Laptops	100	75	1,344.00	16,128
Ahorro anual, kWh		77.27%		54,835.20

Ahorro anual	AA	105,318.40
	Laptops	54,835.20
Ahorro	kWh	160,153.60

Costos de los AA	21	88,567.25
Costo de las laptops	100	34,285.71
Inversion		122,852.96

Costos U\$/kWh 0.314

ANEXO No. 12.1

CALCULO DE PRESTAMO PLAN DE SUSTITUCION DE EQUIPOS

Porcentaje a financiar	100%	Sistema Francés
Tasa anual	12.00 %	
Períodos por año	1	
Años de préstamo	10	
Tasa período	12.00%	
Períodos totales	10	
Años de gracia	0	
Períodos de gracia	0	
Monto préstamo	\$ 122,852.96	
Tasa administrativa	0%	
Gastos administrativos	\$ 0	

Cuota por período		\$ 21,743.03
Períodos de pago		10
Factor de anualidad		
Plazo en años:		10.00

0

Flujo de fondos

	TIR anual			TIR por período
	12.00 %			12.00 %
TOTAL	\$ 217,430.29	\$ 122,852.96	\$ 94,577.33	
Años	Cuota	Amortización	Intereses	Deuda
0	-122,852.96			122,852.96
1	21,743.03	7,000.67	14,742.36	115,852.29
2	21,743.03	7,840.75	13,902.27	108,011.54
3	21,743.03	8,781.64	12,961.38	99,229.89
4	21,743.03	9,835.44	11,907.59	89,394.45
5	21,743.03	11,015.70	10,727.33	78,378.75
6	21,743.03	12,337.58	9,405.45	66,041.18
7	21,743.03	13,818.09	7,924.94	52,223.09
8	21,743.03	15,476.26	6,266.77	36,746.83
9	21,743.03	17,333.41	4,409.62	19,413.42
10	21,743.03	19,413.42	2,329.61	0.00

Resumen de evaluación económica de sustitución de equipos por mas eficientes

Detalle de equipos	No. Equipos	Horas de trabajo
AA 9000 BTU	4	8
AA 60000 BTU	17	8
Laptops	100	8
Días de trabajo / mes	22.4	

Completo, sustituyendo aires y laptops	TIR 12 %	
	Con Prestamo	Sin Prestamo
Resumen de opciones		
Ahorro anual en kWh	160,154	160,154
Inversion inicial U\$	122,852.96	122,852.96
Prestamo al 12%	122,852.96	
Plazo, años	10	10
VAN	35,763.42	158,616.39
TIR	18.4%	38%
Plazo de Retorno, años	0.0%	4



OR6H450M

HALF CELL LINE

● MÓDULO MADE EXTRA UE

El módulo de 144 células ha sido diseñado para garantizar un alto rendimiento de producción que no se puede alcanzar con la tecnología estándar.

La configuración semicelular de alta calidad optimiza la distribución eléctrica dentro del panel para promover el rendimiento del producto. Por estas razones, la gama Half Cell es adecuada no sólo para instalaciones industriales, sino también para instalaciones residenciales y comerciales.

CÉLULAS



144 CÉLULAS
MONO 6BB / 9BB M6 HALF | **PERC**
166x83 mm / 6.54x3.27"

MARCO



COMPACTO Y SÓLIDO | **35 / 40mm**
PUEDE SER ANCLADO EN EL LADO CORTO ⁽⁵⁾



30 AÑOS GARANTÍA LINEAL PRODUCCIÓN

20 AÑOS GARANTÍA PRODUCTO



TECNOLOGÍA **PERC**



PID FREE



REACCIÓN AL FUEGO: **CLASE 1**



VIDRIO **ANTIRREFLEJO**



SEGURO QBE

Seguro de Responsabilidad del Producto QBE

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS (STC) ⁽¹⁾

Potencia pico (Pmax) ⁽²⁾	
Tolerancia de clasificación	
Tensión a Pmax (Vmp)	
Corriente a Pmax (Imp)	
Tensión de circuito abierto (Voc) ⁽²⁾	
Corriente de corto circuito (Isc) ⁽²⁾	
Tensión máxima de sistema	
Máximo valor nominal del fusible	
Eficiencia Módulo	
Clase de protección contra descarga eléctrica	

OR6H450M

Potencia pico (Pmax) ⁽²⁾	450 W
Tolerancia de clasificación	0/+5 W
Tensión a Pmax (Vmp)	42.17 V
Corriente a Pmax (Imp)	10.67 A
Tensión de circuito abierto (Voc) ⁽²⁾	49.93 V
Corriente de corto circuito (Isc) ⁽²⁾	11.49 A
Tensión máxima de sistema	1500 V
Máximo valor nominal del fusible	20 A
Eficiencia Módulo	20.70%
Clase de protección contra descarga eléctrica	Clase II

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

Células	144 M6 HALF monocristalinas PERC
Tamaño Células	166x83 mm / 6.54x3.27"
Cubierta Frontal	3.2 mm / 0.13" grosor, vidrio templado
Cápsula	TPT (Tedlar-PET-Tedlar)
Cubierta Posterior	EVA (Etilene Vinil Acetato)
Marco	Aleación de aluminio anodizado doble grosor
Acabados Marco	Plata
Acabados Lámina posterior	Blanco
Diodos	3 Diodos de Bypass
Caja de conexiones	Certificado IP67
Conectores	MC4 o conectores compatibles
Longitud Cables	1300 mm / 51.18"
Sección Cables	4.0 mm ² / 0.006 in ²
Tamaño	2094 x 1038 x 35/40 mm / 82.44 x 40.87 x 1.38/1.57"
Peso	23.6 Kg / 52.03 lbs
Carga máxima (test de carga) - SF	5400 Pa - 1.5 ⁽⁵⁾

CARACTERÍSTICAS TEMPERATURA

NMOT ⁽³⁾	45±2 °C
Coefficiente temperatura de la potencia máxima	-0.37 %/°C
Coefficiente temperatura de la tensión de circuito abierto	-0.28 %/°C
Coefficiente temperatura de la corriente de corto circuito	0.042 %/°C
Temperatura de funcionamiento	-40 °C ~ +85°C

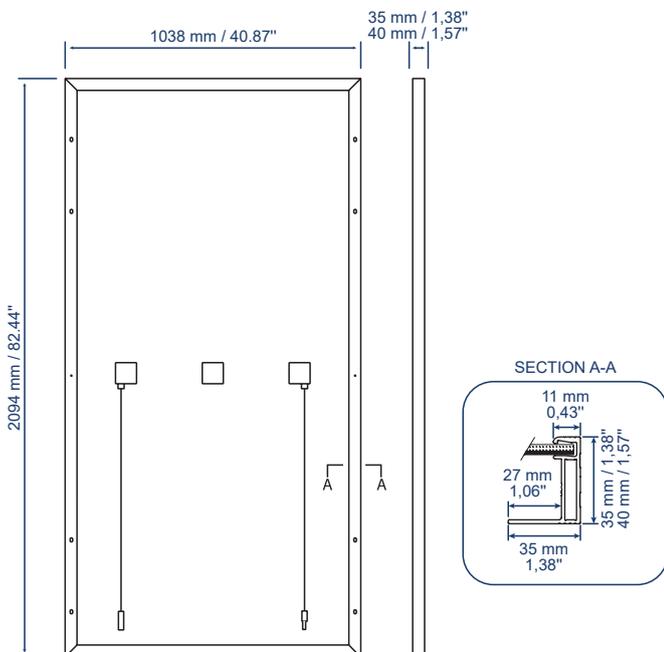
EMBALAJE ⁽⁴⁾

Medidas Palé	2140x1200x1200 mm / 84.25x47.24x47.24"
Paneles por Palé	31 (35mm) / 27 (40mm)
Peso	768 kg / 1693.15 lbs (35mm) 674 kg / 1485.92 lbs (40mm)

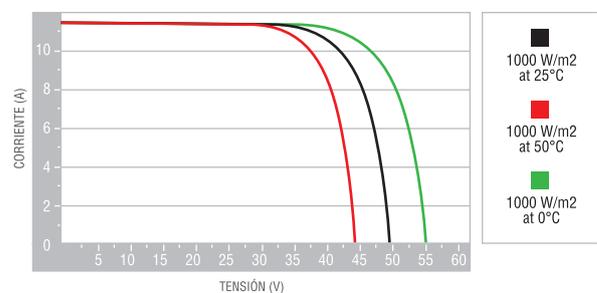
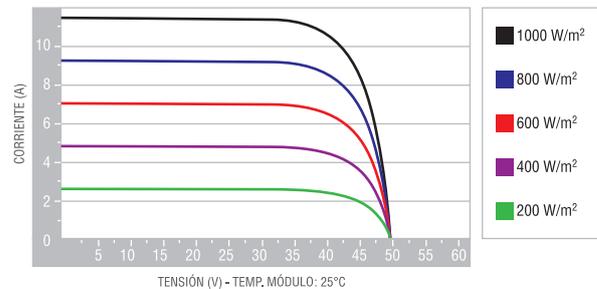
CERTIFICACIONES

Resistencia al fuego	Clase de reacción al fuego: 1 (UNI 9177)
PID free	IEC TS 62804-1:2015
Niebla sal	IEC 61701:2011
Amoniaco	IEC 62716:2013

MEDIDAS



CARACTERÍSTICAS CORRIENTE/VOLTAJE



1. STC (Standard Test Condition): Irradiación 1000W/m², Temperatura del módulo 25°C, Aire 1.5

2. Pmax, Voc, Isc tolerancia de medición: ±3%

3. NMOT: (Nominal Module Operating Temperature): Irradiación 800W/m², Aire 20°C, Velocidad viento 1m/s

4. Los palé pueden ser sobrepuestos máximo por dos

5. Consultar el manual de instalación por la configuración del relativo montaje

ANEXO 14 FICHA TECNICA DEL INVERSOR FRONIUS

INVERSOR SELECCIONADO 15.0-3-M

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Número de seguidores MPP	2				
Máx. corriente de entrada ($I_{dc\ máx. 1} / I_{dc\ máx. 2}$)	27,0 A / 16,5 A ¹⁾		33,0 A / 27,0 A		
Máx. corriente de entrada total ($I_{dc\ máx. 1} + I_{dc\ máx. 2}$)	43,5 A		51,0 A		
Máx. corriente de cortocircuito por serie FV (MPP ₁ /MPP ₂)	40,5 A / 24,8 A		49,5 A / 40,5 A		
Rango de tensión de entrada CC ($U_{dc\ mín.} - U_{dc\ máx.}$)	200 - 1000 V				
Tensión de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)	200 V				
Rango de tensión MPP	200 - 800 V				
Número de entradas CC	3+3				
Máx. salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)	15,0 kW _{pico}	18,8 kW _{pico}	22,5 kW _{pico}	26,3 kW _{pico}	30,0 kW _{pico}

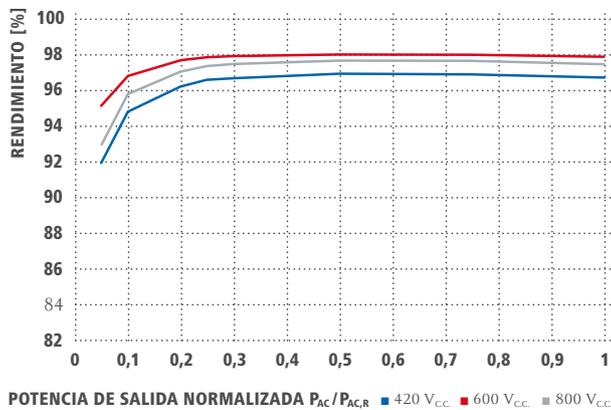
DATOS DE SALIDA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	10.000 W	12.500 W	15.000 W	17.500 W	20.000 W
Máxima potencia de salida	10.000 VA	12.500 VA	15.000 VA	17.500 VA	20.000 VA
Corriente de salida CA ($I_{ac\ nom.}$)	14,4 A	18,0 A	21,7 A	25,3 A	28,9 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Coefficiente de distorsión no lineal	1,8 %	2,0 %	1,5 %	1,5 %	1,3 %
Factor de potencia ($\cos \phi_{ac,r}$)	0 - 1 ind. / cap.				

DATOS GENERALES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	725 x 510 x 225 mm				
Peso	34,8 kg		43,4 kg		
Tipo de protección	IP 66				
Clase de protección	1				
Categoría de sobretensión (CC / CA) ²⁾	2 / 3				
Consumo nocturno	< 1 W				
Concepto de inversor	Sin transformador				
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada				
Instalación	Instalación interior y exterior				
Margen de temperatura ambiente	-40 - +60 °C				
Humedad de aire admisible	0 - 100 %				
Máxima altitud	2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)				
Tecnología de conexión CC	6 x CC+ y 6 x CC bornes roscados 2,5 - 16 mm ²				
Tecnología de conexión principal	5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm ²				
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21, NRS 097				

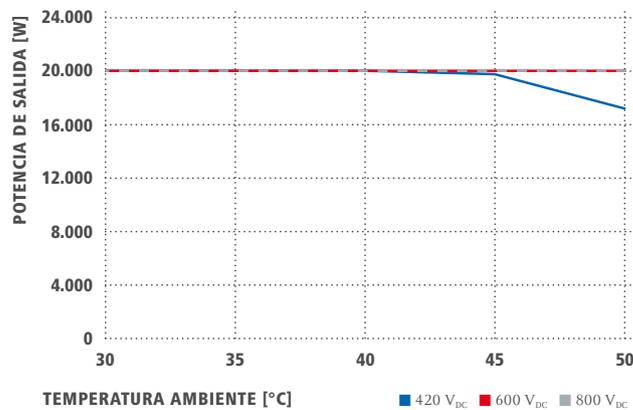
¹⁾ 14,0 A para tensiones < 420 V

²⁾ De acuerdo con IEC 62109-1. Carril DIN disponible para protección de sobretensiones de tipo 1+ 2 o tipo 2. Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS SYMO 20.0-3-M



REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS SYMO 20.0-3-M



DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

RENDIMIENTO	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máximo rendimiento		98,0 %		98,1 %	
Rendimiento europeo (η_{EU})	97,4 %	97,6 %	97,8 %	97,8 %	97,9 %
Rendimiento de adaptación MPP			> 99,9 %		

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Medición del aislamiento CC			Si		
Comportamiento de sobrecarga		Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia			
Seccionador CC			Si		
Protección contra polaridad inversa			Si		

INTERFACES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
WLAN / Ethernet LAN		Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)			
6 inputs y 4 inputs/outputs digitales		Interface receptor del control de onda			
USB (Conector A) ¹⁾		Datalogging, actualización de inversores vía USB			
2 conectores RJ 45 (RS422) ¹⁾		Fronius Solar Net			
Salida de aviso ¹⁾		Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)			
Datalogger and Webserver		Incluido			
Input externo ¹⁾		Interface SO-Meter / Input para la protección contra sobretensión			
RS485		Modbus RTU SunSpec o conexión del contador			

¹⁾ También disponible en la versión light.

Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

TRES UNIDADES DE NEGOCIO, UNA MISMA PASIÓN: TECNOLOGÍA QUE ESTABLECE ESTÁNDARES.

Lo que en 1945 comenzó como una empresa unipersonal, en la actualidad marca los estándares tecnológicos en los sectores de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica y carga de baterías. En la actualidad contamos en todo el mundo con 4.550 empleados y 1.241 patentes concedidas por desarrollos de productos, poniendo de manifiesto nuestro innovador espíritu. La expresión „desarrollo sostenible“ significa para nosotros fomentar aspectos sociales y relevantes para el medio ambiente, teniendo en cuenta los factores económicos. Nuestro objetivo siempre ha sido el mismo: ser líderes en innovación.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo visite www.fronius.com v09 May 2018 ES

Fronius España S.L.U.
Parque Empresarial LA CARPETANIA
Miguel Faraday 2
28906 Getafe (Madrid)
España
Teléfono +34 91 649 60 40
Fax +34 91 649 60 44
pv-sales-spain@fronius.com
www.fronius.es

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
Teléfono +43 7242 241-0
Fax +43 7242 241-953940
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com



The Company

CHIKO Solar is an “integration solar solutions” company, head quartered located in Shanghai, China. We are professional Solar Photovoltaic company specialized in designing and manufacturing solar mounting systems and solar power system. Our solutions address the needs of residential, corporate and utility scale customers.

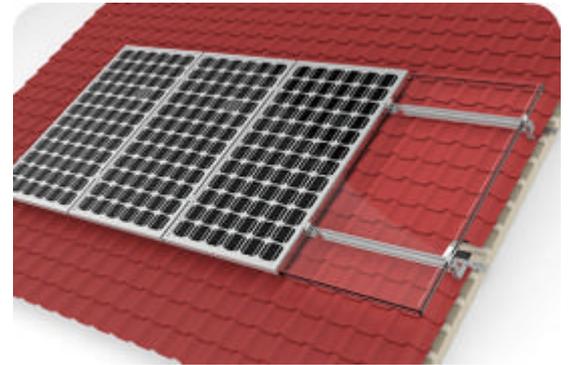
We are one of the fastest growing companies in solar business and will keep offering strong sales support and customer service.

We conduct research and development globally with facilities in China and worldwide

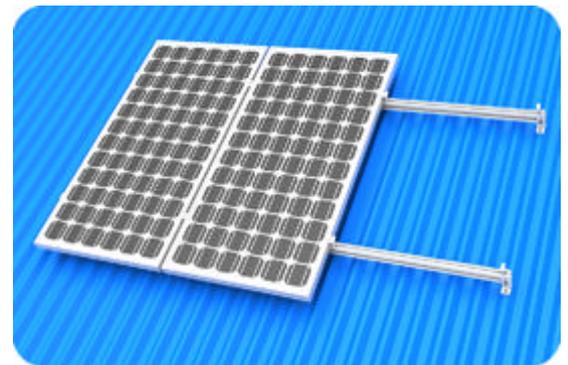
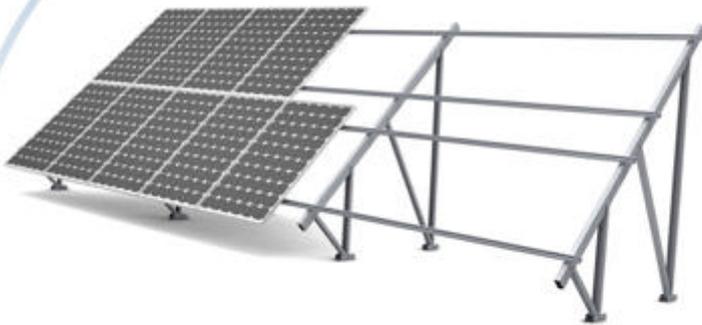


Our Products

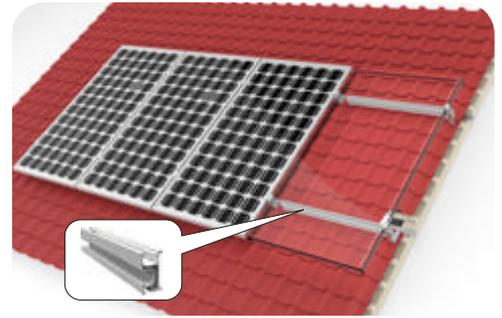
- CHIKO mounting systems
- Roof top: tiled roof & tin roof & tilt
- Open area solutions: pole mount & ground mount



ANEXO 15
FICHA TECNICA DE ESTRUCTURAS DE MONTAJE SFV



- Fast and simple installation
- High quality material in aluminium 6005-T5
- Suitable for all roof types and all PV modules
- Mechanical calculation and reliability tested to ensure highest product quality
- 10 years product warranty



CHIKO Rail

- CK-FB-R2560 CHIKO New 2560mm rail
 - CK-FB-R3405 CHIKO New 3405mm rail
 - CK-FB-R4200 CHIKO New 4200mm rail
- Chiko new rail, easier installation, lower cost

CK-FB-R



- CK-FZ-R-2560 CHIKO Standard 2560mm rail
- CK-FZ-R-3405 CHIKO Standard 3405mm rail
- CK-FZ-R-4200 CHIKO Standard 4200mm rail

CK-FZ-R



Customized Length:2000mm-6000mm

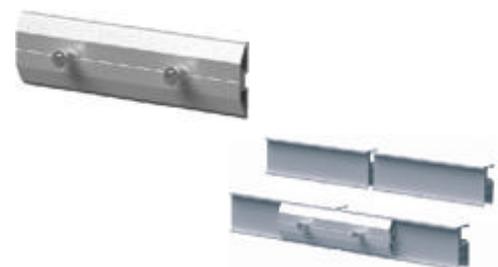
- Material AL6005-T5
- Extruded Aluminum section
- High class anodized aluminium
- Tilt –in nut easy to install
- **Package 8 PCS/PKG**



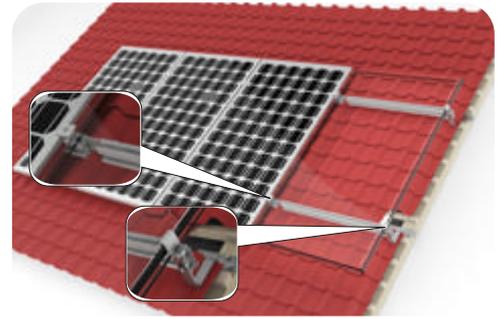
CHIKO standard rail splice kit

- CK-FZ-SK For connecting 2 pieces of base rail
- Material AL6005-T5 & SUS304 bolt
- High class anodized aluminium
- **Package 200 PCS/CTN**

CK-FZ-SK



With so many solar panel size choices available, we knew we had to provide systems that are simple to use, simple to inventory and simple to install. CHIKO framed module clamps are designed to suit a variety of solar panel thicknesses—from 30mm to 50mm. The clamps come preassembled with the fasteners for your convenience.



Standard mid clamp

CK-FZM-35	Fix 35mm solar panel frame
CK-FZM-40	Fix 40mm solar panel frame
CK-FZM-45	Fix 45mm solar panel frame
CK-FZM-50	Fix 50mm solar panel frame
CK-FZM-30	Fix 30mm solar panel frame
CK-FZM-34	Fix 34mm solar panel frame
CK-FZM-38	Fix 38mm solar panel frame
CK-FZM-42	Fix 42mm solar panel frame

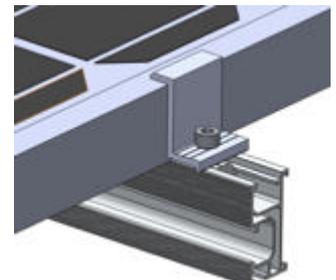
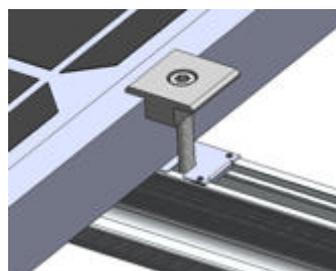
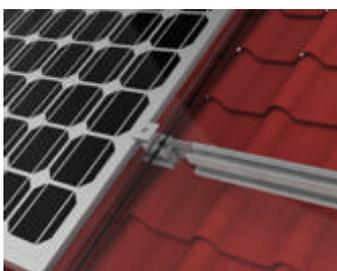
- Material AL6005-T5 & SUS304 bolt
- High class anodized aluminium
- Tilt –in nut easy to install
- **Package 400 PCS/CTN**



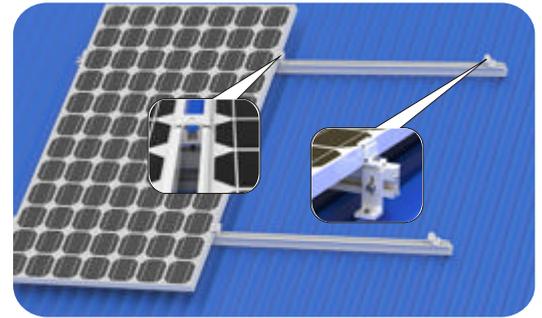
Standard end clamp

CK-FZE-35	Fix 35mm solar panel frame
CK-FZE-40	Fix 40mm solar panel frame
CK-FZE-45	Fix 45mm solar panel frame
CK-FZE-50	Fix 50mm solar panel frame
CK-FZE-30	Fix 30mm solar panel frame
CK-FZE-34	Fix 34mm solar panel frame
CK-FZE-38	Fix 38mm solar panel frame
CK-FZE-42	Fix 42mm solar panel frame

- Material AL6005-T5 & SUS304 bolt
- High class anodized Aluminium
- Tilt –in nut easy to install
- **Package 400 PCS/CTN**



Chiko adjustable mid clamp and adjustable end clamp are designed for different depth of solar panel from 35mm to 50, to fix 35-50mm panel through one solution.



Adjustable mid clamp

CK-FZ-AM Fix 35/40/45/50mm solar panel frame

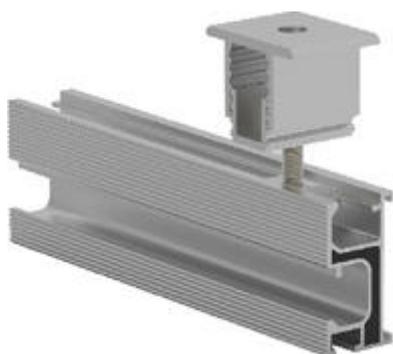
- Material AL6005-T5 & SUS304 bolt
- High class anodized aluminium
- Tilt –in nut easy to install
- **Package 400 PCS/CTN**



Adjustable end clamp

CK-FZ-AE Fix 35/40/45/50mm solar panel frame

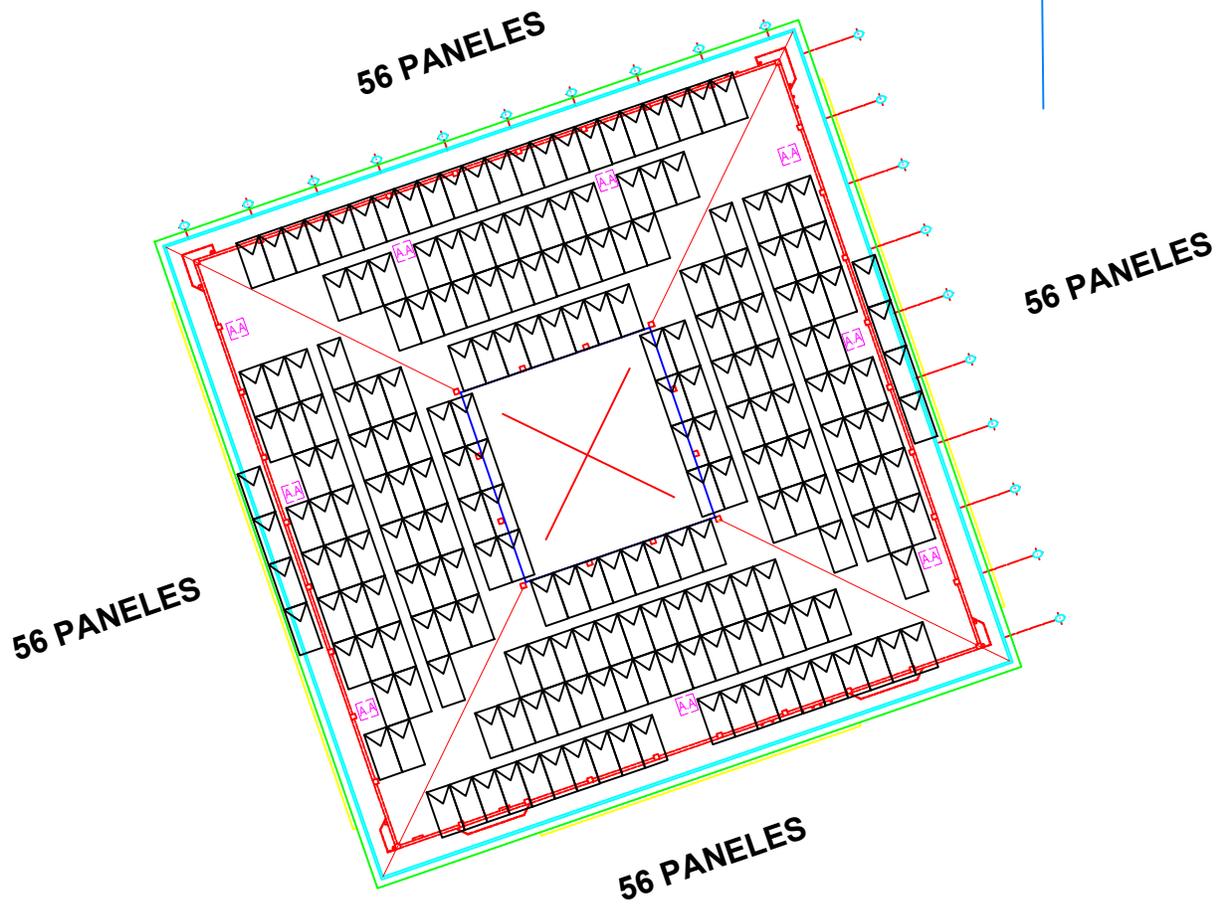
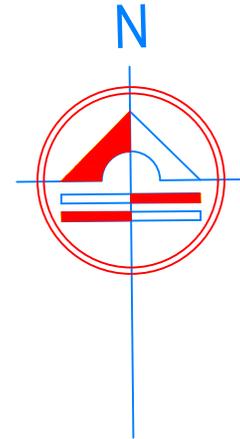
- Material AL6005-T5 & SUS304 bolt
- High class anodized aluminium
- Tilt –in nut easy to install
- **Package 400 PCS/CTN**



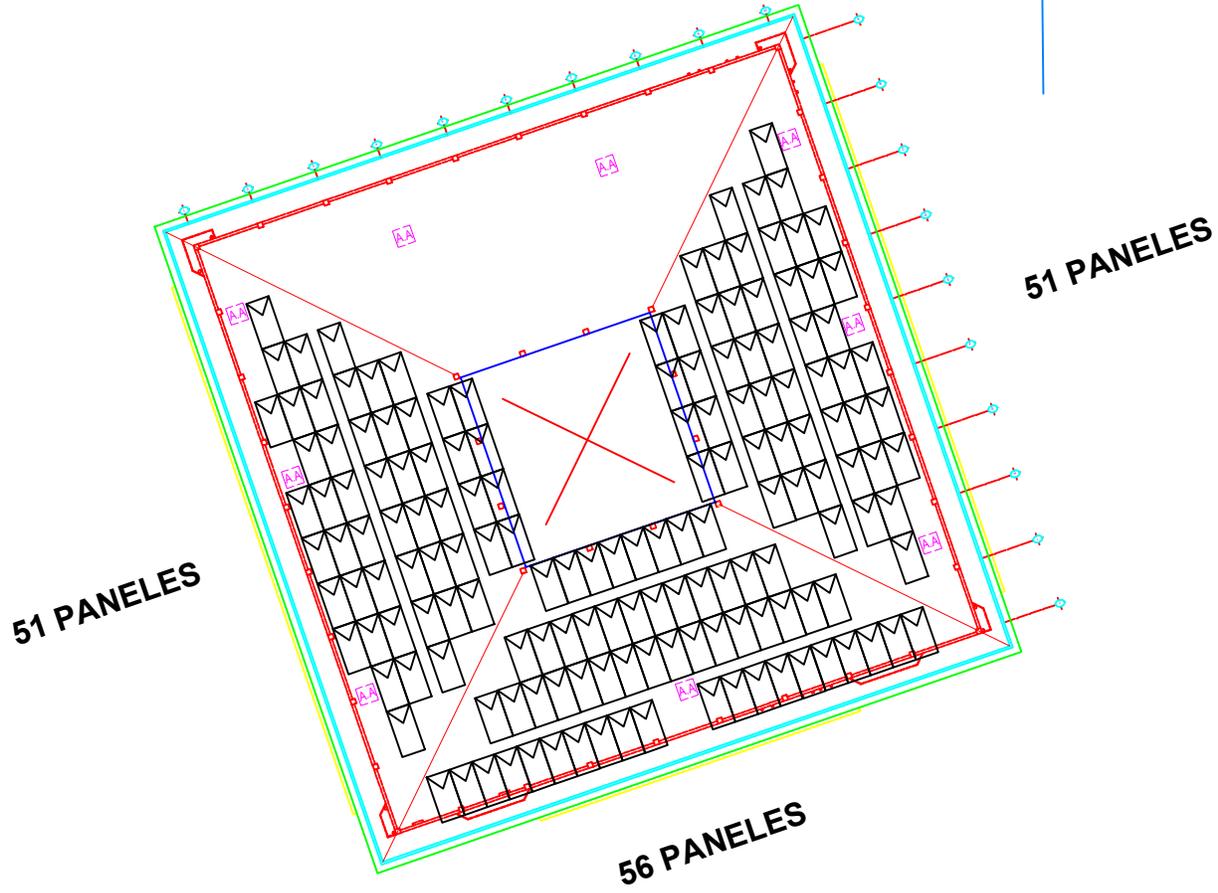
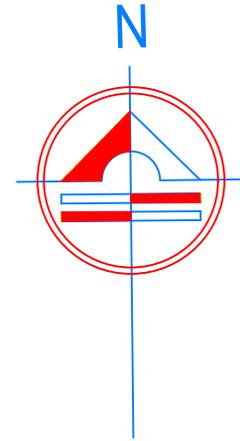
ANEXO 16 DIAGRAMAS UNIFILARES

-) SISTEMA FOTOVOLTAICO 100.8 KW MONTADO EN EL TECHO DEL EDIFICIO**
-) SISTEMA FOTOVOLTAICO 100.8 KW MONTADO EN EL PARQUEO**
-) SISTEMA FOTOVOLTAICO 71.1 KW MONTADO EN EL PARQUEO**
-) CONEXIÓN DE INVERSORES CON 32 PANELES – SFV 100.8 KW (1-7) y SFV 71.1 KW (1-4)**
-) CONEXIÓN DE INVERSORES CON 30 PANELES SFV 71.1 KW (5)**

SFV 100.8kW 224 Paneles-Modelo en Techo



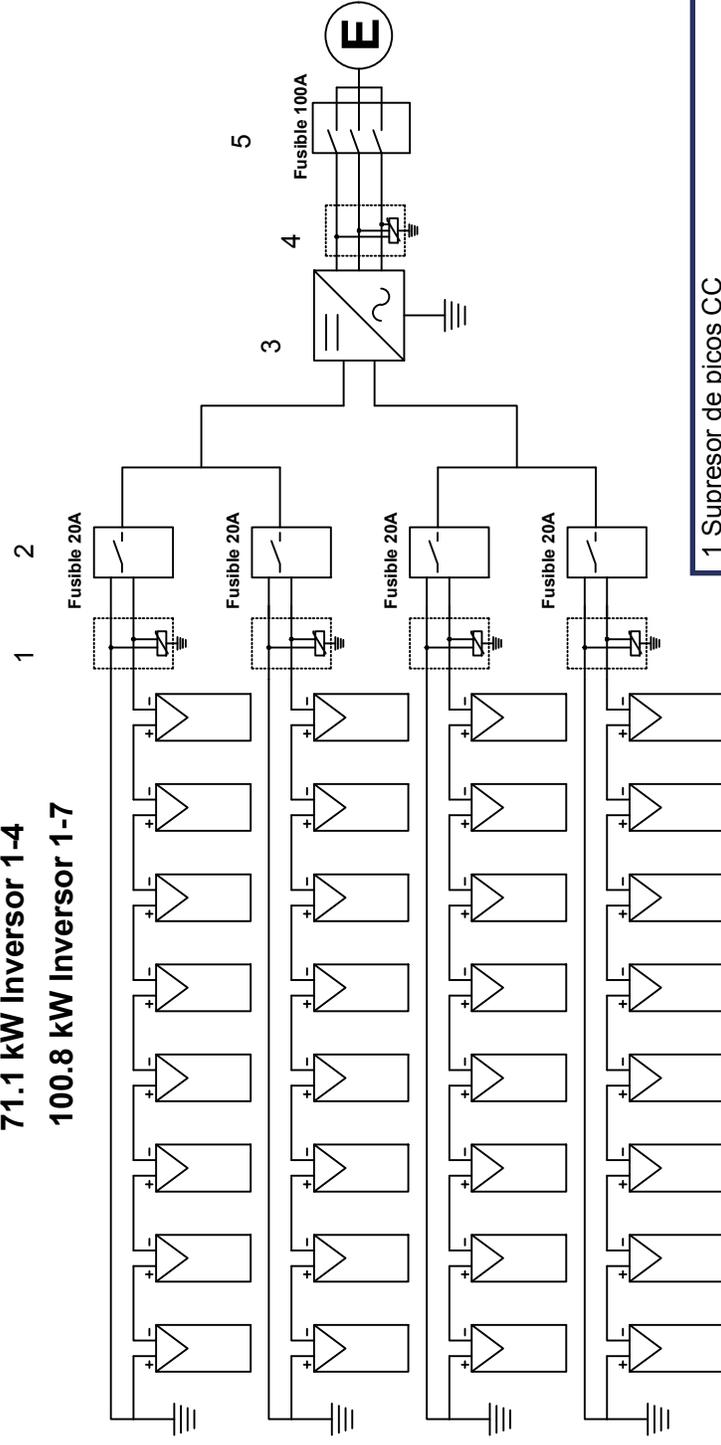
SFV 71.1kW 158 Paneles-Modelo en Techo



CONFIGURACION DE INVERSORES

71.1 kW Inversor 1-4

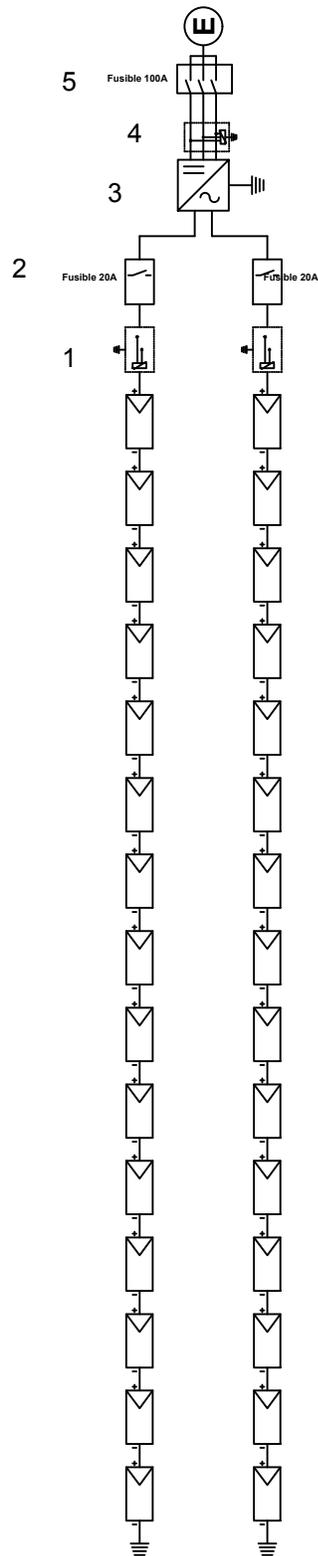
100.8 kW Inversor 1-7



- 1 Supresor de picos CC
- 2 Interruptor Fusible 20 Amp
- 3 Inversor
- 4 Supresor de picos CA
- 5 Interruptor Fusible 100 Amp

CONFIGURACION DE INVERSORES

71.1 kW Inversor 5



- 1 Supresor de picos CC
- 2 Interruptor fusible 20 Amp
- 3 Inversor
- 4 Supresor de picos CA
- 5 Interruptor Fusible 100 Amp

15 paneles por entrada

ANEXO 17.

MATRIZ ENERGETICA DE NICARAGUA

En Nicaragua, en el año 2006, el componente térmico de la generación parte de un 76%, el Gobierno inicia los esfuerzos por cambiar la matriz de generación con el fin de disminuir el % de fuentes térmicas, en el 2016 se llegó a un 50% de generación renovable, y en el 2020 se cerró con un 68% de generación renovable, siempre hay dependencia de la generación térmica, sumado a la inestabilidad y los precios de la generación renovable. En un esfuerzo por controlar los precios de venta mayoristas el MEM aprobó la tabla de referencia la cual establece límites máximos de venta, como pueden observar es la energía Solar la que más ha disminuido sus costos y recientemente se iniciaron los esfuerzos por renegociar los contratos con las generadoras renovables.

Banda de precios de referencia, aprobados por el MEM	Aprobada el 26/05/2015		Aprobada el 09/06/2017 a la fecha
	Mínimo	Máximo	Máximo
EOLICA	66	80	80
GEOTERMICA	74	92	92
BIOMASA	93	102	80
HIDRO A FILO DE AGUA	93	107	107
HIDRO CON EMBALSE	90	99	99
SOLAR	103	118	70

Fuente: Banda de precios vigente, MEM



Fuente –elaboración propia con datos estadísticos INE

El costo de los combustibles se mantendrá al alza, las proyecciones de costos de combustibles al 2030

Año	Petróleo	Diesel Oil	Fuel Oil 3%	Año	Petróleo	Diesel Oil	Fuel Oil	Carbón	GNL
	US\$/BBL	US\$/BBL	US\$/BBL		US\$/BBL	US\$/BBL	US\$/BBL	US\$/tm	US\$/m3
2005	56.55	68.35	36.48	2016	52.9	85.1	70.0	123.6	0.12
2006	66.04	76.10	45.57	2017	53.9	86.9	64.6	126.7	0.13
2007	72.20	84.36	53.09	2018	55.0	88.6	66.2	128.2	0.14
2008	100.06	118.79	72.93	2019	56.7	91.7	75.1	129.8	0.15
2009	61.92	68.31	55.91	2020	58.5	94.6	78.2	132.1	0.16
2010	79.45	88.51	69.69	2021	60.3	98.2	81.9	133.5	0.17
2011	95.03	122.81	95.83	2022	62.2	102.0	85.8	135.1	0.17
2012	94.13	126.00	99.34	2023	64.1	106.0	89.7	136.5	0.17
2013	97.99	121.66	93.00	2024	66.2	110.1	93.9	137.8	0.18
2014	93.28	111.47	82.78	2025	68.3	114.4	98.3	139.1	0.18
2015	48.70	63.70	40.71	2026	70.5	119.1	103.1	140.4	0.19
Promedio	78.67	95.46	67.76	2027	72.7	124.1	107.9	142.2	0.19
				2028	75.0	129.4	113.0	143.8	0.19
				2029	77.5	134.9	118.4	144.5	0.19
				2030	80.0	140.7	124.1	145.3	0.19

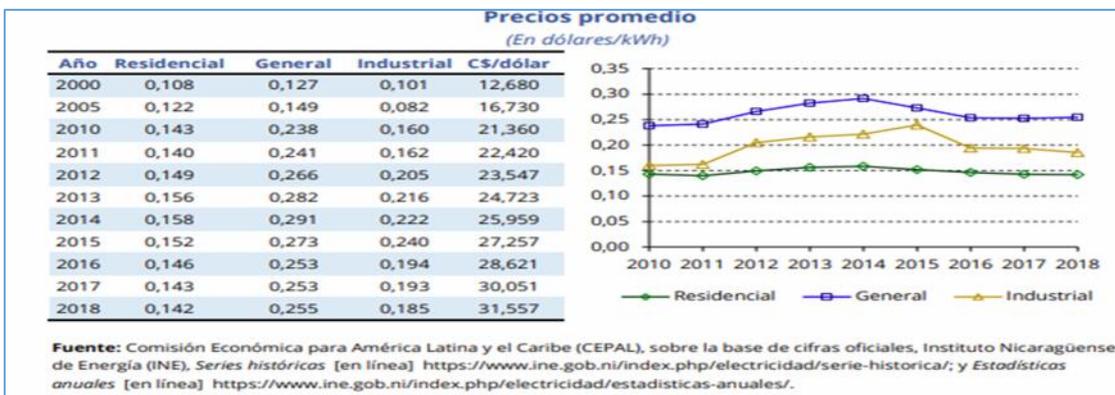
Fuente: Plan indicativo de Generación 2016-2030 MEM

Costos de la energía promedio al consumidor final



Fuente: https://www.globalpetrolprices.com/electricity_prices/

Costos de la energía, al consumidor según datos de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)



Fuente:

https://www.cepal.org/sites/default/files/publication/files/45299/2000254_es.pdf

Evolución del costo promedio de la energía C\$/kWh Fuente:

<https://www.bcn.gob.ni/estadisticas/precios/Energia/index.php>



Evolución de la matriz energética de Nicaragua en el futuro, escenario del Plan Indicativo de generación al año 2033

Se mantiene un % de generación térmica, siendo el mayor componente la Central de Gas Natural, y se contará con mayor incidencia de generación de fuentes renovables.

A pesar de las medidas del Gobierno no se visualiza a corto plazo una reducción de la Tarifa de energía, mientras se mantengan costos altos, esto influirá negativamente en la calidad de vida de la población y en la economía del país, ya que limita su crecimiento.

La energía barata, fomenta la creación de empleos, la creación de pequeñas y medianas industrias, ayuda a la economía familiar y la de los negocios, que al ahorrar en la factura pueden ejecutar proyectos o negocios que mejoren sus ingresos.

Disminución de costos de los equipos para SFV

El Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL de EU) calcula que la electricidad por fuentes fósiles cuesta entre 5 y 17 centavos de dólar por kWh, en comparación con la generación solar que promedia entre 3 y 6 centavos de dólar por kWh. Estudios arrojan una reducción en costo de la tecnología solar de más de 80% durante una década y casi 50% de disminución en costo de la tecnología eólica durante el mismo periodo. La Agencia Internacional de Energía (AIE) estima que los costos disminuirán entre 15 y 35% adicional para 2024. Fuente: www.energiahoy.com