



“Por un Desarrollo Agrario  
Integral y Sostenible”

**Universidad Nacional Agraria**

**Facultad de Recursos Naturales y del Ambiente**

## **Trabajo de Graduación**

**Diseño de un sistema fotovoltaico de  
inyección a red en el edificio del  
Departamento Manejo de Cuencas  
(DMC) de la UNA, 2019**

### **AUTOR:**

Br. Ithzaria Yolanda García Jarquín

### **ASESORES:**

Ing. Yader Mayquel Barrera Rivera

Ing. Lucilizabeth Pérez Rivera

Tesis para optar al título de Ingeniero  
en Recursos Naturales Renovables

Managua, Nicaragua

Diciembre, 2019

## INDICE DE CONTENIDO

<b>DEDICATORIA</b>	<b>i</b>
<b>AGRADECIMIENTO</b>	<b>ii</b>
<b>ÍNDICE DE CUADROS</b>	<b>iii</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b>	<b>iv</b>
<b>ÍNDICE DE ANEXOS</b>	<b>v</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>vi</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>vii</b>
<b>I. INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>II. OBJETIVOS</b>	<b>2</b>
2.1 Objetivo General	2
2.2 Objetivo Específicos	2
<b>III. MATERIALES Y MÉTODO</b>	<b>3</b>
3.1 Descripción del área de estudio	3
3.1.1 Ubicación geográfica	3
3.1.2 Variables climáticas del sitio de estudio	4
3.2 Diseño metodológico	5
3.2.1 Caracterización del edificio del DMC	5
3.2.2 Caracterización climática del sitio.	5
3.2.3 Censo de carga	6
3.3 Variables de la geometría solar	8
3.3.1 Radiación solar	8
3.3.2 Declinación del sitio	9
3.4 Dimensionado del sistema	9
3.4.1 Dimensionado de los paneles solares	10
3.4.2 Dimensionado del inversor	10
3.5 Reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> si se implementa el sistema	11
3.6 Análisis de rentabilidad	12
3.6.1 Indicadores de rentabilidad	12

3.6.2 Presupuesto o inversión para la implementación del sistema FV.	15
3.6.3 Costos de mantenimiento y depreciación de los equipos	15
3.6.4 Estimación de pliegos tarifarios 2009-2018	16
3.6.5 Tarifa eléctrica	16
3.6.6 Anualidad de préstamo	16
3.6.7 Análisis de escenarios de rentabilidad	17
3.6.8 Escenario 1: Fondo de inversión pública (presupuesto estatal).	17
3.6.9 Escenario 2: Anualidad de préstamo	17
<b>IV. RESULTADOS Y DISCUSIONES</b>	18
4.1 Caracterización del edificio del DMC	18
4.1.1 Demanda energética del edificio del DMC	19
4.2 Geometría solar del edificio	20
4.2.1 Declinación solar	20
4.2.2 Inclinación de los módulos fotovoltaicos del DMC	21
4.2.3 Orientación e inclinación optima de los módulos FV, en el DMC	22
4.3 Parámetros meteorológicos	23
4.3.1 Temperatura	23
4.3.2 Irradiancia	24
4.4 Demanda pico del edificio del Departamento de Manejo de Cuencas	25
4.4.1 Equipos con mayor demanda energética en el DMC	26
4.5 Características de los modulos fotovoltaicos	30
4.5.1 Degradación de módulos propuestos	31
4.5.2 Coeficiente de rendimiento de la instalación (PR)	32
4.5.3 Dimensionado del Inversor	33
4.5.4 Estructura de montaje del sistema propuesto	34
4.6 Emisiones evitadas de CO <sub>2</sub>	35
4.7 Pérdidas por sombreado	36
4.8 Análisis de rentabilidad de la propuesta	36
4.9 Costos operativos	37
4.9.1 Pliegos tarifarios (2009-2018)	37
4.9.2 Ahorro anual por factura eléctrica	38
4.10 Análisis de escenarios de rentabilidad	39

4.10.1 Anualidad de préstamo	39
4.10.2 Escenario 1. Inversión pública	40
4.10.3 Escenario 2. Préstamo bancario	41
4.10.4 Análisis comparativo de ambos escenarios de rentabilidad	42
<b>V. CONCLUSIONES</b>	43
<b>VI. RECOMENDACIONES</b>	44
<b>VII. LITERATURA CITADA</b>	45
<b>VIII. ANEXOS</b>	46

## **DEDICATORIA**

El presente trabajo de investigación es dedicado a Dios mi Rey por regalarme la sabiduría todos los días en mi carrera, y ser mi fortaleza en esta etapa de mi vida. Al gran amor de mi vida por siempre estar ahí para mí dándome ánimos todo este tiempo. A mi hermanita que es mi más grande motivación, a mis padres por guiarme y enseñarme a ser mejor cada día, por ser un gran ejemplo a seguir en mi vida, a mis abuelos por haber sido mi referencia ideal y seguir dándome fuerzas para llegar hasta el día de hoy. A todas las personas que me apoyaron y han hecho que el trabajo se realice con éxito.

***Br. Ithzaria García Jarquin***

## AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios todo poderoso por mi vida, por ser mi guía a lo largo de mi existencia, ser mi apoyo y fortaleza en los momentos de dificultad y debilidad. Gracias a mis padres: ***Minelicsa Jarquin y José Manuel García*** por ser promotores de mis metas, por sus consejos, valores y principios que me han inculcado desde mi infancia.

A mi prometido por estar siempre a mi lado, confiar en mí y brindarme su amor incondicional, agradezco a la Universidad Nacional Agraria por acogerme durante esos largos años. Quiero agradecer de manera especial a mis tutores, ***Ingeniero Yader Barrera Rivera e Ingeniera Lucilizabeth Pérez Rivera*** por su dedicación, ayuda y consejos los cuales me han servido tanto para llevar a cabo la tesis como para poder tomar decisiones a nivel profesional y personal. Ellos, no solo me han formado como Ingeniera, sino que también me han tratado como una amiga inculcándome valores y criterios que me acompañarán a lo largo de mi vida.

También agradezco a todos mis docentes de la Universidad Nacional Agraria y la Facultad de Recursos Naturales y del Ambiente, (***FARENA***) por haber compartido sus conocimientos a lo largo de la preparación de mi profesión, por creer en mí, y guiarme con su paciencia y su rectitud como docentes.

Al **Laboratorio de Innovación y Desarrollo de Energías Renovables (*LIDER*)** por haberme abierto las puertas durante 3 años de mi carrera, donde aprendí mucho y reforcé mis conocimientos, al **Departamento de Manejo de Cuencas** por permitirme realizar mi trabajo investigativo dentro de sus instalaciones.

Un agradecimiento a mi grupo de trabajo de la **ONG Internacional GRID ALTERNATIVE**, por el apoyo y recomendaciones en el momento de elaboración de mi trabajo investigativo, en especial a la Ing. Karelía Tercero por su tiempo y disposición.

***Br. Ithzaria García Jarquin***

## INDICE DE CUADROS

<b>CUADRO</b>		<b>PÁGINA</b>
1.	Formato para recolectar datos del consumo eléctricos en el edificio del DMC	7
2.	Variables de rentabilidad	12
3.	Equipos y materiales del sistema FV	15
4.	Características de los modulos fotovoltaicos	31
5.	Datos tecnicos del inversor	34
6.	Presupuesto del sistema FV	36
7.	Promedio de pliegos tarifarios (2009 - 2018)	38
8.	Tarifa binomia con medicion horaria estacional al 40 %	38
9.	Tabla de amortización	38
10.	Analisis comparativo de los escenarios propuestos	42

## INDICE DE FIGURA

<b>FIGURA</b>		<b>PÁGINA</b>
1.	Ubicación del DMC	3
2.	Plano arquitectónico del edificio DMC – Aire acondicionado	18
3.	Planta de iluminacion y planta de toma corriente	19
4.	Declincion solar	20
5.	Inclinación optima de los paneles en el DMC	21
6.	Orientación e inclinación óptima de los paneles solares en el DMC	22
7.	Temperatura ambiente y moduo fotovoltaico	23
8.	Irradiancia en el sitio de estudio	24
9.	Demanda pico del edificio DMC	25
10.	Demanda energetica de aires acondicionados	26
11.	Demanda energetica de CPU	27
12.	Consumo energetico anual (226 días de sol 2019)	28
13.	Diagrama unifilar del diseño fotovoltaico basado en la demanda del DMC	29
14.	Planificación 3D de la superficie tejado sur	30
15.	Degradacion de los modulos fotovoltaicos propuestos	31
16.	Coefficiente de rendimiento de la intalacion (PR)	33



## INDICE DE ANEXOS

ANEXO	PÀGINA
1. Escenario 1	46
2. Escenario 2	48
3. Promedio de pliegos tarifarios (2009-2018)	50

## RESUMEN

Este trabajo se realizó en la Universidad Nacional Agraria con el propósito de hacer una propuesta de sistema fotovoltaico de inyección a red en el edificio del Departamento Manejo de Cuencas que contribuya al cambio de matriz energética de la universidad. La investigación incluye el análisis técnico, rentabilidad y ambiental de la tecnología propuesta. Se estudiaron variables de la geometría solar del sitio como declinación, ángulo e inclinación óptima de los paneles. Se analizaron las variables climáticas como la irradiancia, temperatura y velocidad del viento, obtenidos de la estación meteorológica VAISALA ubicada en el LIDER-UNA y la estación del Aeropuerto Internacional Augusto César Sandino de Managua. Se hizo un diagnóstico de las variables eléctricas de los equipos utilizados en el DMC, como: tensión, corriente, potencia y tiempo de uso. Para el análisis de rentabilidad se evaluó el VAN, TIR, PRI y B/C. Se analizaron dos escenarios de rentabilidad del sistema, basados en la factura eléctrica que se pagaría según la demanda energética del edificio, el escenario (Anualidad de préstamo bancario) se planteó para personas, o empresas que pagan una factura de energía eléctrica mensual. Se hizo una estimación de ahorro de emisiones en ton/año de CO<sub>2</sub> evitados. Los resultados obtenidos demuestran que en el edificio existe un consumo pico de 28.2 kW (46349,21 Kw/h/año), Por el área del techo del edificio se propone un sistema FV, para cubrir el 40% de la demanda energética de 12.6 kWp, equivalente a 63 paneles de 200 W, lo que cubriría un área de 105.6 m<sup>2</sup> con un inversor de 13 kWp. La vida útil del proyecto se estima que son 30 años máximo y la recuperación de la inversión tratándose del escenario 1 sería en 2.4 años. Si el sistema se implementara en la UNA estaría evitando 6.7 ton CO<sub>2</sub>/año.

**Palabras claves:** Watts- Potencia- Módulos- Fotovoltaico- Indicadores Financieros- Tasa Interna de Retorno (TIR)-Valor Actual Neto (VAN) - Anualidad de préstamo -Periodo de Recuperación-Rentabilidad (PRI). Departamento de Manejo de Cuencas (DMC).

## ABSTRACT

This work was carried out at the National Agrarian University with the purpose of making a proposal for a grid injection photovoltaic system in the building of the Department of Watershed Management that contributes to the change of the university's energy matrix. The research includes the technical, profitability and environmental analysis of the proposed technology. Variables of the solar geometry of the site were studied such as declination, angle and optimal inclination of the panels. The climatic variables such as irradiance, temperature and wind speed, obtained from the VAISALA weather station located in the LIDER-UNA and the Augusto César Sandino International Airport in Managua, were analyzed. A diagnosis was made of the electrical variables of the equipment used in the DMC, such as: voltage, current, power and time of use. For the profitability analysis, the NPV, IRR, PRI and B / C were evaluated. Two profitability scenarios of the system were analyzed, based on the electric bill that would be paid according to the building's energy demand, the scenario (Bank Loan Annuity) was raised for people, or companies that pay a monthly electric power bill. An estimate of emission savings in ton / year of CO<sub>2</sub> avoided was made. The results obtained show that in the building there is a peak consumption of 28.2 kW (46349.21 Kw / h / year), For the roof area of the building a PV system is proposed, to cover 40% of the energy demand of 12.6 kWp, equivalent to 63 panels of 200 W, which would cover an area of 105.6 m<sup>2</sup> with a 13 kWp inverter. The useful life of the project is estimated to be 30 years' maximum and the recovery of the investment in scenario 1 would be 2.4 years. If the system were implemented in the UNA, it would be avoiding 6.7 tons of CO<sub>2</sub> / year.

Keywords: Watts- Power- Modules- Photovoltaic- Financial Indicators- Internal Rate of Return (IRR) - Net Present Value (NPV) - Loan Annuity -Recovery-Profitability Period (PRI). Watershed Management Department (DMC)

## I. INTRODUCCIÓN

El consumo masivo de recursos energéticos de origen fósil, agotables y contaminantes plantea el problema de encontrar nuevas fuentes de energía que sustituyan al carbón, al petróleo, al gas natural y al uranio. Las nuevas fuentes de energía deben ser renovables y no contaminantes para evitar los inconvenientes del actual modelo de consumo energético y poder alcanzar el cumplimiento del Protocolo de Kyoto. Además, es interesante que su tecnología permita ubicarlas en cualquier lugar sin necesidad de desarrollar grandes infraestructuras. (Chavaria, 2010).

La Universidad Nacional Agraria (UNA), ha venido trabajando en la integración de las energías renovables en su Currícula, de tal manera que, desde el 2008 se ha trabajado en la creación de **Laboratorio de Innovación y Desarrollo de Energías Renovables (LIDER-UNA)**, con el propósito de contar con un ambiente de aprendizaje en el ámbito de las energías renovables.

Como parte del aporte de la UNA al fomento de la generación de energía con fuentes renovables, se ejecutó este proyecto de investigación en el campus de la Universidad Nacional Agraria, específicamente en el edificio del Departamento Manejo de Cuencas. Este edificio cuenta con las condiciones físicas y de geometría solar idóneas para la ejecución del proyecto a nivel de diseño y porque no, a llevar a cabo el emplazamiento propuesto. Como parte de este estudio también se realizó un análisis sobre el ahorro en emisiones de CO<sub>2</sub> al ejecutar un proyecto de instalación de sistema fotovoltaico para el edificio. Así como se realizó un análisis de rentabilidad del proyecto para demostrar que la energía solar fotovoltaica es rentable y la inversión inicial se recupera en periodos bastante cortos el realce que tendría la UNA al implementar en un edificio de sus instalaciones un sistema fotovoltaico que reduciría un porcentaje de la huella de carbono al utilizar energía limpia y no contaminante.

## **II. OBJETIVOS**

### **2.1 Objetivo General**

Diseñar un sistema fotovoltaico de inyección a la red basado en la demanda energética y las variables ambientales del edificio del Departamento Manejo de Cuencas de la Universidad Nacional Agraria, que incluya el análisis técnico, económico y ambiental para su posible ejecución.

### **2.2 Objetivo Específicos**

- Determinar la demanda energética del edificio de manejo de cuencas de la UNA.
- Analizar las variables ambientales útiles para la generación fotovoltaica.
- Simular el emplazamiento técnico del sistema fotovoltaico propuesto.
- Estimar el ahorro de emisiones de CO<sub>2</sub> una vez ejecutado el proyecto.
- Determinar la viabilidad económica por medio de un análisis de rentabilidad de la implementación del sistema fotovoltaico.

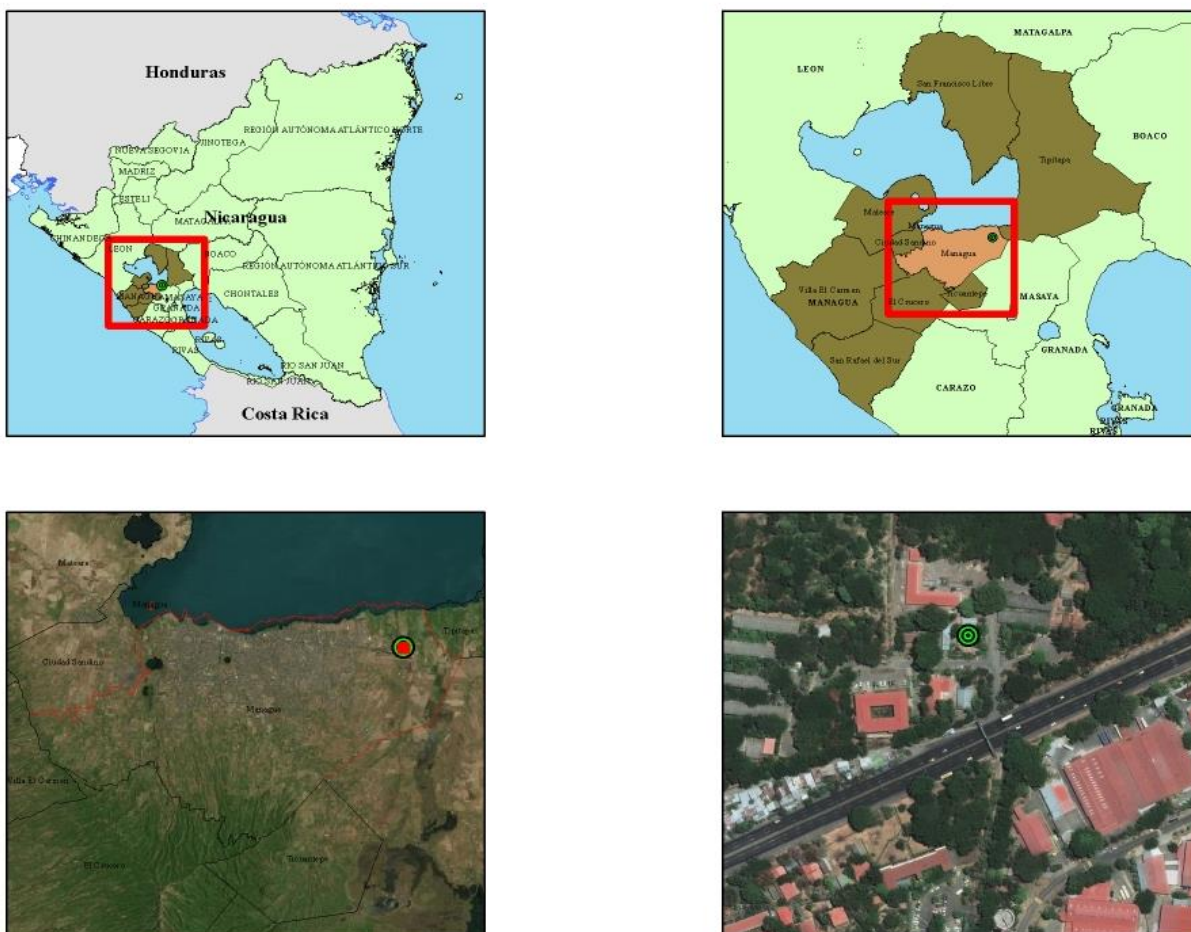
### III. MATERIALES Y MÉTODO

#### 3.1 Descripción del área de estudio

##### 3.1.1 Ubicación geográfica

La presente investigación utiliza métodos exploratorios-descriptivos, al tener varios enfoques de innovación y análisis de muchas variables que se ejecutaron en el campus de la Universidad Nacional Agraria, Managua, carretera norte km 12 1/2, con una altitud media de 73 m.s.n.m. Sus coordenadas geográficas corresponden a: 13°42'95" de latitud Norte y 59°09'74" longitud Oeste, específicamente en el sector norte, en el edificio del Departamento de Manejo de Cuencas.

#### Localización Departamento de Cuencas FARENA-UNA



**Figura 1.** Departamento Manejo de Cuencas (DMC) Elaboración propia

### **3.1.2 Variables climáticas del sitio de estudio**

#### **➤ Clima**

El clima en la zona de estudio, se caracteriza por tener temperaturas cálidas durante todo el año, posee una marcada estación seca que va desde mayo a noviembre, siendo pocos los meses de lluvia, según la clasificación (Koppen, 1993).

Los datos de las variables climáticas, fueron obtenidos de los registros históricos de la estación meteorológica Augusto César Sandino, los cuales ya vienen incorporados en el software utilizado para la simulación.

#### **➤ Temperatura**

La temporada calurosa dura 1-6 meses, del 24 de marzo al 12 de mayo, y la temperatura máxima promedio diaria es más de 34° C y una temperatura mínima promedio de 24° C (Estación meteorológica Augusto César Sandino, 2018).

#### **➤ Precipitación**

La temporada de lluvia dura 7-8 meses, del 12 de abril al 7 de diciembre, con un intervalo móvil de 31 días de lluvia de por lo menos 13 mm. La mayoría de la lluvia cae durante los 31 días centrados alrededor del 25 de septiembre, con una acumulación total promedio de 178mm. (Estación meteorológica Augusto César Sandino, 2018)

#### **➤ Velocidad de viento**

La velocidad promedio del viento por hora registradas estación meteorológica del aeropuerto Augusto Cesar Sandino tiene variaciones estacionales considerables, la parte más ventosa del año dura 1-5 meses, del 30 de noviembre al 2 de mayo, con velocidades promedio del viento de más de 18,8 km/h. el día más ventoso del año es el 6 de febrero con una velocidad promedio del viento de 24,7 km/h. La dirección del viento promedio por hora predominante en Aeropuerto Internacional Augusto Cesar Sandino es del este durante el año. (Estación meteorológica Augusto César Sandino, 2018)

## **3.2 Diseño metodológico**

### **3.2.1 Caracterización del edificio del DMC**

La selección del edificio para realizar el estudio y la simulación del sistema propuesto, se debe a las características físicas que este presenta, tanto de infraestructura como a la cantidad de personal que en el labora. Es un edificio relativamente pequeño y con poco personal en comparación con otros de la universidad, pero también, un aspecto fundamental para seleccionar este edificio es su ubicación, ya que facilita la captación de radiación solar en el techo los 365 días del año y por más de 5.5 horas de sol al día.

Se solicitó a la Dirección General Administrativa Financiera de la UNA (DGAF), el plano arquitectónico y el plano eléctrico del edificio del DMC, para conocer la carga instalada y las dimensiones del mismo.

Se realizó un levantamiento de la cantidad de oficinas, área de cocina, sala de reuniones y servicios higiénicos para verificar la información plasmada en el diseño arquitectónico. Igualmente se hizo una caracterización de la orientación de edificio, el ángulo de caída del techo y la distancia que hay desde el punto más alto hasta el punto más bajo del techo.

### **3.2.2 Caracterización climática del sitio.**

Datos de la estación meteorológica del Aeropuerto:

- velocidad de viento
- temperatura
- precipitación

De la estación meteorológica de LIDER se tomaron datos de: radiación solar sobre un plano inclinado a 12°. Se obtuvieron los datos de declinación solar en el edificio DMC, inclinación optima de los módulos FV y la orientación de los módulos.

Con estos mismos datos se trabajó con el software PV\*Sol Premium\* 7.5 Para llevar a cabo la simulación del sistema.



Este software cuenta con numerosas ventajas que permiten:

- Fácil manejo de sus aplicaciones.
- Simulación 3D
- Calcular las pérdidas por sombreado
- Elevación de obstáculos
- Trabaja con registros históricos y anuales de las variables climáticas del país donde se elabora la simulación
- Realiza una selección de módulos fotovoltaicos y equipos que conforman el sistema fotovoltaico.

### **3.2.3 Censo de carga**

Se hizo una reunión con el personal que labora en el edificio del departamento Manejo de Cuencas, para explicar que se realizaría un censo de carga de los equipos de consumo eléctrico en el edificio (cada equipo eléctrico trae una etiqueta de especificación de las variables eléctricas), aplicando el formato del cuadro 1. Este formato permite obtener las variables eléctricas de los equipos como es la Tensión (voltios-v), Intensidad de Corriente (Amperios-A), Potencia (Watts-W), y tiempo en horas de uso (hora-h) para determinar el consumo. El censo de carga se realizó en el año 2018 cabe mencionar que se trabajó con el software a una proyección del año 2019.

**Cuadro 1.** Formato para recolectar datos del consumo eléctricos en el edificio del DMC.

Equipo	No	T (v)	C (A)	P CC (W)	P CA (W)	T (hr)	Días uso	Días semana.	Potencia CC (W/h/día)	Potencia CA (W/h/día)
<b>Ubicación</b>										

Fuente: elaboración propia

T: Tensión en voltios-v, P: potencia en W-Watts, CC: Corriente Continua, CA: Corriente Alterna

➤ **Estimación de consumo**

Una vez que se hace el censo de carga, se obtiene el consumo por cada uno de los equipos aplicando la ley de Ohm:

$$P = v * I$$

Donde:

P= potencia del equipo en (W)

V= voltaje del equipo (V)

I = Corriente del equipo (A)

Obtenida la potencia por equipo, se procede a calcular la **Demanda Pico del Edificio** que no es más que la intensidad de corriente, o potencia eléctrica, relativa de un intervalo de tiempo específico que absorbe su carga para funcionar. Es decir, es el tiempo donde todos los equipos eléctricos permanecen encendidos en un lapso de tiempo.

Su cálculo se hace utilizando la ecuación siguiente:

$$D_{pico} = \sum P$$

Donde:

P = a la potencia de cada equipo

La energía consumida se estimó por hora, día, semana, mes y año. Utilizando la siguiente ecuación:

$$Ec = Pt$$

Donde:

Ec= Energía consumida (Wh)

P=potencia de equipo (W)

t= tiempo de encendido de los equipos (h/día)

Después de obtener la demanda pico y la energía consumida, se agruparon todos los equipos similares para facilitar el ingreso de la información al software PV\*Sol Premium 7.5. y hacer la simulación basada en la demanda energética del edificio y su orientación. El software permite diseñar un sistema solar fotovoltaico de inyección a red con todos sus elementos de instalación (Paneles solares, inversor, medidor bidireccional, sistema de monitoreo) de manera que garantice la máxima eficiencia en la generación eléctrica.

### **3.3 Variables de la geometría solar**

#### **3.3.1 Radiación solar**

Los datos de radiación solar para el diseño fotovoltaico, se tomaron de la estación meteorológica ubicada en el Aeropuerto Internacional Augusto C. Sandino y la estación meteorológica ubicada en la Universidad Nacional Agraria en LIDER. Mediante la precisa medición de la radiación solar incidente sobre un plano inclinado a 12 °.

### 3.3.2 Declinación del sitio

Para conocer la declinación del sitio se utilizó la siguiente ecuación:

$$\delta = 23.45 * \text{sen}\left(360 * + \frac{284 + n}{365}\right)$$

Donde:

n= indica el número de orden del día considerado y comenzado.

Inclinación Óptima de los paneles

El ángulo óptimo de inclinación del generador FV se determina como aquel en el que se obtiene la mayor radiación en el peor mes del año (en relación con el consumo para cada mes). La inclinación óptima de los paneles se obtiene mediante la Ecuación:

$$\beta_{OPT}(t) = \phi - \delta(t)$$

Donde:

$\beta_{OPT}$  = indica la inclinación optima de los módulos FV

t = tiempo

$\Phi$  = latitud

### 3.4 Dimensionado del sistema

Los pasos fundamentales en el proceso de dimensionado son:

1. Determinación de los consumos.
2. Cálculo de la radiación solar disponible sobre superficies en diferentes orientaciones (acimut,  $\alpha$ , o ángulo que mide la desviación respecto del sur, y la inclinación,  $\beta$ , o ángulo formado por la superficie de los módulos y el plano horizontal).
3. Cálculo de la potencia necesaria del generador FV.
4. Selección del inversor, si se utiliza.
5. Dimensionado del cableado.

Todos estos cálculos se hicieron mediante el uso del software PV\*Sol Premium 7.5.

### 3.4.1 Dimensionado de los paneles solares

Es importante escoger el módulo fotovoltaico correcto para el tipo de sistema que se desea realizar, los módulos que se utilizan en aplicaciones conectadas a red son usualmente de 24 V o más.

Ecuación:

$$N_m = N^0 \text{ módulos FV} = \frac{L}{P^* m (HSP)^{\alpha, \beta} (1 - \eta_{FV})}$$

Donde:

L= es la energía real diaria necesaria

P\* m= potencia nominal (pico) del módulo FV que se utiliza en la instalación.

(HSP)  $\alpha\beta$  = son las horas de sol pico incidentes sobre el plano de los paneles ( $\beta$  es el ángulo de inclinación de la horizontal y  $\alpha$  la orientación respecto del sur. Para Managua se utiliza un HSP de 5.5 h.

$\eta_{FV}$ = es un factor global de pérdidas que se produce en el generador fotovoltaico.

El dimensionado de los módulos se realizó con la ayuda de software PV\*Sol Premium 7.5

### 3.4.2 Dimensionado del inversor

Como los consumos del DMC son en corriente alterna es necesario el dimensionado de un inversor DC/AC incorporado al sistema. Su selección se hizo en función de la potencia de los consumos que van a operar simultáneamente, pero teniendo en cuenta la capacidad de sobrecarga y el factor de potencia. El dimensionado del inversor se realizó en base a las características de fabricación, con ayuda del software PV\*Sol Premium 7.5

Y también se puede dimensionar utilizando la siguiente ecuación:

$$I_R = 1.2 \frac{N_m p^* m}{V_m} = 1.2 \text{ mp } I_m$$

Donde:

$I_R$ = corriente máxima de operación del regulador

$P_m$ = potencia pico del módulo fv utilizado

$N_m$ = número de módulos

$V_m$ = Voltaje máximo

### **3.5 Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> si se implementa el sistema**

El cálculo de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> está basado en el ahorro en toneladas por el uso de una fuente renovable para la generación de energía eléctrica. Para obtener el cálculo de las toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas se tomaron los datos la energía producida por el generador FV (red CA), y el factor de producción de CO<sub>2</sub> por cada kWh consumido. Se tomó como referencia la literatura actual sobre La reducción de la huella de carbono por medio de la implementación de energía solar fotovoltaica. (Rodríguez Buitrago, 2017)

Para su estimación se aplicó la ecuación:

$$CO_2 = 0.4 \text{ kg} \frac{CO_2}{kWh} * \frac{kWh}{año} = \text{Kg} \frac{CO_2}{año}$$

Donde,

**0.4** es un factor de producción de CO<sub>2</sub> en kg por cada kWh consumido.

Al reducir Kg CO<sub>2</sub> con la implementación de la energía solar fotovoltaica se propone llegar a cumplir con algunos de objetivos de desarrollo sostenible.

### 3.6 Análisis de rentabilidad

La rentabilidad es la relación entre los recursos necesarios y el beneficio económico que se deriva de ellos, considerada como aquel vínculo que existe entre el lucro económico que se obtiene de determinada acción y los recursos requeridos para la generación de dicho beneficio. (Aliaga, 2017)

Se realizó el análisis de rentabilidad de la inversión del sistema ya instalado tomando como referencia el costo de los componentes del sistema a la fecha de la elaboración del diseño, y el costo del KW/h en ese momento. Por medio de indicadores financieros como el **Valor Actual Neto (VAN)**: sirve para determinar la viabilidad de un proyecto, la **Tasa Interna de Retorno (TIR)**: mide la rentabilidad de la inversión (porcentaje de pérdida o beneficio dentro del proyecto, se calculó la relación **Beneficio Costo (B/C)**, con el fin de evaluar la rentabilidad del proyecto, al medir su grado de desarrollo y generación de los beneficios. Además de determinar el tiempo de recuperación de la inversión inicial del sistema por medio del indicador financiero **Periodo de Recuperación de Inversión (PRI)** como método de optimización del proceso de toma de decisiones.

#### 3.6.1 Indicadores de rentabilidad

Para realizar el análisis de rentabilidad de la propuesta se utilizaron los siguientes indicadores financieros:

**Cuadro 2.** Variables de rentabilidad

<b>Indicadores Financieros</b>	<b>Valoración</b>	<b>Equipos con la vida útil más larga</b>
VAN	\$	Módulos fotovoltaicos (25 años)
PRI	Tiempo	(Inversor 10 años)
TIR	%	
B/C	\$	

Nota: El período de proyección se hizo según la vida útil de los componentes del sistema fotovoltaico

Fuente: elaboración propia

**VAN:** Es el valor actual neto es un indicador financiero que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros originados por una inversión, el cálculo del VAN es muy importante para la valoración de inversiones, si su valor es mayor a cero, el proyecto es rentable, si su valor es menor a cero, no es rentable y la inversión producirá pérdidas por debajo de la rentabilidad y si el valor se iguala a cero la inversión no producirá ni ganancias ni pérdidas. (Barros, 2017)

Para su cálculo se utiliza la ecuación:

Ecuación:

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{I_n - E_n}{(1 + i)^n}$$

Donde:

In= representa los ingresos.

En= representa los egresos (generando el Flujo Neto).

N= el número de periodos de tiempo.

I= El tipo de inversión realizada en el momento

**TIR:** Tasa Interna de Retorno es un indicador financiero que sirve para medir la rentabilidad de la inversión (porcentaje de pérdida o beneficio dentro del proyecto) a mayor TIR mayor rentabilidad. Y se calcula a través de:

Ecuación:

$$VAN = -I + \sum_{i=1}^N \frac{Q_i}{(1 + TIR)^i} = 0$$

Donde:

In= representa los ingresos.

En= representa los egresos (generando el Flujo Neto).

N= el número de periodos de tiempo.

I= tipo de inversión realizada en el momento.

Qi= flujo de caja en el periodo.



**R B/C:** La relación beneficio/costo es el cociente de dividir el valor actualizado de los beneficios del proyecto (ingresos) entre el valor actualizado los costos (egresos) a una tasa de actualización igual a la tasa de rendimiento mínima aceptable. La inversión en un proyecto es aceptable si el valor de la relación beneficio/costo es mayor o igual a 1. Si es menor a 1 no presenta rentabilidad y refleja que la inversión no se pudo recuperar. Se calcula a través de:

Ecuación:

$$B = B_0 + \frac{B_1}{(1+r)} + \dots + \frac{B_T}{(1+r)^T}$$

$$C = C_0 + \frac{C_1}{(1+r)} + \dots + \frac{C_T}{(1+r)^T}$$

Donde:

B=beneficio

C=costo

CT= costo total

BT=beneficio total.

r= recursos necesarios.

**Tasa de descuento:** es una medida financiera que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro y saber si un proyecto es rentable o no, al calcular la cantidad a restar de un capital futuro para conseguir un capital en el presente (actualizado) en este caso, se tomó la tasa de la base de datos del Banco Central de Nicaragua y se calcula a través de la ecuación:

$$I + i_{ea} = \left(1 + \frac{r}{m}\right)^m$$

Donde:

$i_{ea}$ = tasa efectiva anual.

$i$ = tasa de interés por periodo de capitalización.

$r$ = tasa nominal.

$m$ =periodo de capitalización al año.

**PRI:** El periodo de recuperación de la inversión es un indicador que mide en cuanto tiempo se recuperará el total de la inversión a valor presente. Puede revelarnos con precisión, años meses y días la fecha en la cual será cubierta la inversión inicial y se calcula a través de Ecuación:

$$PRI = a + \left(\frac{b-c}{d}\right)$$

Donde:

a= Año inmediato anterior en que se recupera la inversión.

b= Inversión inicial.

c= flujo de efectivo acumulado del año inmediato anterior en el que se recupere la inversión.

d= flujo de efectivo del año en el que se recupera la inversión.

### 3.6.2 Presupuesto o inversión para la implementación del sistema FV.

Se realizó un presupuesto cotizado a una empresa comercial de energía solar fotovoltaica (ECAMI) Donde se valoró cada uno de los precios de los equipos con un asesor de ventas de la empresa solar y así se logró determinar los costos de inversión inicial que también incluyen los costos de instalación se realizaron cotizaciones a otras empresas, se seleccionó esta empresa comercial por los precios accesibles.

**Cuadro 3.** Equipos y materiales del sistema FV.

<b>Equipo y material</b>	<b>cantidad</b>	<b>Costo unitario (\$)</b>	<b>Costo total (\$)</b>
Panel solar			
Inversor			
Estructura de montaje			
Permisos			
Mano de obra			

Fuente: elaboración propia

### 3.6.3 Costos de mantenimiento y depreciación de los equipos

Los costos de mantenimiento se estimaron basados en consultas a una empresa de energía solar fotovoltaica ubicada en la ciudad de Managua. El costo se establece para los mantenimientos (preventivo-predictivo) que requiere el sistema fotovoltaico, los cuales se realizan dos veces al año. La depreciación se calculó para los equipos de mayor vida útil (paneles e inversor). Y para la proyección del total de los costos del proyecto, se utilizó el valor de la tasa de inflación (2.83%) establecida por el Banco Central de Nicaragua al momento del estudio.

### 3.6.4 Estimación de pliegos tarifarios 2009-2018

El pliego tarifario es el conjunto de cargos tarifarios máximos, que deberá aplicar cada empresa, de distribución de energía eléctrica tal como lo define la ley.

Para obtener los cálculos de pliego tarifario se accedió a la página de INE (Instituto Nicaragüense de Energía), y se tomaron los datos de 6 meses de verano punta y 6 meses de invierno punta, estos meses forman una tarifa binomial donde el aumento o baja del precio del KWh varía según los meses durante todo el año, tomando como referencia el aumento (precio) del KWh en el período 2009-2018.

### 3.6.5 Tarifa eléctrica

Las tarifas de energía eléctrica son de estructura binomial es decir formada por dos términos:

- a) Término de facturación de potencia ( $T_p$ ) expresado en KW y
- b) Término de facturación de energía ( $T_e$ ) expresado en KWh.

Se realizó una proyección de 25 años correspondiente a la vida útil del sistema fotovoltaico, y así estimar el ahorro monetario en la factura eléctrica, en caso que la Universidad Nacional Agraria pagara una factura eléctrica mensual.

### 3.6.6 Anualidad de préstamo

Se calculó una cuota mensual fija, que es la cantidad de dinero que se va a pagar cada mes durante la vida del préstamo y se estimó a través de la siguiente ecuación:

$$C = \frac{VP}{\frac{1 - (1 + i)^{-N}}{i}}$$

Donde:

C= cuota mensual

VP= es el capital o inversión del proyecto

N= es el plazo o número de periodos en que se Cancelará la deuda

IP= es el valor de la tasa de interés

### **3.6.7 Análisis de escenarios de rentabilidad**

Para estimar la rentabilidad del proyecto en el DMC, se realizó un análisis de dos escenarios, para decidir cuál es el más factible y viable y así, demostrar la rentabilidad del sistema propuesto, con fondos públicos o préstamos bancarios.

### **3.6.8 Escenario 1: Fondo de inversión pública (presupuesto estatal).**

En el escenario 1. Se planteó que la Universidad ejecuta el sistema fotovoltaico a través de un capital o inversión inicial proveniente de fondos de inversión pública (6%) e igualmente la operación y mantenimiento del sistema.

### **3.6.9 Escenario 2: Anualidad de préstamo**

Se planteó este escenario asumiendo que la Universidad pagara una factura eléctrica mensual y para reducir la demanda de consumo de eléctrico quisiera implementar un sistema fotovoltaico de inyección a la red, logrando su ejecución a través de una gestión de préstamos bancario a una entidad financiera a un período de 5 años, tomando en cuenta la tasa de interés efectiva mensual de préstamos bancarios para el sector público (12.20%) según la base de datos del Banco Central de Nicaragua consultada en el mes de Mayo-2019.

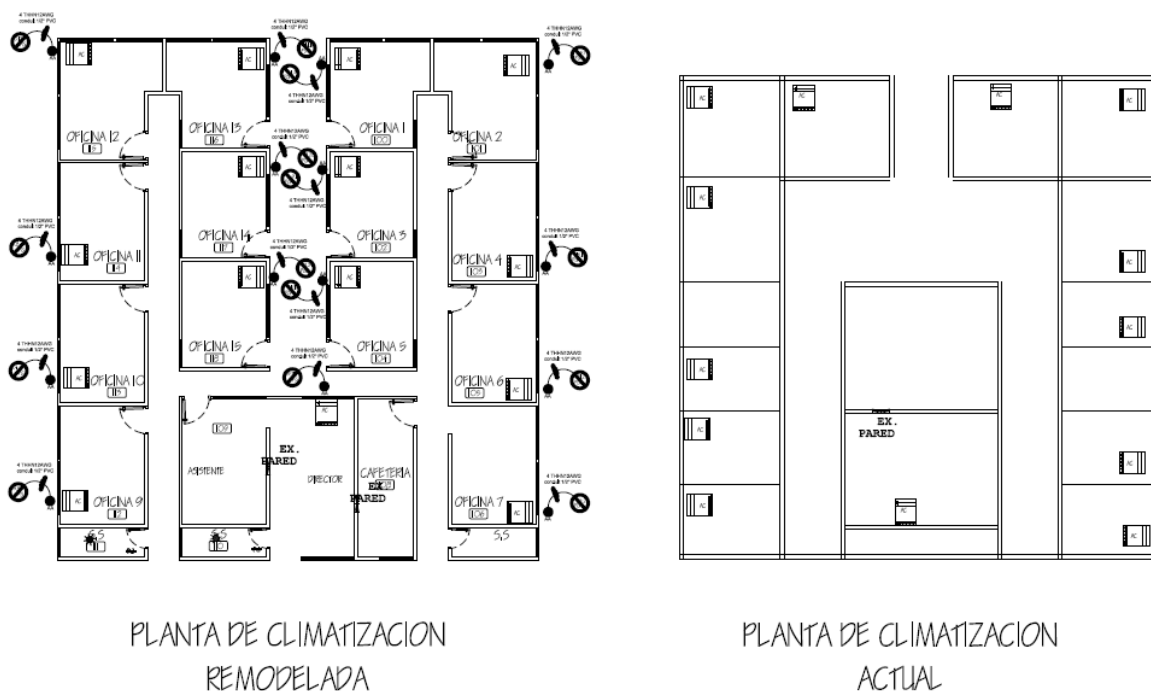
## IV. RESULTADOS Y DISCUSIONES

### 4.1 Caracterización del edificio del DMC

El edificio del departamento de manejo de cuencas ubicado al costado norte de la Universidad Nacional Agraria, fue seleccionado para esta investigación por contar con las condiciones óptimas, por ejemplo: es un edificio pequeño con poco personal en comparación con otros edificios, se encuentra en un área donde se aprovechan las 5.5 horas de sol, no se encuentran muchos árboles ni obstáculos que incidan como factor de pérdidas por sombreado.

Este Departamento es administrado por la Facultad de Recursos Naturales y del Ambiente (FARENA), ocupa una superficie de 105,6 m<sup>2</sup>. Cuenta con 15 oficinas, una sala de reuniones, 3 servicios higiénicos, un área de cocina y pasillos de comunicación interna.

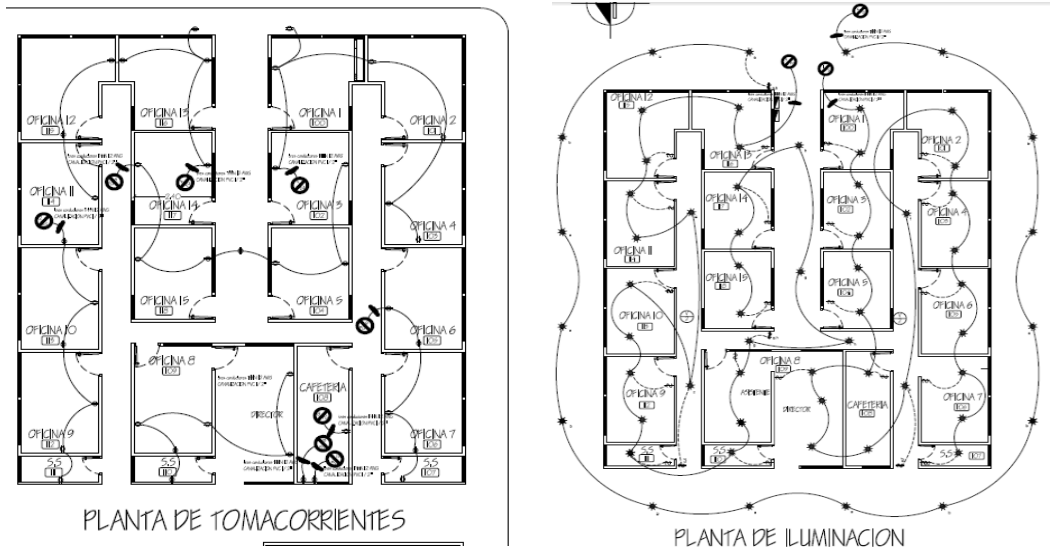
El edificio cuenta con un techo de dos caídas, una al norte y otra al sur (N-S), con un parte aguas orientado de este a oeste (E-O). La longitud de cada una de las caídas es de 9 m. Techo de zinc calibre 26 montado sobre una estructura de perlines de 4 pulgadas. Las columnas de soporte son perlines en forma de cajas de 6 pulgadas montadas sobre bases de concreto construidas en forma de zapata. Las paredes son de gypsum con un recubrimiento de repemax y pintadas con pintura de aceite color crema.



**Figura 2.** Plano arquitectónico del edificio del DMC-Aires acondicionado

#### 4.1.1 Demanda energética del edificio del DMC

El edificio cuenta una demanda anual de 46,349.21 kWh/año. La mayor parte de los equipos en el edificio permanecen encendidos en un promedio de 7 horas de lunes a viernes.



**Figura 3.** Planta de iluminación y planta de tomacorrientes

El edificio cuenta con 42 tomacorrientes AC, dentro y fuera de sus instalaciones. Cada oficina cuenta con dos tomacorrientes en su interior para conectar los equipos necesarios para el trabajo de los docentes.

Existen 60 cepos para lámparas (ver figura 3), de los cuales actualmente se mantienen en funcionamiento solo 52 lámparas, dentro y fuera del edificio DMC, en cada oficina están instaladas dos lámparas de 30 W, afuera del departamento están 8 lámparas que solo se encienden de lunes a viernes 12 horas de 6 pm a 6 am, los fines de semana no se encienden por lo tanto no consumen energía. Tomando en cuenta todas las oficinas, baños, pasillos dentro del edificio se encuentran 44 lámparas en funcionamiento de lunes a viernes con un tiempo de uso promedio de 6 horas diario.

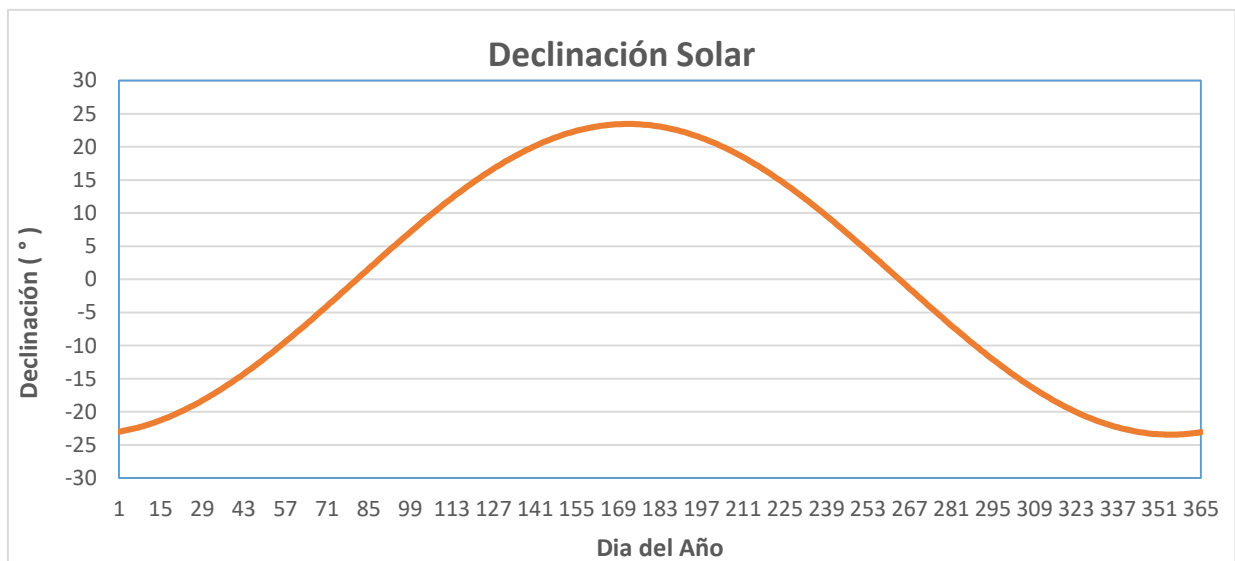
## 4.2 Geometría solar del edificio

### 4.2.1 Declinación solar

Sirve para definir la posición del sol en relación con la tierra. Para las aplicaciones de energía solar, es importante entender el movimiento aparente del sol, así como los ángulos del sol a la tierra. (Fernandez, 2007)

Como se observa en la Figura 4. La radiación solar recibida en diferentes latitudes y en diferentes épocas del año varía porque el eje de rotación de la tierra no es perpendicular al plano eclíptico, pero inclinado en un ángulo fijo de  $23.45^\circ$ . Por lo tanto, la radiación solar se encuentra en hemisferio norte de la tierra más directamente en el solsticio de verano, explicando el verano en ese hemisferio durante ese período del año.

Al mismo tiempo, la radiación solar se encuentra en el hemisferio sur de la tierra más oblicuamente, explicando el invierno en esa región. el solsticio de verano, la tierra se coloca en el plano eclíptico Ecuatorial en su órbita, de modo que el polo norte está inclinado  $23.45^\circ$  hacia el sol, mientras que, en el solsticio de invierno, el polo sur está inclinado  $23.45^\circ$  hacia el sol. Durante otoño y primavera ningún polo está inclinado hacia el sol. (Fernandez, 2007).



**Figura 4.** Declinación solar Elaboración propia

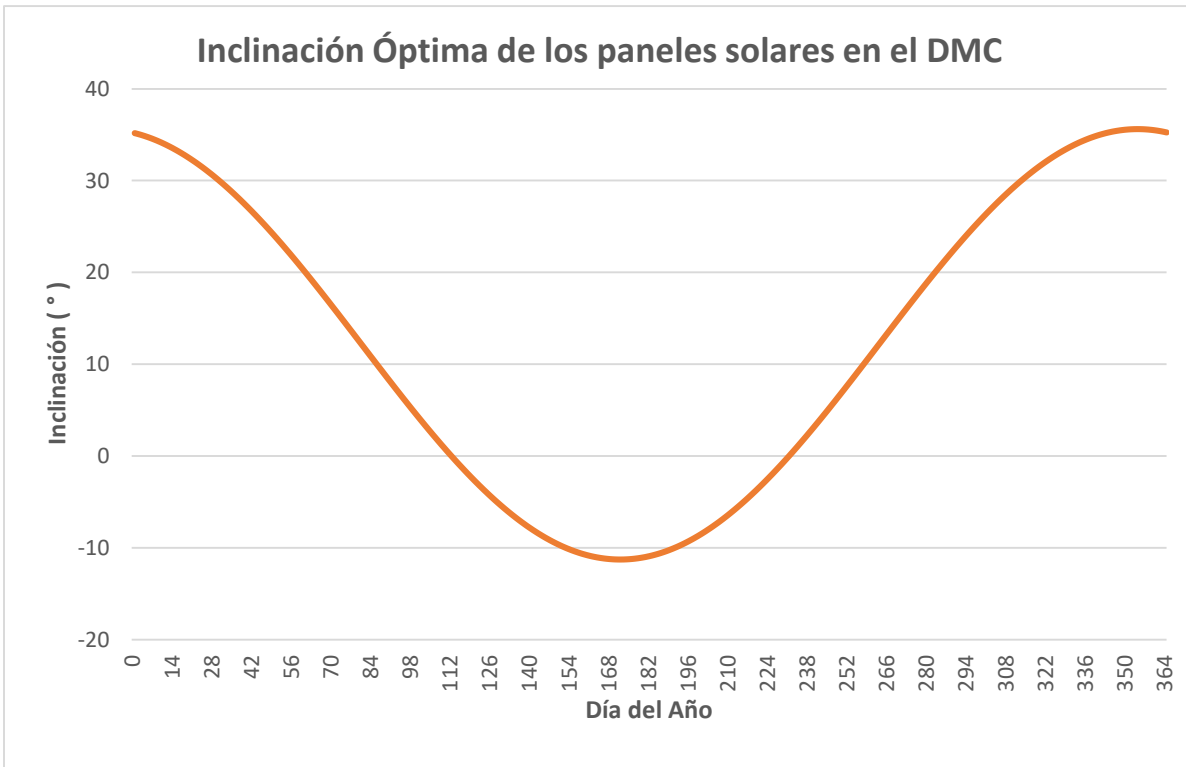
#### 4.2.2 Inclinación de los módulos fotovoltaicos del DMC

La inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos, del sistema de inyección a red en el DMC. Es de  $13^\circ$  de inclinación, se llega a obtener este ángulo conociendo la altura máxima y mínima entre el sol y la Tierra a medio día los 365 días del año y la Orientación Sur o ángulo acimutal es de ( $180^\circ$ ). Se obtiene sabiendo, a qué lado del techo hay más radiación solar a lo largo del día es decir donde los rayos del sol sean perpendiculares a su superficie.

En algunos sitios el ángulo de inclinación óptimo coincide aproximadamente con la latitud del lugar, pero en este caso, tomando en cuenta la precisión de la información generada permite estimar estrictamente este parámetro.

La energía procedente del sol que llega a la superficie de un generador fotovoltaico depende básicamente del ángulo de inclinación que forma con la horizontal. En sistemas conectados a red hay un ángulo óptimo de inclinación que maximiza la captación energética anual.

Según la figura 5. Se recomienda que la inclinación óptima de los paneles para el sitio de estudio sea de  $13^\circ$  con el fin de maximizar la generación los 365 días del año.



**Figura 4.** Inclinación óptima de los paneles en el DMC Elaboración propia

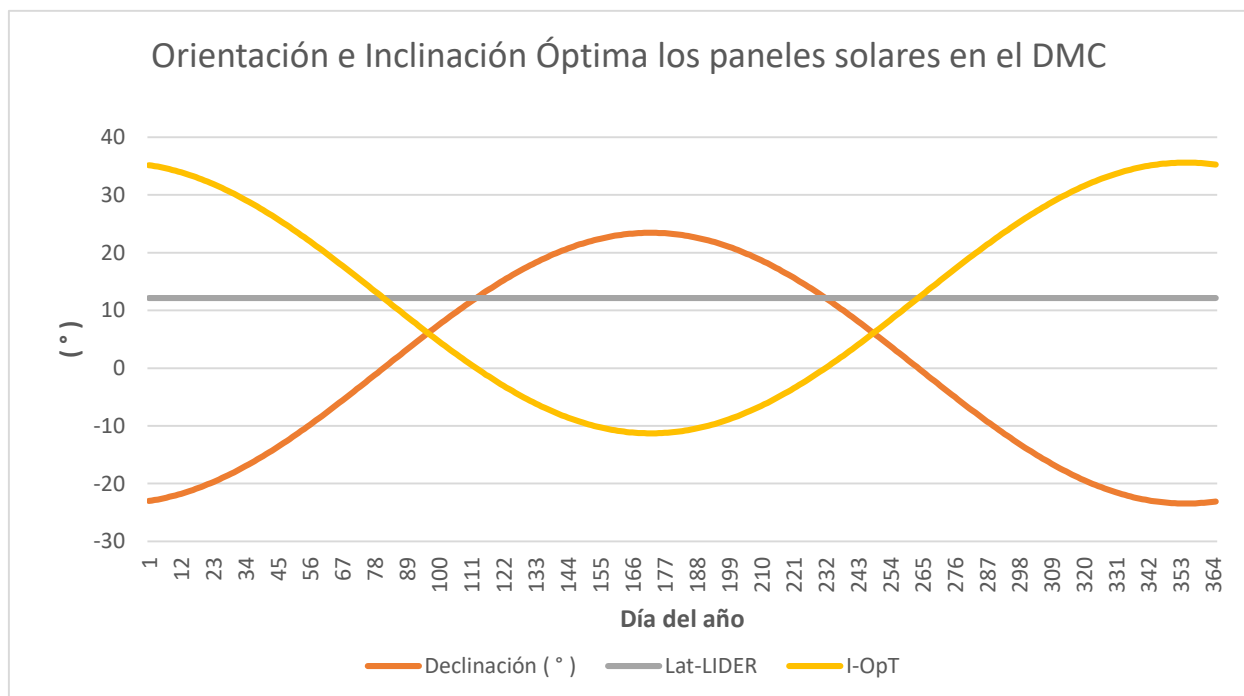


### 4.2.3 Orientación e inclinación óptima de los módulos FV, en el DMC

La orientación del generador fotovoltaico viene definida por dos ángulos, uno acimutal,  $\alpha$ , o ángulo de la normal a la superficie respecto al ecuador del observador y por un ángulo de inclinación  $\beta$ , de la superficie respecto de la horizontal.

La orientación (acimut) óptima coincide con el ecuador del observador,  $\alpha=0$ , (hacia el sur en el hemisferio norte y hacia el norte en el hemisferio sur) y es la orientación en la que se aprovecha de modo más completo a lo largo del año la radiación solar.

La inclinación de una superficie permite aumentar la captación de energía solar mediante una superficie que esté continuamente apuntada al sol, con seguimiento solar, se maximiza en todo momento la energía colectada. Conociendo la trayectoria de la declinación solar y la latitud del sitio, el Software PV SOL Premium 7.5 se calculó el grado de inclinación en el que los paneles deberían estar en el DMC y así se pueda aprovechar la irradiación los 365 días del año porque, el sistema propuesto es basado en una estructura fija que es necesario orientar adecuadamente como se observa en la figura 6.



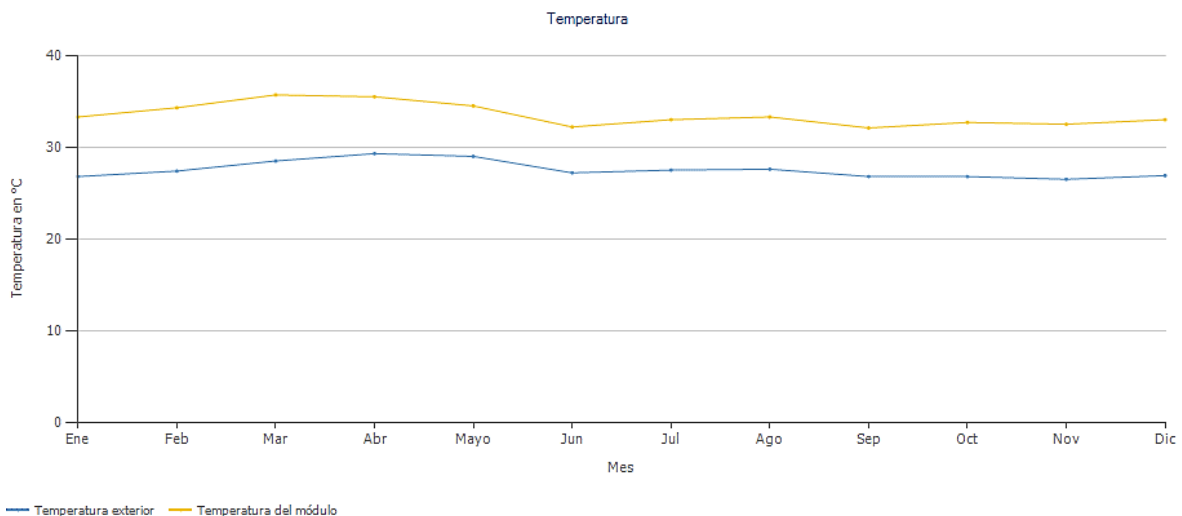
**Figura 5.** Orientación e inclinación óptima de los paneles solares en el DMC. Elaboración propia

### 4.3 Parámetros meteorológicos

#### 4.3.1 Temperatura

Uno de los factores más relevantes en la eficiencia de un módulo fotovoltaico es la temperatura. Según los datos de la estación meteorológica del Aeropuerto Internacional de Managua, la temperatura ambiente en el sitio del proyecto en los últimos 30 años varía entre 27 °C y 29 °C, lo que significa que la temperatura de los paneles aumentara gradualmente en los meses de febrero a abril entre los 34° y 36°C, debido a que en estos meses se registran los índices más alto de irradiancia solar. Mientras la temperatura ambiente aumenta, la temperatura de los módulos FV también aumentará significativamente y su eficiencia decae por el aumento de voltaje dentro del arreglo FV.

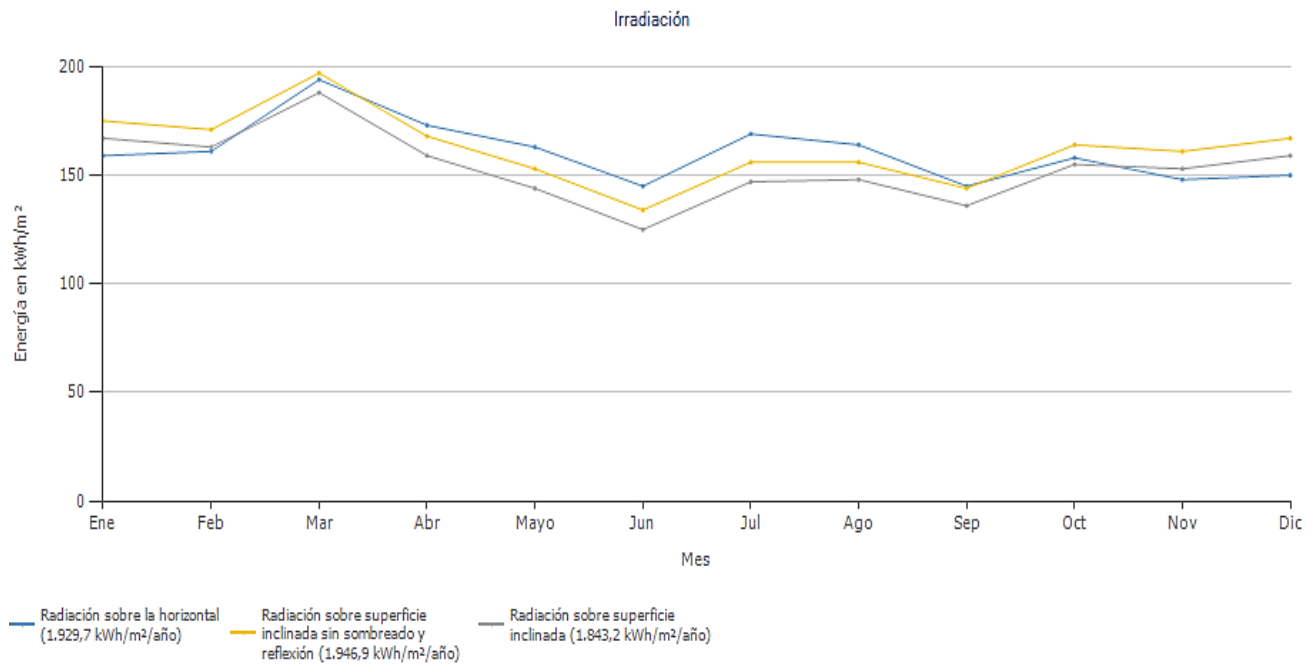
En los meses de mayo a diciembre la temperatura ambiente y la de los módulos desciende gradualmente alcanzando los 26°C y los 31°C, esto se debe a que estos meses corresponden a la estación lluviosa del año. Para regular la temperatura en los módulos siempre es recomendable dejar un espacio de 10cm entre el techo y los módulos fotovoltaicos este espacio permite la ventilación entre estos dos espacios.



**Figura 6.** Temperatura ambiente en el sitio del estudio. Elaboración propia

### 4.3.2 Irradiancia

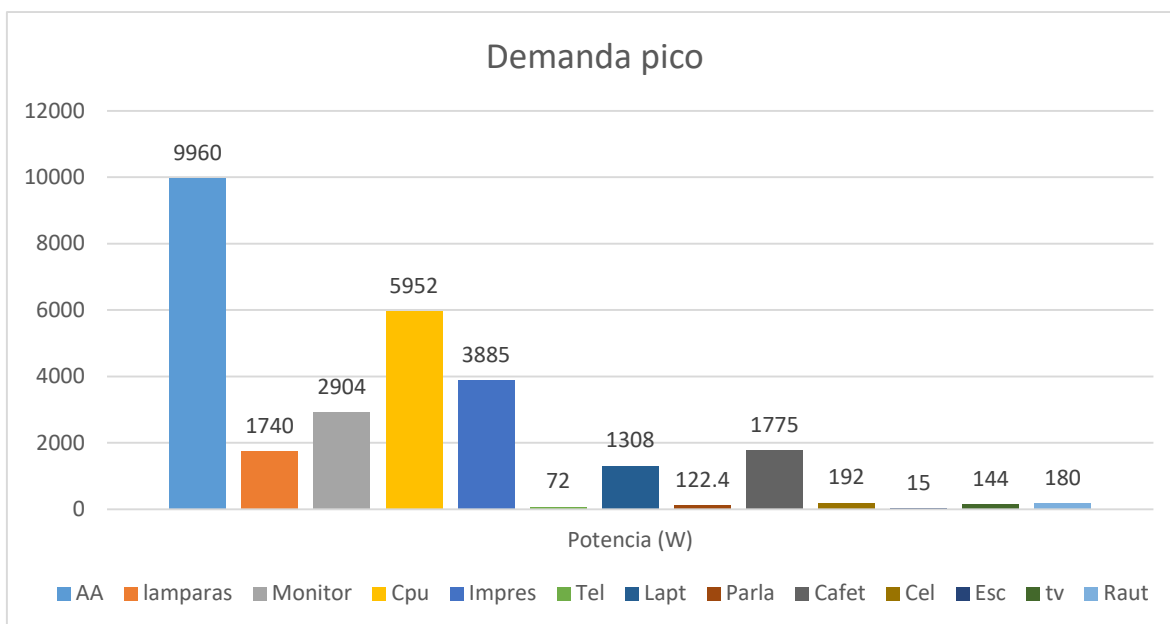
Como se observa en la figura 8, la línea amarilla que es la irradiancia sobre la superficie inclinada sin sombreado y reflexión, asciende gradualmente en el mes de marzo haciendo posibles altos índices de producción en kWh/m<sup>2</sup>/año. se refleja que en el mes de junio los índices de captación de energía bajan posiblemente relacionado al equinoccio de invierno, y los solsticios de verano registrado en los datos climáticos de la estación meteorológica LIDER-UNA, por eso la línea de radiación sobre la horizontal y la de línea de superficie inclinada siguen un similar comportamiento mientras más calor circule por las celdas de los módulos fotovoltaico menor eficiencia en los en el arreglo fotovoltaico.



**Figura 7.** Irradiancia en el sitio del estudio. Elaboración propia

#### 4.4 Demanda pico del edificio del Departamento de Manejo de Cuencas

Como se observa en la figura 9, los aires acondicionados son los equipos que más energía consumen debido a su potencia (W), seguido de los CPU e impresoras; y los equipos que menos demanda energética tienen son el escáner, teléfonos convencionales, la demanda pico del edificio DMC obtenida según las mediciones realizadas es de 28.2 kWp

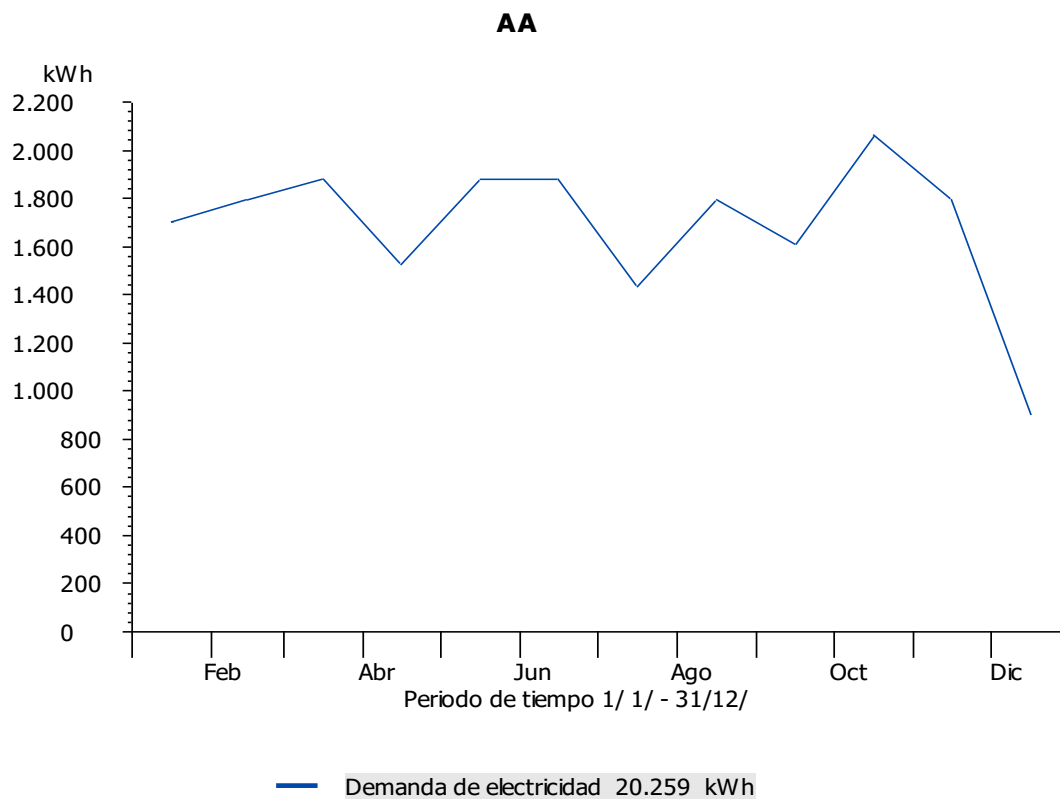


**Figura 8.** Demanda pico del edificio DMC. Elaboración propia

#### 4.4.1 Equipos con mayor demanda energética en el DMC

- **AA (Aires Acondicionados)**

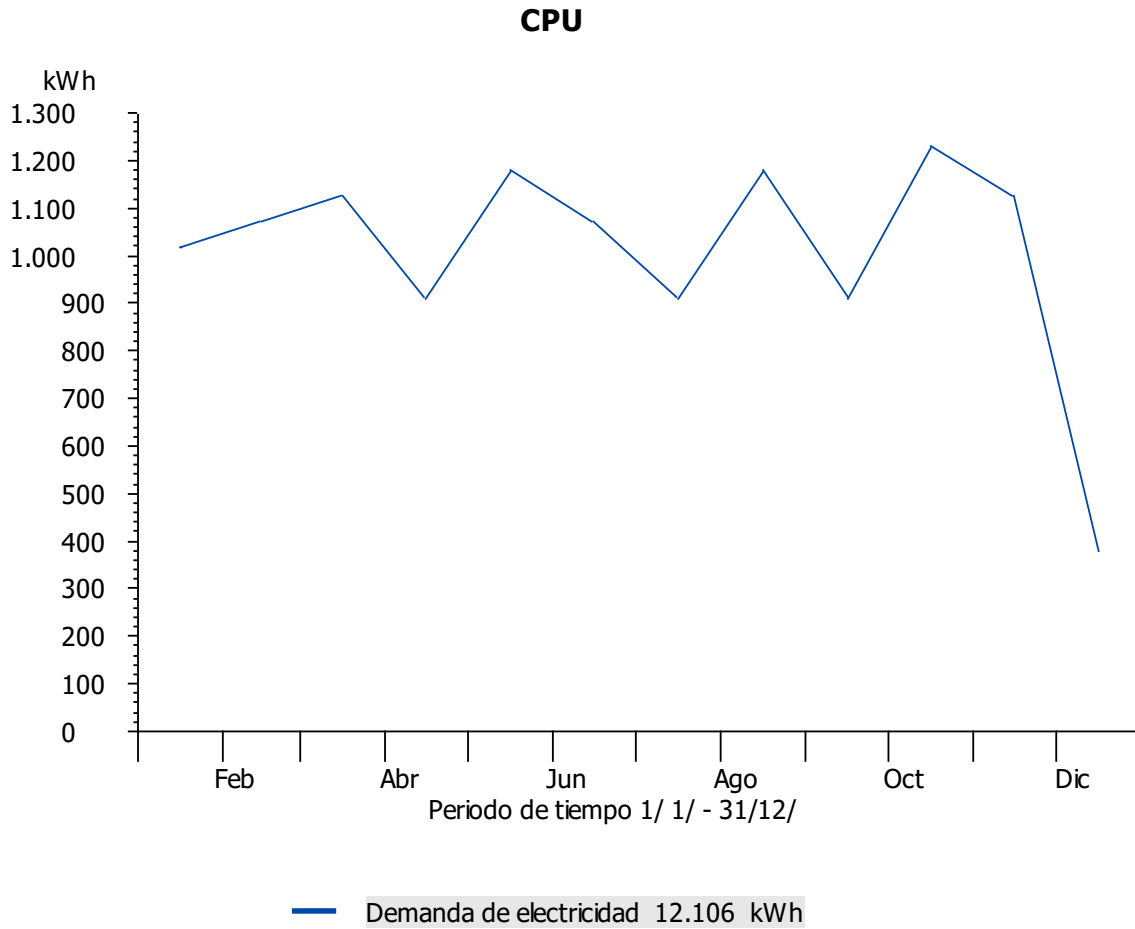
Los Aires acondicionados son los equipos con mayor demanda de energía en el edificio como se observa en la Figura 10. Este equipo consume más energía porque trae un motor de arranque que al encender el aire acondicionado, parte de la potencia del motor se usa para darle confort al usuario, porque el compresor de este dispositivo se acopla al motor por una polea y una correa. Esto significa que consume entre 1 y 3 caballos de potencia, dependiendo de la velocidad a la que esté girando el motor.



**Figura 10.** Demanda energética de Aires Acondicionados. Elaboración propia

- **CPU (Unidad de procesamiento central)**

Los CPU son los equipos en segundo lugar de mayor demanda energética en el edificio, observar figura 11. Por contener en su sistema de procesamiento, tarjetas y circuitos que trabajan con ventiladores que funcionan como pequeños motores, para mantener una temperatura que no altere el funcionamiento del equipo.

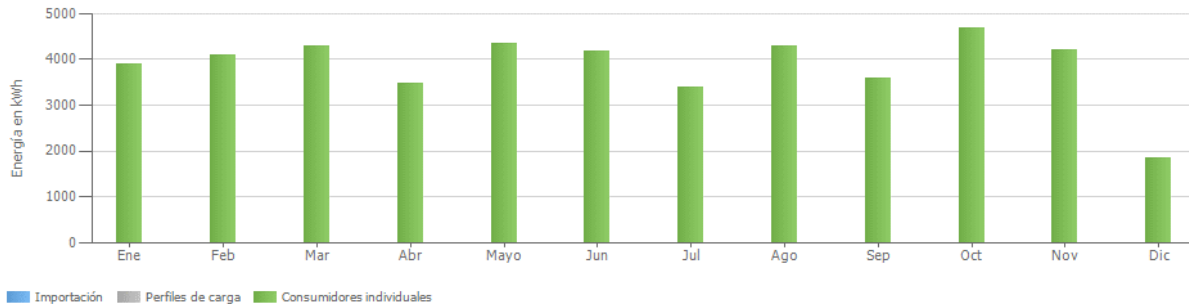


**Figura 11.** Demanda energética de CPU. Elaboración propia

- **Consumo energético anual**

El mes donde se consume más energía es octubre (ver figura 12) donde probablemente los docentes no tienen días feriados; el mes donde se consume menos energía es diciembre, debido al período de vacaciones de fin de año, que es de aproximadamente de 22 días.

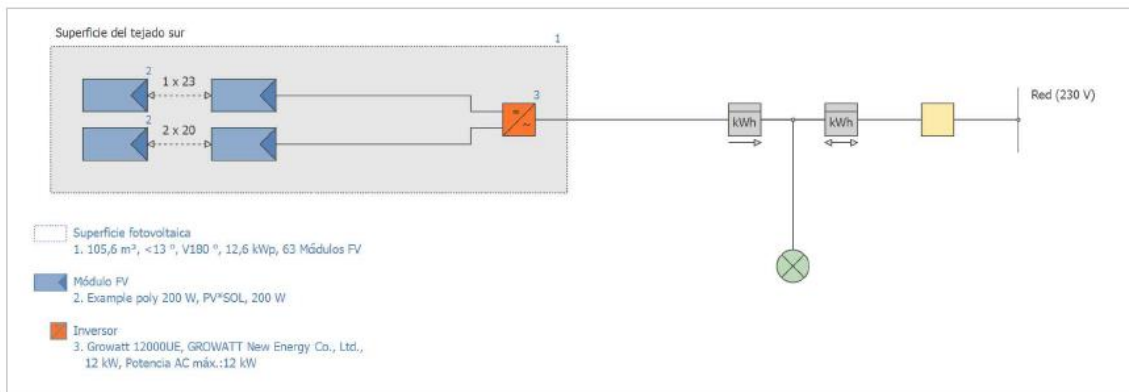
Los datos de potencia de cada equipo se levantaron a finales del año 2018 y se realizó una proyección del siguiente año conforme el calendario académico de la UNA del año 2019, del consumo energético anual del edificio DMC. El consumo energético que se presenta es estrictamente en los días laborales que los trabajadores hacen presencia en el edificio. Se eliminaron los fines de semana, de cada mes y los días feriados (139 días); en estos días los equipos de consumo energético estarán fuera de funcionamiento y los días de trabajo en total son 226 días donde los equipos se encontrarán en funcionamiento.



**Figura 12.** Consumo energético anual (226 días del 2019). elaboración propia

- **Diseño basado en la demanda**

El esquema de simulación se realizó a partir del consumo pico de energía y los datos meteorológicos de estaciones del Aeropuerto y LIDER. Facilitando la simulación en el software PV\*Sol Premium. Como resultados de esta simulación ver figura 13. El diseño propuesto consta de 63 módulos fotovoltaicos (PV\*SOL 200 W), distribuidos en 2 cadenas; una cadena de 23 y 20 módulos respectivamente; la potencia máxima del arreglo de los módulos es de 12.6 kWp, cubriendo el 40 % de la demanda pico del edificio y una superficie de 105,6 m<sup>2</sup> con una inclinación de 13° viendo al sur.

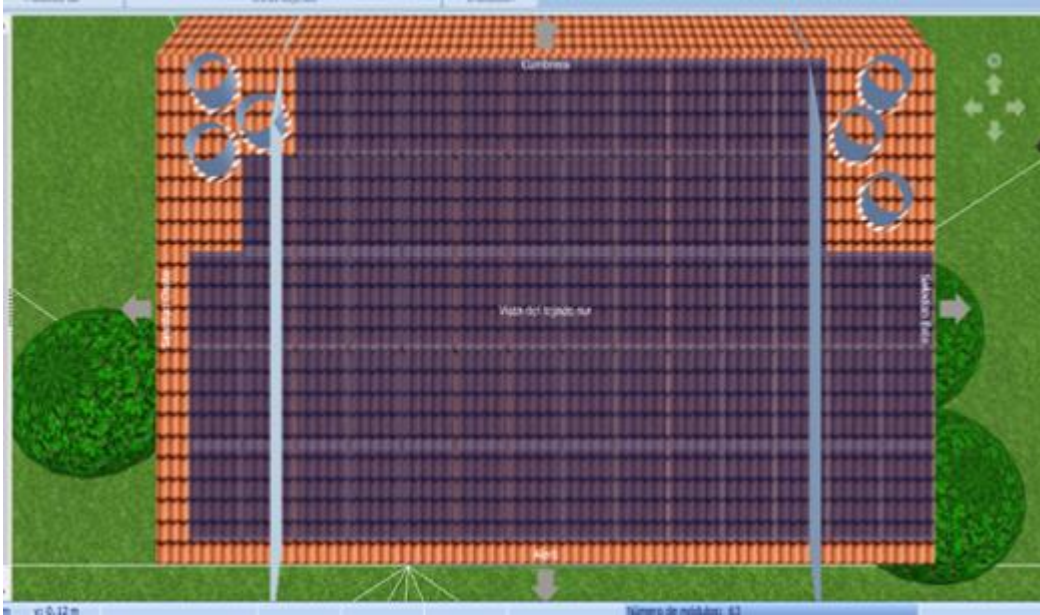


**Figura 13.** Diagrama unifilar del diseño fotovoltaico basado en la demanda del edificio DMC. Elaboración propia

Igualmente, la simulación permitió dimensionar un inversor (Growatt 12000UE GROWATT New Energy), con una potencia AC de 12 Kw. Instalación de un medidor Bi -direccional que hace el conteo de la potencia consumida en el edificio del DMC y la potencia inyectada a la red en tiempos de consumo nulo.

Al simular el número de árboles alrededor del edificio el software cálculo el nivel de sombra que incide sobre el techo durante el día, obteniendo una pérdida anual de 14 %. Ver figura 14.





**Figura 14.** Planificación 3D de Superficie del tejado sur. Elaboración propia

#### **4.5 Características de los módulos fotovoltaicos**

Se propone utilizar paneles solares policristalino para suministrar la tensión perfecta para instalaciones de bajo consumo. Los paneles solares policristalino o placas solares policristalinas tienen una mayor resistencia al sobrecalentamiento y su funcionamiento es óptimo en climas habitualmente cálidos. Los paneles solares fabricados en silicio policristalino son los más empleados por su bajo coste de fabricación y su gran eficiencia (ver cuadro 4).

Estos módulos fotovoltaicos no tienen partes móviles. Sólo requieren luz solar para operar. Deberán estar garantizados por el fabricante para generar energía durante 25 años, y muchos módulos en el campo ha sido confiablemente su producción de mucho más tiempo que eso. Los módulos fotovoltaicos propuestos están envueltos en vidrio templado fuerte y se prueban para soportar el viento, la lluvia, la nieve, el hielo y las piedras de granizo. Después de la instalación, este sistema fotovoltaico deberá generar electricidad por más de 25 años sin costo adicional y sin producir emisiones de efecto invernadero.

**Cuadro 4.** Características de los módulos fotovoltaicos

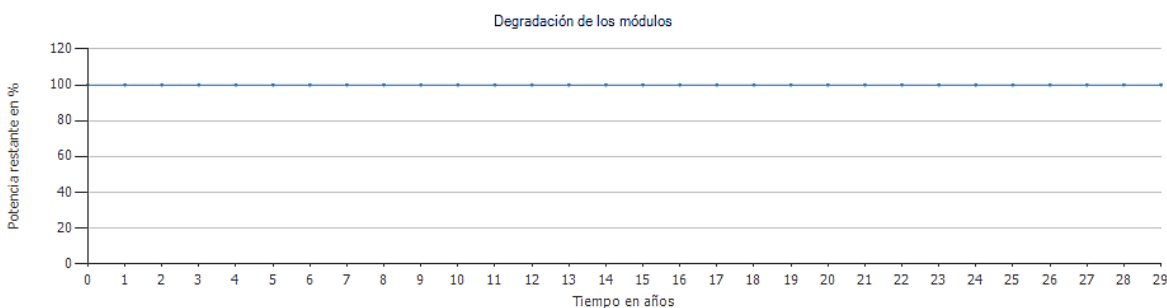
Fabricante	Datos electricos	Datos mecanicos	Caracteristicas U/I- STC
PV * SOL	Celda-policristalina	Ancho 1101mm	Tension en MPP 28,3 V
	Num. de celulas 60	Alto 1675 mm	Corriente en MPP 7,07 A
	Num. Diodos 3	Profund. 38 mm	Potencia nominal 200 w
		Ancho de marco 30mm	Tens. Circ. Abierto 36,1 V
		Peso 22 kg	Corrient. de circ. STC 7,07 A

Fuente: elaboración propia

#### 4.5.1 Degradación de módulos propuestos

En la figura 15, se puede observar que durante 29 años los módulos FV su curva de eficiencia se mantiene en línea recta, es decir pueden operar duran 29 años sin decaer su eficiencia en la generación energética. después de cumplir 29 años el sistema fotovoltaico sigue operando, pero no, con la misma eficiencia.

La degradación es un fenómeno natural que afecta a los módulos fotovoltaicos a través de los denominados modos/mecanismos de degradación (de laminación, decoloración, oxidación, corrosión, rotura...) cuyo origen son diversos factores ambientales (temperatura, radiación ultra violeta, humedad, polvo, contaminación...) con lo cual debe considerarse la zona climática en donde se va a ejecutar la instalación como elemento diferenciador de decisión pues influirá de manera crucial en el tipo de degradación que aparecerá, su gravedad y el ámbito temporal de la misma, es decir, cuándo aparecerá (Fernandez, 2007).



**Figura 15.** Degradación de módulos fotovoltaicos propuestos. Elaboración propia

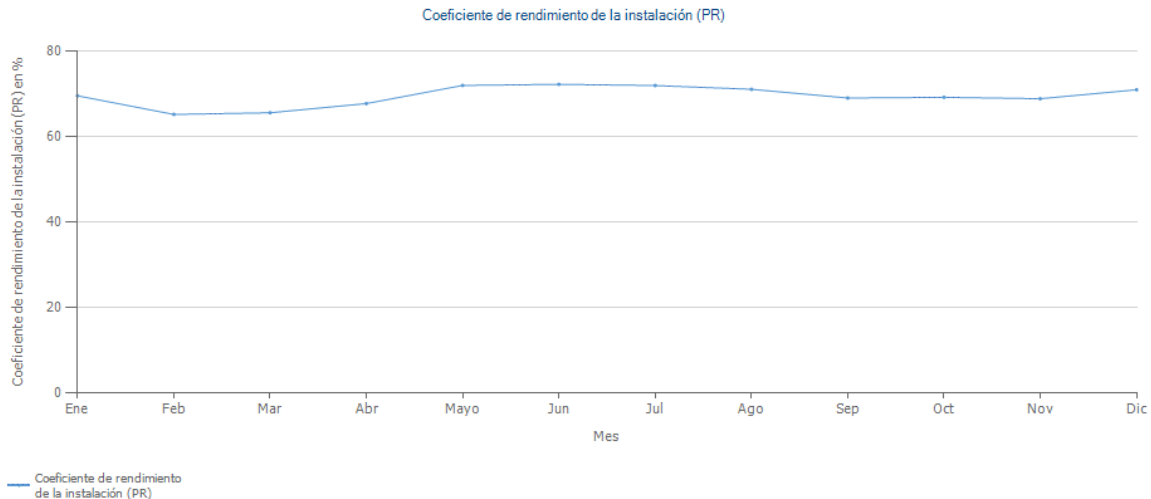
#### **4.5.2 Coeficiente de rendimiento de la instalación (PR)**

En concreto, el coeficiente de rendimiento expresa la relación del rendimiento energético real con respecto al rendimiento energético teóricamente posible. Este coeficiente es prácticamente independiente de la orientación de una instalación fotovoltaica y de la irradiación solar que incide sobre ella. Por este motivo, con ayuda del coeficiente de rendimiento, es posible comparar instalaciones fotovoltaicas conectadas a red en diferentes lugares del mundo. El coeficiente de rendimiento constituye una de las magnitudes más importantes para la evaluación de la efectividad de una instalación fotovoltaica (SMA Solar Technology AG, nd).

Como se observa en la figura 16, el coeficiente de rendimiento del sistema propuesto varía entre el 68 y el 75 % en todo el año, los valores más bajos posiblemente están relacionados al incremento de la temperatura ambiente, ya que si la temperatura ambiente aumenta (mayor irradiación solar sobre las celdas del módulo fotovoltaico, aumenta la temperatura del módulo fotovoltaico y esta baja su voltaje y su eficiencia debido al recalentamiento del sistema. A medida que incrementa la temperatura el módulo reduce su eficiencia.

El coeficiente de rendimiento se indica en porcentaje y expresa la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de la instalación fotovoltaica. De esta forma indica qué proporción de la energía está realmente disponible para la alimentación tras haber descontado las pérdidas energéticas (p. ej. Debido a pérdidas térmicas y a pérdidas por cableado) y el consumo propio para la operación. Cuanto más cercano al 100 % sea el valor del coeficiente de rendimiento calculado para una instalación fotovoltaica, de forma más efectiva trabajará esta instalación fotovoltaica. No obstante, no es posible alcanzar un valor real del 100 % puesto que durante la operación de la instalación fotovoltaica se producen siempre pérdidas inevitables (p. ej. pérdidas térmicas por el calentamiento de los módulos fotovoltaicos). Sin embargo, las instalaciones fotovoltaicas eficientes alcanzan un coeficiente de rendimiento de hasta el 80 % (SMA Solar Technology AG, nd).

Los datos de temperatura y nubosidad sobre el techo del edificio son variables fundamentales para estimar el porcentaje del coeficiente de rendimiento del sistema fotovoltaico.



**Figura 16.** Coeficiente de rendimiento de la instalación (PR). Elaboración propia

#### 4.5.3 Dimensionado del Inversor

Se propone la instalación de un inversor GROWATT New Energy co., Ltd 12000UE. 12 kW Potencia AC máxima, elegido por sus características adaptables al sistema fotovoltaico propuesto. Posee la función de cambiar un voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseada por el usuario; también puede ser utilizado para convertir la corriente continua generada por los paneles solares fotovoltaicos, acumuladores o baterías, etc., en corriente alterna y de esta manera poder ser inyectados en la red eléctrica. En el cuadro 5. Se presentan las características del inversor.

**Cuadro 5.** Datos técnicos del inversor

Datos eléctricos	Seguidor MPP
Fabricante: GROWATT New Energy co., Ltd	
Potencia nominal DC 13,2 kW	Rango de Potencia < 20% de la Potencia nominal 99%
Potencia nominal AC 12 kW	Rango de Potencia > 20% de Potencia nominal 99,5%
Consumo stand-by 5W	Número de seguidores MPP
Consumo nocturno 0,5 W	Corriente máx. de entrada por seguidor MPP 17 A
Inyección a la red a partir de corriente máx. De entrada 20 W, 34 A	Potencia de entrada máx. recomendada por seguidor MPP 13,2 kW
Tensión máx. De entrada 1000 v	Tensión MPP máx. 1000 V
Tensión nominal DC 600 v	Tensión MPP mínima 300 V
Núm. De fases de inyección 3	
Núm. De entrada AC con transferencia. 4	
Modificación del grado de rendimiento. En caso de desviación de la tensión de entrada de la tensión nominal 0,93% 1000 V	

Fuente: elaboración propia

#### 4.5.4 Estructura de montaje del sistema propuesto

Debido a las características del edificio del DMC se propone que el sistema sea instalado en el ala sur del edificio, con una inclinación de 13°, y una separación entre los paneles y el techo de al menos 10 cm, para facilitar la circulación de aire entre el arreglo fotovoltaico y el techo y evitar el recalentamiento de las celdas fotovoltaica.

Todos los materiales empleados en la elaboración de las estructuras de soporte deben ser de aluminio o acero inoxidable, para garantizar la durabilidad de al menos 25 años. No debe existir contacto entre dos metales de diferente material debido a que se genera el efecto llamado par galvánico. En caso de emplearse dos metales distintos en la estructura estos deberán estar aislados con un material inerte (pudiera ser neopreno). La tornillería y otros elementos de fijación se deberá utilizar acero inoxidable.

La estructura deberá ser fácil de desmontar en caso de que se requiera reemplazar algún módulo, poder cambiarlo fácilmente. Una estructura bien diseñada es fundamental para un sistema fotovoltaico, en caso de no hacerlo bien puede causar pérdidas considerables en el sistema.

#### **4.6 Emisiones evitadas de CO<sub>2</sub>**

La energía del generador fotovoltaico (Red CA) con 63 paneles genera 16.770 kWh al año. Si se ejecutara el proyecto, se estima que se evitaría la emisión de 6.7 ton de CO<sub>2</sub>/año para un total de 201 ton. en 30 años que es la vida útil del sistema. Esto demuestra la importancia ambiental de este tipo de sistemas en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y en el cumplimiento de algunos objetivos de desarrollo sostenible 2016-2030.

Reduciendo Dióxido de Carbono e integrando en las ciudades energías limpias amigables con el medio ambiente contribuimos con la mitigación hacia el cambio climático. Las energías renovables como la solar fotovoltaica no tienen que ser una alternativa ante los efectos del cambio climático, tienen que ser una prioridad en cada país al dejar de depender de combustibles proveniente de recursos sobre explotados y contaminantes. Con esta simulación del sistema fotovoltaico de inyección a red, tratamos de contribuir a alcanzar 4 de los objetivos de Desarrollo Sostenible 2016-2030 implementada energía limpia sin generar impactos negativos al medio ambiente.

- Objetivo número 7. Energía asequible y no contaminante (energía solar fotovoltaica una de las menos contaminantes en el gremio de las ER.)
- Objetivo número 11. Comunidades y Ciudades Sostenibles (implementando el sistema FV en la UNA)
- Objetivo número 12. Producción y consumo responsable (al producir energía limpia y disminuir el pago de la factura eléctrica suponiendo que la UNA paga una factura mensual)
- Objetivo número 13. Acción por el clima (al reducir 6.7 ton de CO<sub>2</sub>/año cubriendo un 40% de la demanda energética del edificio de la UNA)

#### 4.7 Pérdidas por sombreado

La estimación de pérdidas por sombreado se hizo con la ayuda de los cálculos matemáticos del software PV \*Sol Premium 7.5, se estima que las pérdidas por sombreado en la instalación propuesta son del 14 % al año. Este porcentaje de pérdida es debido a la sombra incidente en el tejado del edificio por la especie arbórea Guanacaste (*enterolobium cyclocarpum*) situada al costado Sur-Oeste, del DMC con un diámetro a la altura del pecho (DAP), de 120 cm y altura aproximada de 30 m que incide sobre los paneles desde las 3:00 pm a las 5:00 pm aproximadamente.

Es muy importante asegurarse de que en una instalación fotovoltaica no exista interferencia entre la dirección de la radiación solar y los paneles los 365 días del año, para evitar pérdidas por sombreado. Y caso de pérdidas por sombra se recomienda podar los árboles que incidan sobre los módulos fotovoltaicos. En este caso se recomienda la poda del árbol de Guanacaste ubicado en el sector sur-oeste del edificio para reducir las pérdidas por sombreado.

#### 4.8 Análisis de rentabilidad de la propuesta

**Cuadro 6.** Presupuesto del sistema FV.

Equipo	Unidad de medida	Cantidad	Costo unitario \$	Costo total \$
Paneles PV*SOL de 200w	Unidad	63	116	7308
Inversor 1 x Growatt 12000UE	Unidad	1	4000	4000
Cable PV Rojo 600V01-PV-1007X-SJ-RD-6N	Metros	50	10	500
Cable PV Negro 600V01-PV-1007X-SJ-BK-6N	Metros	50	10	500
Breakeres 80A 125VDC Schneider	unidad	2	35	70
Breakeres 60A 160VDC Schneider	unidad	2	39	78
Estructura Soporte	Paquete	1	1500	1500
Medidor Bi-direccional	Unidad	1	600	600
Instalación (MO)	Paquete	1	3000	3000
<b>TOTAL</b>				<b>17556</b>

Nota: Los precios son de mayo 2019, de la empresa ECAMI, Sucursal Managua.

El presupuesto estimado de los equipos y materiales necesarios para la instalación del sistema, más la mano de obra es de \$17,556.00. Los costos deben cubrirse en la inversión inicial, cuando el sistema es diseñado, comprado e instalado. Se pueden considerar costos altos en la inversión inicial; sin embargo, con el tiempo, este sistema puede ahorrar dinero comparado con la compra de energía a la red eléctrica.

En un país como el nuestro con altos costos de electricidad de la red, un sistema fotovoltaico interconectado puede llegar a su punto de equilibrio en sólo un rango de 5 a 7 años, por el resto de su vida útil, el sistema generará electricidad que es esencialmente gratis. Los periodos de recuperación pueden variar considerablemente según el costo de la energía de la red, los incentivos, los descuentos y el costo del sistema.

#### **4.9 Costos operativos**

Los costos operativos del sistema se obtuvieron del costo de mantenimiento y la depreciación de los equipos, con el valor de la tasa de inflación que refleja el aumento porcentual de los precios en un cierto período de 2.82 % y una tasa de descuento del 11% que es la tasa activa ponderada a largo plazo para el sector público no financiero establecida por el Banco Central de Nicaragua. (BCN, 2019)

##### **4.9.1 Pliegos tarifarios (2009-2018)**

Con la estimación de estos datos se obtuvieron los beneficios- ahorros que dentro del análisis de rentabilidad son la ganancia bruta del sistema fotovoltaico de inyección a red. Cabe mencionar que los beneficios de la implementación del proyecto son el ahorro en 25 años del pago del precio del kWh generado por el sistema.

Los valores del precio de los pliegos tarifarios fueron útiles para estimar un promedio del aumento del costo del kWh en 9 años. El precio ha aumentado a una tasa aproximadamente de 1.06 por año (ver cuadro 7), lo cual se aplicó en las proyecciones de los beneficios.



**Cuadro 7.** Promedio de Pliegos tarifarios 2009-2018

<b>Años</b>	<b>Promedio de tarifa</b>	<b>Relación de tasa</b>
2018	C\$9.30	1.05
2017	C\$8.85	1.07
2016	C\$8.25	1.07
	C\$7.73	0.92
2015	C\$8.37	1.14
	C\$7.33	0.85
2014	C\$8.67	1.00
	C\$8.67	1.06
2013	C\$8.17	1.00
2012	C\$8.21	1.03
2011	C\$7.95	1.36
2010		
2009	C\$5.86	1.13
	C\$5.21	<b>1.06</b>

Fuente: (INE, 2019)

**4.9.2 Ahorro anual por factura eléctrica**

Después de ingresar a la página de INE y obtener los pliegos binomiales verano punta e invierno punta, cubriendo la demanda energética del edificio al 40% se estimó que se ahorraría \$ **5914.4** (ver cuadro 8) anualmente en la factura eléctrica suponiendo que la Universidad pagara una factura.

**Cuadro 8.** Tarifa binomial con medición horaria estacional al 40%

<b>TARIFA BINOMIA CON MEDICION HORARIA ESTACIONAL AL 40%</b>					
<b>Tarifas</b>	<b>(C\$/Kwh- mes)</b>	<b>Consumo (kW)-40 % mes</b>	<b>Cons (kW)- 6mes</b>	<b>Costo (C\$) en 6mes</b>	<b>Costo en \$ (\$ 1=C\$ 33.5)</b>
Verano punta	10.2265	1640.68	9844.08	100670.5	<b>3005.1</b>
Invierno punta	9.9006	1640.68	9844.08	97462.3	<b>2909.3</b>
				<b>Costo Año</b>	<b>5914.4</b>

Fuente: (INE, 2019)

#### 4.10 Análisis de escenarios de rentabilidad

##### 4.10.1 Anualidad de préstamo

El préstamo bancario para la ejecución del sistema en la Universidad Nacional Agraria se cancelará aproximadamente en 5 años o 60 meses, con una cuota anual de \$ **4,894.36**. En la tabla se observa que al realizar el préstamo al banco se cancelará una deuda de \$ **24,471.79** Esto quiere decir que se estaría pagando una suma de \$ **9,000** más del capital inicial por el total de pago de intereses mensuales en los 5 años. El período de 5 años es un tiempo relativamente corto para un capital alto, pero entre más corto el plazo se evita el pago alto de intereses.

**Cuadro 9.** Tabla de amortización

VALOR DEL CREDITO	<b>\$ 17556.00</b>			
TASA DE INTERES	<b>12,20%</b>	Efectiva anual		
PLAZO	5	60 MESES (5 AÑOS)		
CUOTA FIJA ANUAL	<b>\$4,894.36</b>			
<b>TABLA DE AMORTIZACION</b>				
MES	SALDO CAPITAL	CUOTA ANUAL	INTERESES	ABONO A CAPITAL
0	17556.00		0	0
1	14803.47	\$4,894.36	\$2,141.83	\$ 2,752.53
2	11715.14	\$4,894.36	\$1,806.02	\$ 3,088.33
3	8250.03	\$4,894.36	\$1,429.25	\$ 3,465.11
4	4362.17	\$4,894.36	\$1,006.50	\$ 3,887.85
5	0.00	\$4,894.36	\$532.19	\$ 4,362.17
<b>TOTAL</b>			<b>\$ 6,915.79</b>	<b>\$ 17556,00</b>
	<b>TOTAL PAGO CON INTERES</b>	<b>\$ 24,471.79</b>		

Fuente: elaboración propia

#### **4.10.2 Escenario 1. Inversión pública**

Utilizando los valores anteriormente descritos se realizó el cálculo de los indicadores financieros, el VAN genera un valor de \$ 58,890.70 que es la rentabilidad durante 25 años, en este caso, se considera como el ahorro en pago de factura eléctrica. Cuando el VAN es positivo el proyecto será rentable.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) del escenario 1 da un valor del 50%, lo que indica que la inversión se puede recuperar, además que supera la tasa de descuento, esto quiere decir que es viable el proyecto, reflejando mediante estos indicadores que la inversión es recomendable además de rentable. **Ver Anexo 1.**

El PRI 1 será en 2 años y 4 meses o lo que es lo mismo 2 años con 124 días siendo un periodo bastante corto. Esta inversión se recupera rápido porque al generar ahorro, la inversión se va recuperando hasta que el flujo de caja acumulado entre los dos y tres años cambia de negativo a positivo, lo cual indica que la inversión se recupera en el tiempo reflejado. Esto se debe a que el capital es obtenido de fondos de inversión pública y no se abona un saldo al capital. Esto a su vez genera flujos de caja altos en tiempos relativamente cortos.

El valor obtenido de la relación B/C 1 nos refleja \$12.76 esto indica que por cada dólar invertido en el proyecto se va a recuperar ese dólar. se resta un \$ 1 dólar por recuperación y queda una ganancia de aproximadamente \$11.76

Es importante mencionar que el análisis de rentabilidad refleja las ganancias en términos de ahorros en caso que la Universidad Nacional Agraria pagara un monto en una factura eléctrica mensual.

#### **4.10.3 Escenario 2. Préstamo bancario**

En el escenario 2, se obtuvo un VAN con un valor de \$ **40,801.66** que es la rentabilidad durante 25 años, en este caso, el ahorro en la factura eléctrica, es un VAN positivo por lo que el proyecto también es rentable.

La TIR del escenario 2 da un valor de 25% que quiere decir que la inversión se puede recuperar, además que supera la tasa de descuento, indicando también que el proyecto es viable, reflejando mediante estos indicadores que la inversión es recomendable además de rentable.

El PRI 2 muestra que el periodo de recuperación de la inversión será en 7 años siendo un periodo más largo en comparación al periodo del PRI del escenario 1. Esto posiblemente está relacionado al periodo de años en donde se supone que se cancelará el préstamo bancario (Ver Anexo 2).

En la relación B/C 2, el valor obtenido fue \$**2.32** esto indica que, si los beneficios fuesen monetarios, por cada dólar invertido en el proyecto se va a recuperar ese dólar y queda una ganancia de aproximadamente \$**1.32** restándole el \$ 1 dólar de recuperación de la inversión se refleja una gran diferencia en la viabilidad del proyecto en las dos relaciones B/C que se calcularon, los resultados varían porque, en la relación B/C 2, la Universidad prestará al banco la cantidad necesaria para la inversión y se pagarán intereses mensuales.

Este escenario se planteó con el fin de, que personas que lean este documento logren persuadir la importancia que tiene la energía solar fotovoltaico, al reducir pagos en la factura de energía eléctrica basado en la demanda energética del sitio donde se instala el sistema, para una estimación de ahorros de 30 años y un periodo de recuperación corto en comparación a la vida útil del sistema fotovoltaico.

#### 4.10.4 Análisis comparativo de ambos escenarios de rentabilidad

Con los datos del análisis de rentabilidad del proyecto del sistema fotovoltaico de inyección a la red, se realizó una comparación entre ambos escenarios para presentar cuál de los dos era más viable y así ejecutar el proyecto en la Universidad Nacional Agraria.

**Cuadro 10.** Análisis comparativo de los escenarios propuestos

<b>Escenario 1</b>		<b>Escenario 2</b>	
<b>VAN</b>	\$58,890.70	<b>VAN</b>	\$40,801.66
<b>TIR</b>	50%	<b>TIR</b>	25%
<b>PRI</b>	2.4 años	<b>PRI</b>	7 años
<b>Relación B/C</b>	12.76	<b>Relación B/C</b>	3.32

Fuente: elaboración propia

Al analizar los valores de los indicadores financieros estudiados, se concluye que, aunque ambos escenarios presentan una rentabilidad buena, el escenario que resulta más rentable para la ejecución del proyecto es el escenario 1 Inversión Pública, por los resultados obtenidos es claramente la mejor opción a la hora de una toma de decisiones de inversión. Esto es debido a que el resultado de VAN y TIR es más alto que el del escenario 2, el PRI es el más corto con un periodo de recuperación de la inversión de tan solo 2.4 años con 124 días y la relación entre el costo y sus ahorros es alta, de \$ 12.76 por lo cual todo esto constituye en claros indicadores de rentabilidad que es la opción más óptima en términos económicos.

## V. CONCLUSIONES

- Por la orientación y el área del techado del edificio del DMC, se diseñó un sistema fotovoltaico para satisfacer el 40 % de la demanda energética (28.2 kWp).
- Las variables ambientales y la geometría solar del sitio, son ideales para la puesta en marcha del proyecto propuesto.
- El emplazamiento del proyecto permite reducir significativamente la demanda energética de la red debido a la eficiencia de la tecnología propuesta.
- Con la implementación del proyecto se estaría contribuyendo al cumplimiento de 4 de los objetivos de desarrollo 2016-2030, por la reducción de 6.7 ton/CO<sub>2</sub> por año y la implementación de energía limpia.
- Al realizar el análisis de rentabilidad de la implementación del sistema fotovoltaico se puede concluir que los dos escenarios proyectados son rentables, siendo el mejor escenario 1, de inversión pública.
- El análisis de rentabilidad demuestra que la energía solar fotovoltaica representa beneficios económicos significativos, es mucho más rentable ahorrar energía que generarla, lo que sugiere un mayor interés de la inversión a nivel nacional.

## **VI. RECOMENDACIONES**

- Fomentar la investigación y desarrollo de tecnologías energéticas renovables aplicadas a diferentes sectores económicos desde las universidades.
- Darle mayor aplicabilidad a la normativa de generación distribuida de nuestro país para promover el uso de energía solar fotovoltaica.
- Fomentar sinergias entre universidad-empresa en el sector de las energías renovables.
- Fortalecer la Currícula de la UNA con la inclusión de contenidos relacionados al aprovechamiento de las energías renovables.

## VII. LITERATURA CITADA

- Agraria, U. N. (2008). Guía y Normas metodológicas de formas de culminación de estudio. Managua.
- Aliaga, C. (2017). Amortización de préstamos con cuotas. Perú: Universidad Nacional del Callao Maestro en Gestión Estratégica Empresarial-Universidad Peruana de Ciencias e Informática.
- BCN. (17 de Mayo de 2019). Operaciones Financieras. Obtenido de <https://www.bcn.gob.ni/>
- Barrera, R. Y. (2014). Guia Tecnica Dseño e Instalacion de sistemas fotovoltaicos Autonomos y Conectados a la Red a pequeña escala. Managua: Alianza de Energia y Clima de las Americas.
- Barros, T. J. (2017). análisis de rentabilidad económica de los nuevos alojamientos turísticos regulados por el ministerio de turismo en el año 2015 para determinar el punto de equilibrio en puerto ayora – galápagos. ecuador: UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR
- Chavarría, J. (2010). Diseño e Implementación de un Inversor multinivel para sistemas fotovoltaicos conectados a red. Barcelona: Universitat Politècnica de Catalunya.
- Estación meteorológica Augusto César Sandino. Managua: Aeropuerto internacional Augusto Cesar Sandino. Obtenido de Augusto Cesar Sandino. (2018).
- Fernández, s. J. (2007). GUIA COMPLETA DE LA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. Madrid: MADRID VICENTE, EDICIONES.
- Koppen. (1993). climate clasificattion as a diagnostic tool for general circulation models . Germany: Meteorologisches Institut der Hamburg, Bundesstrabe.
- Pliegos de tarifa eléctrica disponible en:  
<https://www.ine.gob.ni/index.php/electricidad/> obtenido de INE tarifas eléctricas consultado el 10 de Mayo de 2019.
- Rodríguez Buitrago, A. M. (2017). Reducción de la huella de carbono por medio de la implementación de un sistema fotovoltaico. Colombia: Universidad del Bosque.
- Tercero Ubau J, k. (2015). Diseño de una Mini central solar Fotovoltaica autónoma con una capacidad de 2.7kWp, para electrificar la comunidad de La Fortuna- MiraFlor Moropotente, Estelí. ESTELI: UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE NICARAGUA FAREM-ESTELI.



## VIII. ANEXOS

### Anexo 1. Escenario 1

Detalle	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	
Inversión	17556,00																					
Beneficios (Ahorros) Estimados	0,00	5914,41	6269,28	6645,43	7044,16	7466,81	7914,82	8389,71	8893,09	9426,67	9992,27	10591,81	11227,32	11900,96	12615,02	13371,92	14174,23	15024,69	15926,17	17894,64	17894,64	
Total costos operativos		839,52	843,67	847,94	852,33	856,84	861,48	866,25	871,15	876,20	881,38	886,71	892,20	897,83	903,62	909,58	915,71	922,01	928,49	935,15	941,99	
Mantenimiento		147,2	151,35	155,62	160,01	164,52	169,16	173,93	178,83	183,88	189,06	194,39	199,88	205,51	211,30	217,26	223,39	229,69	236,17	242,83	249,67	
Depreciación		400	400	400	400	400	400	400	400	400	400											
Depreciación Paneles		292,32	292,32	292,32	292,32	292,32	292,32	292,32	292,32	292,32	292,32	292,32	292,32	292,32	292,32	292,32	292,32	292,32	292,32	292,32	292,32	
Ganancia Bruta		5914,41	6269,28	6645,43	7044,16	7466,81	7914,82	8389,71	8893,09	9426,67	9992,27	10591,81	11227,32	11900,96	12615,02	13371,92	14174,23	15024,69	15926,17	17894,64	17894,64	
		5074,89																				
Flujo neto de caja	17556,00	12481,11	5425,61	5797,49	6191,83	6609,97	7053,34	7523,46	8021,93	8550,48	9110,89	10105,10	10735,12	11403,12	12111,39	12862,33	13658,52	14502,67	15397,67	17359,49	17352,64	
FNCAct		4571,97	4887,94	4713,41	4552,82	3922,83	3771,84	3624,02	3480,23	3342,64	3209,19	3205,93	3068,93	2936,68	2810,07	2688,05	2571,74	2460,16	2352,95	2390,13	2152,40	
Flujo de caja acumulado		12481,11	7055,50	1258,01	4933,82	11543,79	18597,13	26120,58	34142,52	42692,99	51803,88	61908,98	72644,10	84047,23	96158,61	109020,94	122679,46	137182,13	152579,80	169939,29	187291,93	
FCAAct		12481,11	7593,17	2879,77	1673,05	5595,88	9367,72	12991,73	16471,97	19814,61	23023,80	26229,73	29298,66	32235,34	35045,40	37733,46	40305,20	42765,36	45118,31	47508,43	49660,83	

Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25	
18968.32	20106.42	21312.80	22591.57	23947.07	325504.20
549.0401	556.2796	563.7232	571.3768	579.2462	16549.76
256.7201	263.9596	271.4032	279.0568	286.9262	
292.32	292.32	292.32	292.32	292.32	
18968.32	20106.42	21312.80	22591.57	23947.07	
18419.28	19550.14	20749.08	22020.19	23367.82	
2058.25	1968.00	1881.83	1799.18	1720.12	
205711.21	225261.35	246010.43	268030.63	291398.44	
51719.08	53687.09	55568.92	57368.10	59088.22	

Anexo 2. Escenario 2

Detalle	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	
Inversión	1755																					
Beneficios (Ahorros) Estímas	0.00	5914.41	6269.28	6645.43	7044.16	7466.81	7914.82	838.25	889.309	9426.67	9992.27	1059.181	1122.732	1190.096	1261.502	1337.192	1417.423	1502.469	1592.617	1789.464	1789.464	
Total costos operativos	5733.88	5738.03	5742.30	5746.69	5751.20	5751.20	5751.20	5751.20	5751.20	5751.20	5751.20	5751.20	5751.20	5751.20	5751.20	5751.20	5751.20	5751.20	5751.20	5751.20	5751.20	5751.20
Mantenimiento	147.2	151.35	155.62	160.01	164.52	169.16	173.93	178.83	183.88	189.06	194.39	199.88	205.51	211.3083	217.2672	223.3942	229.6939	236.1712	242.8313	249.6791		
Depreciacion Inversor	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Depreciacion Paneles	292.32	292.32	292.32	292.32	292.32	292.32	292.32	292.32	292.32	292.32	292.32	292.32	292.32	292.32	292.32	292.32	292.32	292.32	292.32	292.32	292.32	292.32
Cuota de prestamo	4894.36	4894.36	4894.36	4894.36	4894.36	4894.36	4894.36	4894.36	4894.36	4894.36	4894.36	4894.36	4894.36	4894.36	4894.36	4894.36	4894.36	4894.36	4894.36	4894.36	4894.36	4894.36
Ganancia Bruta	5914.41	6269.28	6645.43	7044.16	7466.81	7914.82	838.25	889.309	9426.67	9992.27	1059.181	1122.732	1190.096	1261.502	1337.192	1417.423	1502.469	1592.617	1789.464	1789.464	1789.464	1789.464
Flujo neto de caja	1755.600	1737.547	531.25	903.13	1297.47	1715.61	7053.34	752.346	802.193	8550.48	9110.89	1010.510	1073.512	1140.312	1211.139	1286.233	1365.852	1450.267	1539.767	1735.949	1735.264	1735.264
FNCAct	162.64	478.60	734.25	954.02	1018.17	3771.84	362.402	348.023	3342.64	3209.19	3205.93	3068.93	2936.68	2810.07	2688.05	2571.74	2460.16	2352.95	2390.13	2152.40		
Flujo de caja acumulado	1737.547	1684.422	1594.108	1464.361	1292.800	5874.66	164.879	967.072	1822.120	2733.209	3743.719	4817.231	5957.543	7168.682	8454.915	9820.767	1127.1034	1281.0801	1454.6750	1628.2014		
FCAAct	1737.547	1689.686	1616.261	1520.859	1419.042	1041.858	679.457	331.433	28.31	3237.50	6443.43	9512.36	1244.904	1525.911	1794.716	2051.890	2297.906	2533.201	2772.214	2987.453		

Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25	
18968.32	20106.42	21312.80	22591.57	23947.07	325504.20
549,0401	556,2796	563,7232	571,3768	579,2462	41021.55
256,7201	263,9596	271,4032	279,0568	286,9262	
292.32	292.32	292.32	292.32	292.32	
18968.32	20106.42	21312.80	22591.57	23947.07	
18419.28	19550.14	20749.08	22020.19	23367.82	
2058.25	1968.00	1881.83	1799.18	1720.12	
181239.42	200789.56	221538.64	243558.83	266926.65	
31932.78	33900.79	35782.62	37581.80	39301.92	

**Anexo 3. Promedios de pliegos tarifarios (2009-2018)**

<b>Años</b>	<b>pliegos</b>	<b>Verano punta</b>	<b>Invierno punta</b>	<b>tarifas</b>	<b>Promedios de tarifas</b>	<b>Relación de tasa</b>	<b>Promedio de tasa</b>
<b>2018</b>		9.4481	9.1471	18.5952	9.2976	1.05000847	<b>1.06</b>
<b>2017</b>		8.9982	8.7115	17.7097	8.85485	1.073269619	
<b>2016</b>	<b>pliego aplicado</b>	8.3839	8.1168	16.5007	8.25035	1.067633319	
	<b>pliego indicativo</b>	7.8528	7.6026	15.4554	7.7277	0.923394035	
	<b>pliego aplicado</b>	8.5043	8.2333	16.7376	8.3688	1.140964028	
<b>2015</b>	<b>pliego indicativo</b>	7.4536	7.2161	14.6697	7.33485	0.846262122	
	<b>pliego aplicado</b>	8.8077	8.527	17.3347	8.66735	1	
	<b>pliego indicativo</b>	8.8077	8.527	17.3347	8.66735	1.060914109	
<b>2014</b>	<b>pliego aplicado</b>	8.302	8.0374	16.3394	8.1697	0.995018634	
	<b>pliego indicativo</b>	8.3435	8.0777	16.4212	8.2106	1.032857826	
	<b>pliego indicativo</b>	8.0781	7.8207	15.8988	7.9494	1.356205749	
<b>2011</b>							
<b>2010</b>		5.9564	5.7666	11.723	5.8615	1.12578266	
<b>2009</b>		5.2909	5.1223	10.4132	5.2066	<b>1.06</b>	