

**UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE LAS  
AMÉRICAS**

**ESCUELA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA**

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN  
DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICO INTERCONECTADO A  
LA RED DE DISTRIBUCIÓN PARA EL PLANTEL DE  
ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN DE  
COMBUSTIBLE EN LA REFINADORA  
COSTARRICENSE DE PETRÓLEO UBICADO EN LA  
GARITA DE ALAJUELA**

**JOSÉ PABLO ZÚÑIGA VILLALOBOS**

**SEDE ARANJUEZ, JUNIO, 2018**

## Tabla de contenido

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	10
Planteamiento del problema .....	11
Objetivo general.....	11
Objetivos específicos.....	11
Justificación .....	12
Antecedentes .....	13
Alcances.....	16
CAPÍTULO II: MARCO REFERENCIAL .....	17
La energía solar .....	17
Radiación solar .....	18
Orientación solar.....	19
Ángulo de inclinación .....	20
Recolección de datos locales.....	21
Completar el análisis solar del sitio.....	22
Efecto fotoeléctrico y efecto fotovoltaico .....	24
El desarrollo de la energía solar fotovoltaica.....	25
Tipos de sistemas fotovoltaicos.....	28
Componentes de un sistema fotovoltaico .....	32
Parámetros eléctricos .....	42
Tensión (voltaje).....	42
Corriente .....	43
Resistencia.....	43
Potencia.....	43
Ley de Ohm .....	43
Calibre de los conductores.....	44
Capacidad de corriente .....	44
Caída de voltaje.....	46
Valor Actual Neto (VAN).....	47
Ventajas del VAN.....	49
Desventajas del VAN .....	49
Tasa Interna de Retorno (TIR) .....	49
Dificultades del TIR.....	51
CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO .....	53

Enfoque de la investigación .....	53
Método de investigación.....	62
Fuentes de información .....	63
Variables y unidades de análisis.....	63
Instrumentos .....	64
Proceso para la recolección y el análisis de información.....	64
Estimación del consumo de las cargas .....	64
Cálculo de horas solares picos (HSP).....	64
Cálculo de la cantidad de módulos fotovoltaicos .....	65
Cálculo de la potencia de los inversores .....	65
Cálculo del arreglo fotovoltaico .....	65
Ángulo de inclinación de los módulos.....	66
Cálculo de las dimensiones del arreglo fotovoltaico.....	66
Cálculo de la estructura de los arreglos fotovoltaicos .....	66
Cálculo del calibre de cable.....	67
Cálculo de generación mensual con el sistema fotovoltaico .....	73
CAPITULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	76
Análisis de la estimación del consumo de cargas .....	76
Recolección y análisis de datos locales .....	76
Análisis de la cantidad de módulos fotovoltaicos .....	76
Análisis del cálculo del inversor .....	77
Cálculo de los paneles fotovoltaicos .....	77
Análisis dimensional de los módulos fotovoltaicos .....	78
Análisis de las estructuras para los paneles.....	78
Análisis del calibre de cables, caída de voltaje e interruptores termomagnéticos principales .....	79
Análisis de la generación mensual con el sistema fotovoltaico .....	80
Análisis financiero del proyecto .....	81
Determinación de ahorros y gastos .....	81
Rentabilidad del proyecto y retorno de inversión .....	82
Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR).....	83
Cálculo del Valor Actual Neto (VAN) .....	84
Cálculo del punto de mayor rentabilidad del diseño .....	84
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	87

Conclusiones .....	87
Recomendaciones .....	89
Referencias.....	90
Anexos.....	92
Anexo 1 Facturación mensual del plantel de los últimos 12 meses .....	93
Anexo 2 Fichas técnicas de los módulos fotovoltaicos .....	100
Anexo 3 Ficha técnica de los inversores.....	103
Anexo 4 Cotizaciones .....	106
Anexo 5 Carta de ampliación del alcance del proyecto .....	125
Anexo 6 Archivo de Excel con el nombre “Anexo 6” .....	127
Anexo 7 Archivo de AutoCad con el nombre “Anexo 7” .....	128
Anexo 8 Archivo de AutoCad con el nombre “Anexo 8” .....	129

### Índice de figuras

Figura 1. Acimut y Altitudes en latitudes septentrionales. “FOTOVOLTAICA Manual de Diseño e Instalación” (Solar Energy International, 2015, p. 33).....	19
Figura 2 Efecto del ángulo de inclinación. “FOTOVOLTAICA Manual de Diseño e Instalación” (Solar Energy International, 2015, p. 35). .....	21
Figura 3 La Ventana Solar “FOTOVOLTAICA Manual de Diseño e Instalación” (Solar Energy International, 2015, p. 37).....	23
Figura 4 Sistema de Uso Diurno. “FOTOVOLTAICA Manual de Diseño e Instalación” (Solar Energy International, 2015, p. 5) .....	29
Figura 5 Sistema de CC con Baterías de Almacenamiento. “FOTOVOLTAICA Manual de Diseño e Instalación” (Solar Energy International, 2015, p. 6).....	29
Figura 6 Sistema de corriente directa que alimentan cargas de corriente alterna. “FOTOVOLTAICA Manual de Diseño e Instalación” (Solar Energy International, 2015, pp. 5). .....	30
Figura 7 Sistema híbrido. “FOTOVOLTAICA Manual de Diseño e Instalación” (Solar Energy International, 2015, p. 6).....	31
Figura 8 Sistema interactivos conectados a la red. “FOTOVOLTAICA Manual de Diseño e Instalación” (Solar Energy International, 2015, p. 6) .....	31

Figura 9 Formas de onda comunes producidas por inversores “FOTOVOLTAICA Manual de Diseño e Instalación” (Solar Energy International, 2015, p. 91).....	34
Figura 10 Corte transversal de una celda solar. “Sistemas Eléctricos Solares, Preguntas Frecuentes.” (Solartronic, s.f.).....	37
Figura 11 Curva I-V del módulo (Marca X) (12 Vcc nominal). “FOTOVOLTAICA Manual de Diseño e Instalación” (Solar Energy International, 2015, p. 56).....	38
Figura 12 Celdas de silicio monocristalino vs. celdas de silicio policristalino. “Sistemas Fotovoltaicos, Curso breve.” (Solartronic. s.f.).	42
Figura 13 Representación gráfica de la TIR.....	51
Figura 14 Vista satelital del plantel de almacenamiento y distribución de combustibles de RECOPE La Garita.....	53
Figura 15 Diagrama unifilar del plantel de RECOPE La Garita. ....	54
Figura 16 Ancho de la plaza.....	56
Figura 17 Largo de la plaza.....	56
Figura 18 Ancho del techo del gimnasio. ....	57
Figura 19 Largo del techo del gimnasio. ....	57
Figura 20 Largo del techo del laboratorio de Control de Calidad. ....	58
Figura 21 Ancho del techo del laboratorio de Control de Calidad. ....	58
Figura 22 Ancho del techo del edificio de facturación. ....	59
Figura 23 Largo del techo de facturación. ....	59
Figura 24. Largo del techo del CCM.....	60
Figura 25 Largo del techo del CCM.....	60
Figura 26 Techos disponibles para la instalación de paneles solares.....	61
Figura 27 Distancia desde el edificio de facturación al CCM. ....	67
Figura 28 Caída de voltaje desde el edificio de facturación al CCM. ....	68
Figura 29 Distancia desde el gimnasio al CCM.....	68
Figura 30 Caída de voltaje desde el gimnasio al CCM.....	69
Figura 31 Distancia desde el laboratorio de control de calidad al CCM. ....	69
Figura 32 Caída de voltaje desde el laboratorio de control de calidad al CCM.70	70
Figura 33 Distancia desde el CCM hasta el medidor y viceversa.....	70
Figura 34 Caída de voltaje desde el CCM al medidor y viceversa. ....	71
Figura 35 Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico. ....	72
Figura 36 Disyuntor Principal de la acometida. ....	73

Figura 37 Espacio para la instalación de interruptores de los inversores.....	73
---	----

### Índice de tablas

Tabla 1 Ampacidad de conductores.....	45
Tabla 2 Interpretación del resultado del VAN.....	49
Tabla 3 Tabla promedio de la facturación de los últimos doce meses del plantel de RECOPE La Garita. ....	55
Tabla 4 Datos meteorológicos del Plantel La Garita. ....	62
Tabla 5 Horas de brillo solar La Garita.....	62
Tabla 6 Configuraciones posibles de paneles en serie. ....	65
Tabla 7 Tabla de cálculo de generación mensual del sistema fotovoltaico. ....	74
Tabla 8 Tabla de análisis financiero sin y con sistema de generación distribuida. ....	82
Tabla 9 Recuperación de ahorros, flujos neto y acumulado y retorno de inversión. ....	83
Tabla 10 Cálculos de consumo y financiero para un sistema fotovoltaico de 232 módulos.....	85
Tabla 11 Cálculos de TIR y VAN para un sistema de 232 módulos. ....	86

### Índice de ecuaciones

Ecuación 1 Equivalencias de Radiación.....	18
Ecuación 2 Ecuación para el cálculo del ángulo de inclinación de los paneles solares.....	20
Ecuación 3 Ecuación para el cálculo del número de paneles para un sistema fotovoltaico .....	39
Ecuación 4 Ecuación para calcular el número de filas de paneles que van en serie en un sistema fotovoltaico. ....	40
Ecuación 5 Ecuación para calcular el número de columnas de paneles que van en paralelo en un sistema fotovoltaico. ....	40
Ecuación 6 Potencia Eléctrica .....	43
Ecuación 7 Ley de Ohm .....	43
Ecuación 8 Caída de tensión en CD. ....	47
Ecuación 9 Caída de tensión en CA.....	47

Ecuación 10 Valor Actual Neto.....	48
Ecuación 11 Tasa Interna de Retorno.....	50

### **Índice de gráficos**

Gráfico 1 Gráfica de Consumo/Generación en función del tiempo.....	75
--	----

## Nomenclatura

**A** Ampere, unidad de corriente  
**°C** Grados Centígrados, unidad de temperatura  
**AC** *Alternating Current*, corriente alterna  
**CD** *Direct Current*, corriente continua  
**Hz** Hertz, unidad de frecuencia  
**m** Metro, unidad de distancia  
**m<sup>2</sup>** Metro cuadrado, unidad de área  
**mA** Unidad de corriente equivalente a  $10^{-3}$  A  
**ms** Unidad de tiempo equivalente a  $10^{-3}$  segundos  
**nm** Unidad de distancia equivalente a  $10^{-9}$  metros  
**V** Voltio, unidad de tensión  
**VDC** Voltaje de corriente continua  
**W** *Watt* (Vatio), unidad de potencia  
**CCM** Cuarto de control de motores  
**HSP** Hora Solar Pico  
**IMN** Instituto Meteorológico Nacional  
**V<sub>inv</sub>** Voltaje del panel  
**V<sub>m</sub>** Tensión nominal de entrada del inversor  
**I<sub>inv</sub>** Corriente del panel  
**I<sub>m</sub>** Corriente nominal del inversor  
**VAN** Valor Actual Neto  
**TIR** Tasa Interna de Retorno

## **Dedicatoria**

La presente tesis está dedicada, primeramente, a mi esposa Andrea Vargas Villanueva y a mi hija Ana Belén Zúñiga Vargas, quienes han estado presentes a lo largo de este duro trayecto y son las personas que me impulsan a ser mejor cada día.

También, a mis padres, José Manuel Zúñiga Vargas y Gladys Villalobos Salas, quienes me han inculcado el esfuerzo y el trabajo para llegar a este punto de mi vida profesional.

A los compañeros de trabajo por su gran ayuda en este proyecto y el apoyo brindado para la realización de esta investigación.

Asimismo, a todas las personas que de alguna u otra forma han influenciado de manera positiva mi camino hacia este logro, el cual representa uno de los más grandes en mi vida.

## CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

Debido a la gran demanda energética requerida por la industria moderna y a las exigencias relacionadas con la protección del ambiente, se han venido desarrollando nuevas tecnologías para la generación de energía y que, a su vez, son amigables con el planeta. Estas permiten el uso de recursos que se podrían llamar inagotables para producir energía tales como el agua, el sol, el viento, el mar, entre otros al eliminar las emisiones contaminantes que producen el efecto invernadero y los gases perjudiciales. Las energías renovables son energías limpias que contribuyen a cuidar el medio frente a los efectos contaminantes y el agotamiento de los combustibles fósiles.

Entre las fuentes más importantes de energías renovables se mencionan las siguientes: la solar, eólica, biomasa, energía geotérmica, energía hidroeléctrica, hidrógeno, energía de los océanos, entre otras y se diferencian de los combustibles fósiles principalmente por su diversidad, abundancia y potencial de aprovechamiento en cualquier parte del planeta, sobre todo en que no producen gases de efecto invernadero, causantes del cambio climático, ni emisiones contaminantes, además de que sus costos tienden a la baja de forma sostenida debido a la naturaleza de las fuentes inagotables de energía.

Otro beneficio que puede traer el uso de energías renovables es la reducción del uso de los combustibles fósiles, especialmente aquellos derivados del petróleo los cuales son altamente contaminantes y generalmente su costo tiende al alza por lo complicado de su proceso de producción.

Un país, que utiliza energías renovables o alternativas, reduce su dependencia al no utilizar factores externos y es menos vulnerable al consumo energético de los combustibles fósiles, diversifica su matriz energética e impulsa un cambio favorable para el ambiente. Ello resulta beneficioso para la economía al aumentar fuentes de empleo, oportunidades de negocios y creación de PYMES relacionadas con este tipo de energías y de las tecnologías.

El hecho de utilizar este tipo de fuentes es muy beneficioso para un país, la industria y el ambiente debido a la diversificación e independencia energética que representan, así como la reducción de costos en la factura eléctrica en la industria y el poco o nulo impacto que provocan al medio.

## **Planteamiento del problema**

¿Cuál es el mejor diseño de un sistema de generación distribuida fotovoltaico interconectado a la red de distribución para el plantel de almacenamiento y distribución de combustibles de la Refinadora Costarricense de Petróleo, ubicado en La Garita de Alajuela?

## **Objetivo general**

Diseñar un sistema de generación distribuida fotovoltaico interconectado a la red de distribución para el plantel de almacenamiento y distribución de combustibles de la Refinadora Costarricense de Petróleo ubicado en La Garita de Alajuela.

## **Objetivos específicos**

- Determinar un promedio de consumo de energía de la carga del plantel mediante la recolección de información de la facturación energética.
- Solicitar cotizaciones para obtener la información técnica de los equipos por instalar para el cálculo de los requerimientos del sistema fotovoltaico.
- Calcular el dimensionamiento del sistema fotovoltaico respetando el reglamento de acuerdo con los datos técnicos de los equipos proporcionados en las cotizaciones.
- Definir la ubicación y el espacio de los módulos solares del sistema fotovoltaico mediante visitas con el personal del Departamento de Ingeniería.
- Determinar la rentabilidad del proyecto mediante un análisis de costos en comparación con la facturación actual.

## **Justificación**

En la década de 1960, un grupo privado funda RECOPE con el fin de construir una refinería amparado por la ley 2426 de Protección y Desarrollo Industrial.

En el año 1963, se constituyó como sociedad anónima de capital mixto durante el gobierno de Francisco Orlich con el propósito de que la refinería fuera propiedad estatal al ser considerada una actividad estratégica para el país.

RECOPE, actualmente, cuenta con una red de poliductos (7 líneas) que atraviesa todo el país por donde trasiega la totalidad de los combustibles limpios a los diferentes puntos estratégicos de distribución.

Cuenta con 7 planteles de almacenamiento y ventas en Limón, El Alto de Ochomogo Cartago, La Garita de Alajuela, Barranca Puntarenas, Aeropuerto Juan Santamaría, Aeropuerto Daniel Oduber Quirós y Aeropuerto Tobías Bolaños.

Actualmente, la institución asume un compromiso con un desarrollo humano y social y equitativo con acciones internas y externas en las áreas de salud, ambiente y seguridad. Esto se lleva a cabo en coordinación con el Ministerio de Ambiente y Energía al diseñar un programa de gestión Ambiental Institucional, según el Decreto Ejecutivo 36499-S-MINAET, donde se definen objetivos, metas y una política ambiental, con indicadores y medidas específicas con lo cual se logre prevenir, mitigar, reducir, restaurar y compensar los impactos ambientales negativos relacionados con la operación.

A su vez, para la contribución con el cambio climático, se incorporan compromisos como la fijación del CO<sub>2</sub> mediante el programa de reforestación, control de plagas, el ahorro de recursos y energía, así como la medición de la huella de carbón, con miras a lograr la meta de Carbono Neutralidad en el 2021.

El “Programa Bandera Azul, categoría 6: Cambio Climático, Mitigación de la huella ecológica” se alinea perfectamente con los propósitos de RECOPE, lo cual resalta su importancia para alcanzar su visión, la cual es “Consolidar a RECOPE como empresa petrolera estatal, de reconocido prestigio nacional e internacional, con autonomía administrativa, con excelencia en sus productos y servicios, de eficiente gestión, competitiva, con alianzas estratégicas en el ámbito nacional e internacional, comprometida con el servicio al cliente, la formación integral de su recurso humano, la protección del ambiente y el desarrollo nacional dentro del marco del monopolio natural que esta actividad representa”.

En materia de ahorro energético, RECOPE ha implementado políticas y tecnologías que reducen el impacto al ambiente tales como el uso de paneles solares y tecnología de luz LED y reemplazar la luz incandescente hacia tecnologías de bajo consumo, así como horarios de funcionamiento de equipos de alto consumo para reducir la factura eléctrica. Ello evita que funcionen en las horas donde es más cara la electricidad.

También, aprovechando la energía solar, se han instalado equipos de respaldo para las válvulas de seguridad remotas que protegen la red de poliductos en caso de derrames y en los equipos de comunicación por radiofrecuencia.

La Refinadora Costarricense de Petróleo camina hacia la alta eficiencia y ayuda, a su vez, al ambiente y en miras de una Costa Rica mejor para nuestras futuras generaciones.

## **Antecedentes**

En este apartado se presenta algunos antecedentes referentes al tema. Se muestran las aproximaciones relacionadas sobre esta temática, que se abordan desde diversas investigaciones con diferentes enfoques.

**Institución: Compañía Nacional de Fuerza y Luz**

**Nombre: Análisis Técnico-Financiero de la generación distribuida en la CNFL**

**Autores:**

**Coordinador Ing. Gustavo Valverde, PhD.**

**Investigadores asociados Ing. José D. Lara, M.Sc., Ing. Adolfo Lobo, MBA., Ing. José D. Rojas, PhD.**

**Investigadores asistentes Ing. Andrés Arguello, Ing. Catherine Montiel**

**Año: 2015.**

Se ha demostrado, según las experiencias en Costa Rica, sobre la generación distribuida utilizada para el autoconsumo, que la energía fotovoltaica tiene más potencial. Esto parte del Plan Piloto del Instituto Costarricense de Electricidad y los registros de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz.

Se debe tomar en cuenta que para los sistemas de generación distribuida dependen, principalmente, de las condiciones meteorológicas del sitio donde son instalados.

Según los estudios antes mencionados, se refleja un mayor interés por parte del sector residencial en la instalación de sistemas para autoconsumo, a pesar de que el sector

empresarial e institucional cuenta con mejores condiciones de financiamiento en este campo. A nivel empresarial, se requieren estudios técnicos y financieros muy detallados para determinar si los sistemas de generación distribuida son viables.

Se presenta un análisis de rentabilidad a partir de la tarifa general y las tarifas de media tensión y se encuentran tasas internas de retorno atractivas en las segundas mencionadas que oscilan entre el 19 % y 22 %.

El estado debe generar mecanismos que hagan la generación distribuida a nivel comercial más atractiva económicamente para los usuarios al incentivar la creación de líneas de crédito.

**Institución: Instituto Politécnico Nacional de México**

**Nombre: Propuesta de Alumbrado con Iluminación tipo LED y paneles fotovoltaicos “Estacionamiento de la DAE (Dirección de Administración Escolar) del IPN”**

**Autores: Guerrero Flores Alan Uriel, Ruvalcaba Santos Jorge Alejandro, Vázquez Ruiz Iván**

**Año: 2016**

Este documento presenta una propuesta para el alumbrado eléctrico para el estacionamiento de la Dirección de Administración Escolar. Utiliza tecnología de luminarias LED y alimentado por paneles fotovoltaicos. Se basa en el cálculo de área de iluminación y alimentación de paneles solares estando dentro de los estándares de iluminación correspondientes.

Anterior al presente proyecto, el estacionamiento cuenta con un sistema que no trabaja correctamente y es deficiente debido a que las luminarias ahí instaladas son ineficientes y antiguas y esto lo vuelve un lugar inseguro para los usuarios.

Con este sistema, se pretende mejorar la eficiencia de la iluminación y, a su vez, reducir la factura de consumo con luminarias de baja potencia y paneles que utilicen la energía solar como fuente alternativa de energía y así reducir los costos de electricidad y también favorecer el impacto al medio y contribuir con la reducción del impacto sobre el cambio climático.

Se desarrolla el tema de sistemas fotovoltaicos, y sus generalidades, principio de funcionamiento, sus partes de construcción, tipos de materiales, formas de captación de la energía para las luminarias, así como generalidades del sistema de iluminación y los tipos de luminarias por utilizar para el desarrollo del proyecto. Se definen algunos

conceptos importantes, fórmulas para cálculos y otras características necesarias para el desarrollo.

Asimismo, se definen generalidades y conceptos importantes relacionados con los paneles fotovoltaicos y características fundamentales por tomar en cuenta para la instalación, así como cálculos necesarios para llevar a cabo el propósito.

Se realiza también un estudio técnico económico comparativo del sistema instalado actualmente en el estacionamiento con la nueva propuesta para ver la rentabilidad del proyecto. Para esta parte, se efectúa un cálculo de consumo y costo detallado y se hacen las respectivas comparaciones y se encuentra que la inversión se recupera a largo plazo sin embargo el sistema actual solo funciona a un 20 %. Ello permite concluir que se contará con una iluminación correcta con la propuesta y afirmar que es viable.

**Institución: Universidad Internacional de las Américas**

**Nombre: Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red para la radiobase celular de aeropuerto Daniel Oduber**

**Autor: David Cabrera Molina**

**Año: 2016**

Este proyecto se basó en el diseño de un sistema de generación distribuida para una radiobase celular ubicada en el aeropuerto Daniel Oduber Quirós al aprovechar las energías renovables, específicamente la energía del sol, con el fin de ir desplazando el uso de energías que impactan al ambiente y, a su vez, buscar una reducción en la factura eléctrica.

Se analizaron conceptos teóricos relacionados con métodos de acceso celular y sistemas de telefonía móvil, estación base y su funcionamiento para entender entorno del proyecto y tener un panorama más completo del diseño.

Se introdujeron temas relacionados con energía fotovoltaica y sus conceptos básicos, así como los métodos de aprovechamiento para generar energía y los equipos utilizados para ello.

Se realizó un estudio de las necesidades por cubrir al analizar el consumo de la radiobase. Se tomaron en cuenta y se estudiaron las condiciones de irradiación solar en la zona.

Por último, se realizó un estudio de costos donde se comparan los panoramas y se analiza la rentabilidad del diseño. Se incluyeron cálculos de valor actual neto y tasa interna de retorno, apegados al reglamento de “Planeación, Operación y Acceso, al Sistema

Eléctrico Nacional” capítulo XII “Generación distribuida para Autoconsumo” de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y el **Decreto N.º 39220-MINAE** del Ministerio de Ambiente y Energía.

### **Alcances**

Los alcances de esta investigación se limitan al diseño de un sistema de generación distribuida fotovoltaico interconectado a la red de distribución para el plantel de almacenamiento y distribución de combustibles de la Refinadora Costarricense de Petróleo ubicado en La Garita de Alajuela.

Se entregará impresa una copia del documento y un disco con el trabajo final de graduación en modo digital, así como todos los planos y los diagramas unifilares que se elaboren o se utilicen para su desarrollo.

## **CAPÍTULO II: MARCO REFERENCIAL**

### **La energía solar**

Según Zapata y Arenas (2011), en la obra titulada Libro Interactivo sobre Energía Solar y sus Aplicaciones, especialidad de tecnología eléctrica (tesis de tecnología eléctrica). Universidad Tecnológica de Pereira, la energía solar es la fuente principal de vida en el planeta: dirige los ciclos biofísicos, geofísicos y químicos que mantienen la vida en la Tierra, los ciclos del oxígeno, del agua, del carbono y del clima. Durante el día, la luz del sol permite percibir el entorno, contrario a lo que sucede de noche, donde se pierde la capacidad de percepción significativamente.

El sol suministra alimentos mediante la fotosíntesis y como es la energía del sol la que induce el movimiento del viento, del agua y el crecimiento de las plantas, la energía solar es el origen de la mayoría de las fuentes de energía renovables (la energía mareomotriz, energía de la biomasa, la energía hidroeléctrica, la energía eólica y de la energía solar).

La energía del sol se puede aprovechar pasivamente sin la utilización de ningún dispositivo y/o aparato específico, mediante la adecuada ubicación, diseño y orientación de los edificios al emplear correctamente las propiedades fisicoquímicas de los materiales y los elementos arquitectónicos: aislamientos, protecciones y tipos de revestimientos, etc.

Mediante la aplicación de criterios de arquitectura bioclimática, se puede reducir significativamente e incluso eliminar, la necesidad de climatizar los edificios, así como la necesidad de iluminarlos durante el día. Estas prácticas arquitectónicas contrastan con la tendencia a instalar cada vez más aparatos de climatización (aire acondicionado), que consumen una gran cantidad de energía.

La radiación solar incidente en la Tierra puede aprovecharse activamente a través de la implementación de dispositivos ópticos o de otro tipo. Es un tipo de energía renovable y limpia, lo que se conoce como energía verde. Básicamente, se recoge de forma adecuada la radiación solar y se obtienen calor y electricidad. El calor se logra mediante los captadores o colectores térmicos y la electricidad, a través de los llamados módulos o celdas fotovoltaicas. Ambos procesos nada tienen que ver entre sí, ni en cuanto a su tecnología ni en su aplicación.

## **Radiación solar**

De acuerdo con Solar Energy International (2015), la radiación solar es

El término usado para designar la energía solar que incide sobre una superficie en un momento y lugar particular es radiación solar (en muchos textos, y depende de su país, es posible que encuentre el término de forma intercambiable con irradiación solar) (p.32).

Cuando la radiación se describe como potencia se expresa como una cantidad de watts por metro cuadrado ( $W/m^2$ ) y usualmente se representa como el calor promedio diario para cada mes. En un día claro, la radiación que golpea la tierra es alrededor de  $1000 W/m^2$ . Sin embargo, muchos factores determinan cuánta radiación solar existe en un sitio determinado, incluyendo las condiciones atmosféricas, la posición de la tierra con relación al sol y las obstrucciones existentes en el sitio.

La unidad de medida de la radiación es el kilowatt hora por metro cuadrado, pero puede expresarse de también en BTU, Joule (J) o Langley. Pueden usarse las siguientes equivalencias:

$$1 \text{ kWh}/m^2 = 317 \text{ BTU}/ft^2 = 3.6 \text{ MJ}/m^2 = 1 \text{ Langley}/85.93 = 1 \text{ hora sol pico} = 1 \text{ SOL}$$

### **Ecuación 1 Equivalencias de Radiación**

La radiación recibida en la superficie de la tierra está sometida a variaciones causadas por la atenuación atmosférica. Las causas primarias de este fenómeno son las siguientes:

- Las moléculas de aire, el vapor de agua y el polvo en la atmósfera dispersan la luz.
- El ozono, el vapor de agua y el dióxido de carbono en la atmósfera absorben la luz.
- Las moléculas de aire, el vapor de agua y el polvo dispersan la luz.

Las horas sol pico son la cantidad de horas equivalentes a una irradiación de  $1000 W/m^2$  en un día. Permiten describir la cantidad de energía solar disponible en el transcurso de un día por  $m^2$ , perpendicular a la posición del sol. Por ejemplo, si la energía recibida durante todo el día es igual a la energía recibida si el sol brillara durante 5 horas a  $1000 W/m^2$ , diríamos que son 5 horas sol pico =  $1 \text{ kWh}/m^2$ . Tanto la distancia de la tierra al sol como la inclinación del eje de la tierra afectan la cantidad accesible de energía solar. Las

latitudes del hemisferio norte de la tierra están inclinadas hacia el sol desde junio hasta agosto, lo que causa el verano en el hemisferio norte. La duración más extensa de los días en verano y la inclinación favorable del eje de la tierra crea una radiación sola más accesible de forma significativa en un día de verano que en un día de invierno” (p.32).

### Orientación solar

Según Solar Energy International (2015), la localización aparente del sol hacia el este u oeste del sur se llama ángulo de Acimud y se mide en grados.

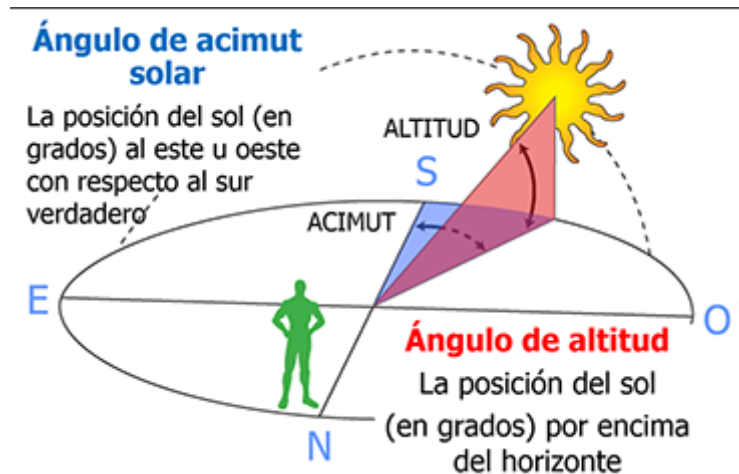


Figura 1. Acimut y Altitudes en latitudes septentrionales. “FOTOVOLTAICA Manual de Diseño e Instalación” (Solar Energy International, 2015, p. 33).

Como hay  $360^\circ$  en una circunferencia y 24 horas en un día, el sol parece moverse  $15^\circ$  en acimut cada hora ( $360^\circ$  dividido entre 24 horas). El sur magnético o el sur marcado por la brújula no es lo mismo que el sur verdadero.

Las brújulas se orientan con el campo magnético de la tierra, el cual no está necesariamente alineado con el eje de rotación de la Tierra. La desviación del sur magnético respecto al sur verdadero recibe el nombre de declinación magnética.

El rendimiento diario de un sistema fotovoltaico puede optimizarse si los módulos fotovoltaicos siguen la trayectoria del sol a lo largo del día, manteniéndose siempre perpendiculares a la radiación solar. Sin embargo, muchos estudios indican que una instalación fija (sin movimiento) será casi óptima si se fija hacia el sur verdadero o le que es lo mismo, un ángulo de acimut de  $0^\circ$ . Esta es la mejor orientación genérica para las localidades en el hemisferio norte. Un arreglo que se desvíe hacia el este u

oeste del sur captará un porcentaje menor de la radiación solar disponible en un día promedio. Si el arreglo fotovoltaico se encuentra en el hemisferio sur, la orientación óptima será hacia el norte verdadero y un desvío hacia el este u oeste del norte tendrá menor captación de radiación (p.33).

### **Ángulo de inclinación**

Solar Energy International (2015), define el ángulo de inclinación como

la altura del sol por encima del horizonte, medida en grados se llama ángulo de altitud. Cuando el sol esta justo saliendo o poniéndose, su altitud es de 0°. Cuando el sol esta al sur verdadero en el cielo, con acimut de 0°, estará en su altitud máxima para ese día. Ese momento se llama mediodía solar. La altitud de una localidad determina cuan alto aparecerá el sol por encima del horizonte en el mediodía a lo largo del año. Como resultado del movimiento orbital alrededor del sol con un eje inclinado, el sol cambiará de altitud por encima del horizonte a mediodía a lo largo del año.

Para optimizar el rendimiento de un sistema se deben considerar los cambios estacionales en la altitud del sol y cambios estacionales en las cargas de consumo.

Los arreglos fotovoltaicos dan mejor rendimiento cuando los rayos del sol inciden perpendicularmente en las celdas (Ilustración 3).

En sistemas interactivos, con la red eléctrica como respaldo, la disposición del arreglo es más flexible que en sistemas autónomos. Si no se puede lograr el ángulo óptimo en un sistema interactivo, este producirá un porcentaje de la energía consumida mientras la red provee el faltante. Como los sistemas interactivos compensan parte del consumo anual en lugar de alimentar directamente las cargas, el diseñador puede elegir una instalación fija sobre un techo por razones estéticas, aun si no resultan en inclinación y orientación óptimas (p.33).

Para calcular el ángulo de inclinación adecuado de los paneles solares, a fin de maximizar la radiación, se utiliza la siguiente ecuación:

$$I_m = (|\varphi| + 10^\circ)$$

Ecuación 2 Ecuación para el cálculo del ángulo de inclinación de los paneles solares

donde

$I_m$ : Inclinación máxima en grados.

$\phi$ : latitud del lugar donde se deben instalar los paneles. [6]

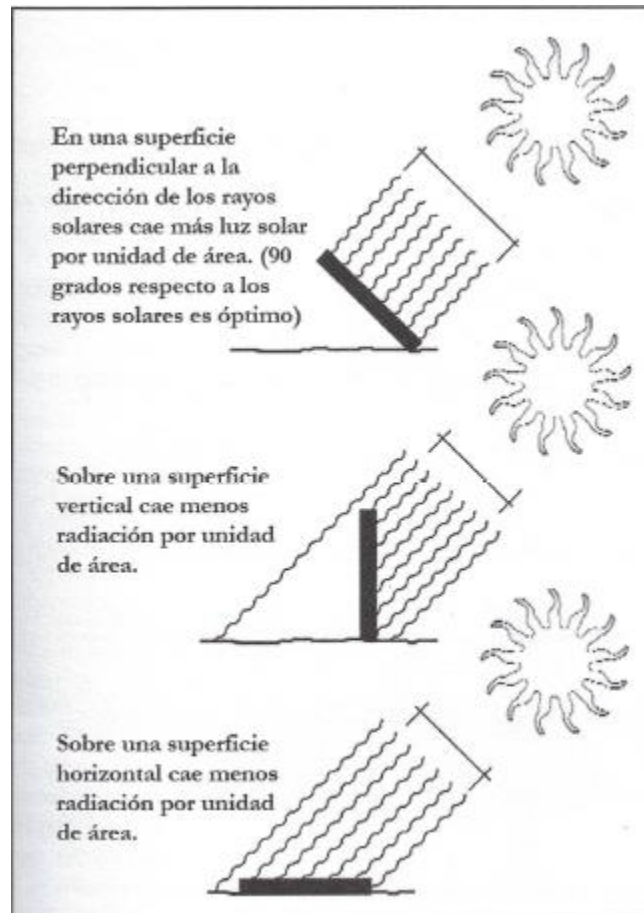


Figura 2 Efecto del ángulo de inclinación. “FOTOVOLTAICA Manual de Diseño e Instalación” (Solar Energy International, 2015, p. 35).

### Recolección de datos locales

De acuerdo con Solar Energy International (2015)

La disposición correcta de sistemas fotovoltaicos autónomos es más crítica que para los sistemas interactivos. El primer paso en el diseño de un sistema fotovoltaico autónomo es determinar el momento del año con mayor consumo, las mayores cargas y luego utilizar el mes que se utilizará como base para diseñar el

sistema. Se necesitará recopilar datos también los datos de radiación solar para los cálculos de diseño (p.37).

### ***Como determinar el mes de diseño***

Los datos de radiación se presentan frecuentemente como un valor promedio diario para cada mes. Cuando se dimensiona un sistema, es importante usar el mes correcto, que permita lograr los objetivos del diseño y satisfacer las necesidades del cliente. Si la carga es constante a lo largo del año, el mes de diseño será el de menor radiación. El arreglo fotovoltaico se instalará entonces en un ángulo de inclinación que obtenga el mayor valor de radiación durante este mes. Esto asegura que el sistema sea diseñado para satisfacer la cargas y mantener las baterías completamente cargadas en el peor de los meses para el año promedio.

Si la carga es variable a lo largo del año, se necesitará estimar la necesidad de corriente para cada mes. La corriente de diseño será la carga diario promedio para el mes, dividida entre la radiación del mes. El mes que se corresponda con la mayor corriente de diseño debe ser usado como el mes de diseño.

### ***Recolección de datos de radiación***

Muchas localidades en el mundo poseen años de registros meteorológicos que pueden brindar suficientes datos para diseñar sistemas fotovoltaicos. Este tipo de datos pueden obtenerse de estaciones meteorológicas locales, universidades, ministerios gubernamentales, internet y otras fuentes de información. Si no hay datos históricos para un sitio específico, la disponibilidad y la cantidad de radiación solar puede ser aproximada. Aunque las condiciones solares locales pueden variar significativamente de un sitio a otro, particularmente en áreas montañosas, usted podría aproximar los datos meteorológicos promedio de sitios cercanos (Solar Energy International (2015, pp.37-38).

### **Completar el análisis solar del sitio**

Con los datos del sitio y determinando cómo se debe orientar el arreglo fotovoltaico, se debe evaluar el sitio y definir dónde será instalado dicho arreglo.

De acuerdo con Solar Energy International (2015), la identificación de obstáculos que generan sombras se define

El sombreado afecta críticamente el desempeño de un arreglo solar fotovoltaico. Aún una pequeña cantidad de sombra sobre un módulo fotovoltaico puede reducir el desempeño significativamente, y así también afectará el rendimiento y la producción de la hilera completa. Por esta razón, minimizar las sombras es mucho más crítico en el diseño de un sistema fotovoltaico que en el de un sistema solar térmico (para calentamiento de fluidos). Determinar cuidadosamente el acceso a la radiación o definir una locación libre de sombras es fundamental para un desempeño fotovoltaico económicamente eficiente. Como regla general, un arreglo debe estar libre de sombras desde las 09:00 a.m. hasta las 03:00 p.m.

Pueden aparecer sombras indeseadas de árboles, vegetación, estructuras, otros equipos, chimeneas, postes y cables. Este intervalo de tiempo de captación óptima recibe el nombre de ventana solar (Ilustración 3). Las sombras son con frecuencia un problema mayor durante los meses de invierno cuando la altitud del sol es baja y las sombras son más largas (p.38).

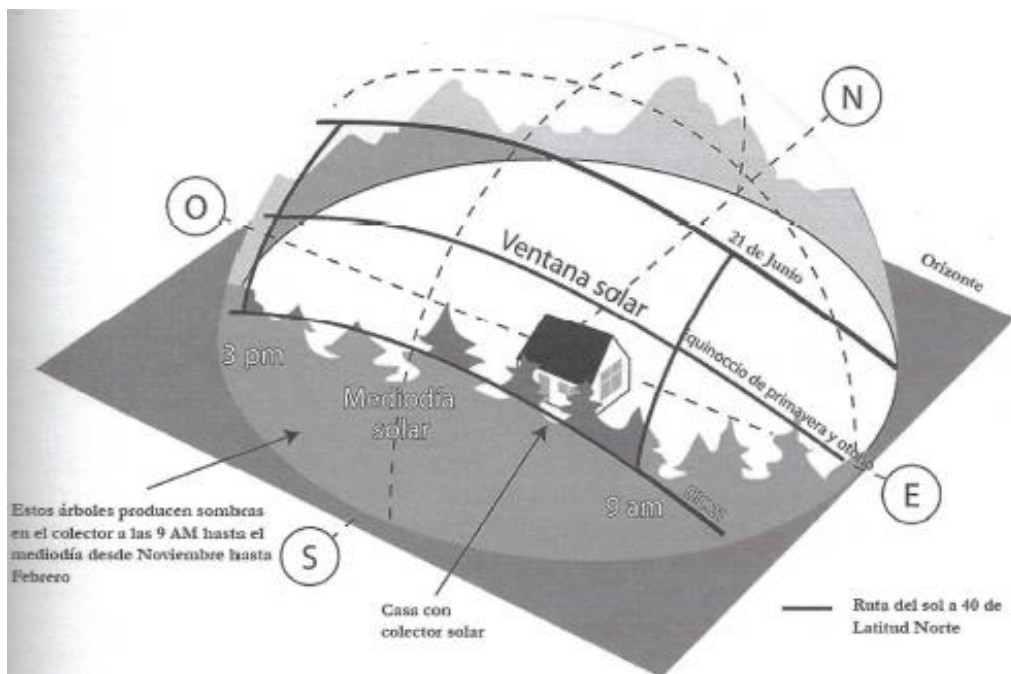


Figura 3 La Ventana Solar “FOTOVOLTAICA Manual de Diseño e Instalación”  
(Solar Energy International, 2015, p. 37).

### ***Determinación del acceso a radiación***

Se debe examinar cuidadosamente el sitio para identificar cualquier sombra posible sobre los módulos fotovoltaicos. Esto se logra mediante una visión clara de la trayectoria solar a través del cielo, de este a oeste, durante la ventana solar. Un método para localizar un sitio con una buena exposición a lo largo del año es a través de observaciones a largo plazo, pero esto no es siempre posible ni práctico.

El único tipo de “tiempo” que verdaderamente tiene sentido para los organismos vivos (y para la captación de radiación solar) es el “tiempo solar”. En tiempo solar el sol, a mediodía está en su máxima elevación en el cielo para ese día. Así, cuando nos referimos al mediodía solar, queremos decir máxima altitud solar.

Otra forma de evaluar un sitio, aparte de una mera observación, es utilizando herramientas que han desarrollado profesionales solares para generar un panorama claro de la ventana solar en un sitio específico. Una de ellas es la carta solar. La carta solar es de suma importancia para el diseñador, y estas cartas solares son mapas de la trayectoria solar día a día, a lo largo del año para latitudes específicas. Estas cartas nos permiten ubicar la posición del sol en el cielo en cualquier momento del año para determinar la cantidad de luz solar disponible y determinar si los módulos fotovoltaicos estarán privados de radiación directa durante momentos críticos del día o del año. (p.38)

### **Efecto fotoeléctrico y efecto fotovoltaico**

Según KNIER, G. (s.f.)

en 1839, el científico francés Edmund Becquerel observó que ciertos materiales al ser expuestos a la luz producían corriente eléctrica. En 1905, Albert Einstein publica un trabajo en el cual explica la teoría de este fenómeno, denominado **Efecto Fotoeléctrico**, trabajo por el cual más tarde gana el premio Nobel de Física en 1921 (p.1).

Según la Enciclopedia® Microsoft® Encarta (2001),

el efecto fotoeléctrico consiste en la liberación de partículas eléctricamente cargadas, por parte de ciertos materiales cuando son expuestos a la luz. Los electrones del material expuesto absorben la energía de las partículas de luz (fotones) y si esta energía es suficiente el electrón es liberado a la superficie

del material. La cantidad de energía depende de la longitud de onda de la luz incidente y no de la intensidad de la misma (*sic*) (párr.1).

El término **efecto fotovoltaico** se la da al fenómeno fotoeléctrico producido específicamente en materiales semiconductores y en el caso de que ocurra en una juntura de dos semiconductores diferentes se provoca un potencial eléctrico en dicha unión.”

### **El desarrollo de la energía solar fotovoltaica**

Solar Energy International (2015) indica que

Los sistemas fotovoltaicos son sistemas que producen electricidad directamente de la luz solar. Estos sistemas producen energía limpia y confiable sin consumir combustibles fósiles y pueden ser usados en una amplia variedad de aplicaciones. Las investigaciones en la energía fotovoltaica comenzaron hace más de 100 años. En 1873, el científico británico Willoughby Smith observó que el selenio era sensible a la luz. Concluyó que la capacidad del selenio de conducir electricidad aumentaba en proporción directa con su exposición a la luz. Esta observación del efecto fotovoltaico llevó a muchos científicos a experimentar con ese elemento relativamente excepcional, con la esperanza de utilizarlo para generar electricidad. En 1880, Charles Fritts desarrolló la primera celda fotovoltaica basada en Silicio. La celda producía electricidad sin consumir ninguna sustancia material y sin generar calor.

En 1905, Albert Einstein ofreció una explicación del efecto fotoeléctrico, porque anteriormente no había una amplia aceptación de la fotovoltaica como fuente de energía. Las teorías de Einstein condujeron a un mayor entendimiento del proceso físico de generación de electricidad a partir de luz solar.

A principios de los años 1950, los laboratorios Bell comenzaron la búsqueda de una vía confiable para energizar los sistemas de comunicación remotos. Los científicos de Bell descubrieron que el silicio, el segundo elemento más abundante del planeta, era sensible a la luz, y que cuando se trataba con ciertas impurezas generaba una tensión eléctrica considerable. En 1954, Bell desarrolló una celda basada en silicio que alcanzaba un 6 % de eficiencia.

El primer uso de la tecnología fotovoltaica no se relacionó con trabajos de laboratorio fue la electrificación de una estación repetidora de telefonía en los campos de Georgia, a finales de los años 1950.

Los científicos de la Administración Nacional de la Aeronáutica y el Espacio (NASA por sus siglas en inglés), al buscar una fuente de energía robusta, confiable y ligera, apropiada para ser usada en el espacio exterior, instalaron en el primer satélite artificial de EE.UU., el Vanguard I, un sistema fotovoltaico constituido por 108 celdas. A principios de los 1960, la mayoría de los satélites y las naves espaciales contaban con sistemas fotovoltaicos.

Hoy, los módulos solares brindan energía a millones de hogares en todo el mundo, han creado, hasta el 2012, más de 2.5 millones de puestos de trabajo, y generado innumerables oportunidades económicamente sostenibles. Para el año 2013, las instalaciones de productos fotovoltaicos en todo el mundo alcanzaron capacidades por encima de los 139 GW, con una inversión superior a los 113 mil millones de dólares en el mercado mundial (p.2).

De acuerdo con Solar Energy International (2015), la energía fotovoltaica presenta las siguientes ventajas y desventajas:

**Fiabilidad:** Aún en las condiciones más severas, los sistemas fotovoltaicos han probado su fiabilidad al evitar fallas costosas en situaciones donde una operación continua resulta crítica.

**Durabilidad:** La mayoría de los módulos fotovoltaicos están garantizados por los fabricantes para producir energía durante 25 años y pueden continuar generando más allá de ese tiempo.

**Bajo costo de mantenimiento:** Transportar personas y materiales a las áreas remotas para el mantenimiento de los equipos resulta caro. Como los sistemas fotovoltaicos solo necesitan inspecciones periódicas y mantenimiento ocasional. Este costo resulta notablemente menor que en los sistemas convencionales.

**No hay costo por combustible:** como no se usan combustibles, no hay costos asociados con su adquisición, almacenamiento o transporte.

Reducción de la contaminación sonora: los sistemas fotovoltaicos operan silenciosamente y con mínimas partes en movimiento, cuando las hay.

Modularidad: Los módulos pueden ser añadidos gradualmente para incrementar la potencia disponible y la energía producida.

Seguridad: En los sistemas fotovoltaicos no hay procesos peligrosos como combustión o asociados al manejo de combustibles. Por eso, son muy seguros cuando son instalados adecuadamente.

Independencia: Muchos usuarios residenciales de sistemas fotovoltaicos enfatizan en la independencia de las redes de servicio como su motivación primaria para adoptar esta tecnología.

Descentralización de la red eléctrica: Estaciones de generación pequeñas y cercanas al lugar de consumo de la energía eléctrica reducen las posibilidades de cortes de suministro por el problema en la red eléctrica.

Desempeño a altas elevaciones: El incremento de la irradiación a altas elevaciones convierte el uso de la energía fotovoltaica más ventajoso, porque se optimiza la producción de energía. Esto contrasta con el hecho de que un generador Diesel en altas elevaciones debe destacarse debido a las pérdidas en eficiencia y potencia de salida.

Costo inicial: Conectarse a la red no requiere de una inversión inicial, como es el caso de la tecnología fotovoltaica. Por eso, cada instalación debe ser evaluada desde una perspectiva económica y comparada con las alternativas existentes. Como el costo de los sistemas fotovoltaicos decrece y el de las fuentes convencionales de combustibles se incrementa, los sistemas fotovoltaicos resultan cada vez más competitivos económicamente.

Variabilidad de la irradiación disponible: El estado del clima afecta considerablemente la energía producida por cualquier sistema energético basado en el sol. Variaciones en las condiciones del lugar requerirán modificaciones en el diseño del sistema.

Almacenamiento de energía: Algunos sistemas fotovoltaicos utilizan baterías para almacenar energía al aumentarse tamaño, costo y complejidad del sistema.

Aumento de la eficiencia de las cargas: El costo de un sistema fotovoltaico exige y es una oportunidad para mejorar la eficiencia de las cargas. Esto frecuentemente obliga a reemplazar los dispositivos y aparatos ineficientes.

Educación: Los sistemas fotovoltaicos traen consigo una tecnología relativamente nueva y desconocida: pocas personas entienden sus valores y posibilidades. Esta falta de información hace más lento el crecimiento de la tecnología y el mercado (pp.3-4).

De acuerdo con Solar Energy International (2015), se explica lo siguiente:

### **Tipos de sistemas fotovoltaicos**

Los sistemas fotovoltaicos pueden ser configurados de muchas maneras pueden ser configurados de muchas maneras. Por ejemplo, los sistemas residenciales pueden usar almacenamiento con baterías para alimentar los aparatos durante la noche. En contraste, los sistemas de bombeo de agua pueden operar solo durante el día y no necesitan un dispositivo de almacenamiento de carga.

Un sistema comercial grande probablemente puede tener un inversor para alimentar los aparatos que funcionan con corriente alterna, mientras que un sistema en una pequeña cabaña o en una casa móvil podría energizar solamente electrodomésticos o dispositivos de corriente directa y no necesitar inversor. Algunos sistemas están enlazados con la red pública de la electricidad mientras que otros operan de forma autónoma.

### ***Sistemas fotovoltaicos con baterías y control de carga integrado***

Estos sistemas incorporan todos los componentes, incluyendo los aparatos de consumo, en un solo paquete. Esta solución puede resultar económica cuando se complementa o reemplaza un sistema de baterías desechables. Los pequeños dispositivos complementados con una batería recargable y un cargador de baterías fotovoltaico integrado es un ejemplo común.

### *Sistemas de uso diurno*

Los sistemas fotovoltaicos más simples y menos costosos se diseñan solo para uso diurno. Estos sistemas consisten en módulos conectados directamente a una carga de corriente directa sin almacenamiento ni inversor como se nota en la figura 1.

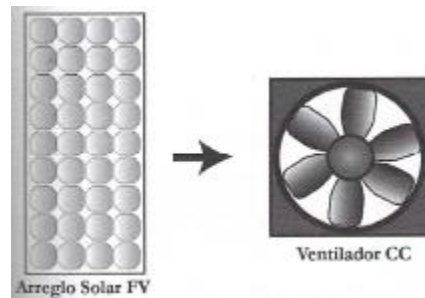


Figura 4 Sistema de Uso Diurno. “FOTOVOLTAICA Manual de Diseño e Instalación” (Solar Energy International, 2015, p. 5)

### *Sistemas de corriente directa con baterías de almacenamiento*

Para operar cargas durante la noche o en situaciones con muchas nubes, los sistemas fotovoltaicos deben incluir un medio de almacenamiento de la energía eléctrica; las baterías son la solución más común para esto. Así, las cargas de corriente directa pueden ser alimentadas por las baterías durante el día o a noche, de forma continua o intermitente, independientemente de la situación meteorológica. Además, un banco de baterías mantiene la capacidad de suministrar altas demandas de corriente durante un periodo breve al otorgarle al sistema la capacidad de arrancar motores o de realizar tareas de alta demanda de corriente. Un sistema de corriente continua se nota en la ilustración 5.

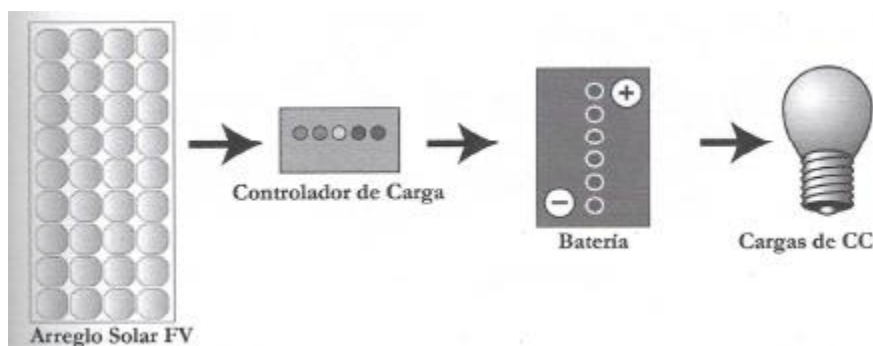


Figura 5 Sistema de CC con Baterías de Almacenamiento. “FOTOVOLTAICA Manual de Diseño e Instalación” (Solar Energy International, 2015, p. 6).

### ***Sistemas de corriente directa que alimentan cargas de corriente alterna***

Los módulos fotovoltaicos producen corriente eléctrica directa, pero muchos aparatos comunes necesitan corriente alterna. Los sistemas de corriente directa, que alimentan cargas de corriente alterna, deben usar un inversor para convertir la electricidad de corriente directa a corriente alterna. Los inversores brindan conveniencia y flexibilidad en un sistema fotovoltaico, pero añaden complejidad y costo. Los inversores de alta calidad están disponibles comercialmente en un amplio rango de capacidades (Véase figura 6).

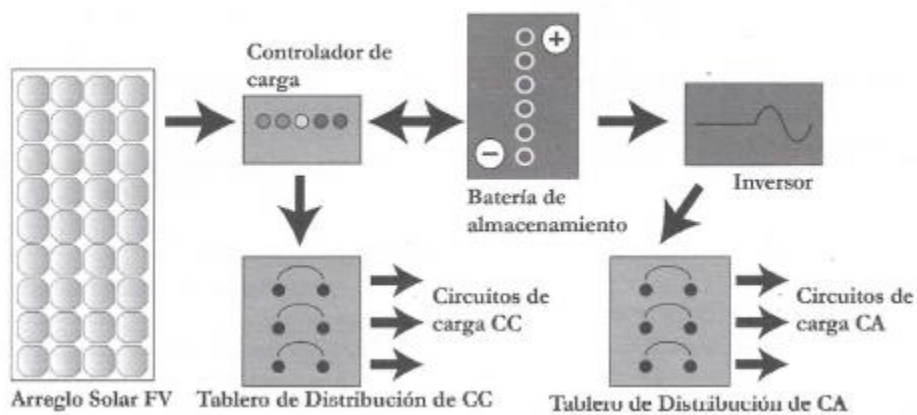


Figura 6 Sistema de corriente directa que alimentan cargas de corriente alterna. “FOTOVOLTAICA Manual de Diseño e Instalación” (Solar Energy International, 2015, pp. 5).

### ***Sistemas híbridos***

La mayor parte de las personas no alimentan todos sus aparatos solo con el sistema fotovoltaico. La mayoría de los sistemas utilizan una solución híbrida al integrar otras fuentes de energía. La forma más común de sistema híbrido incorpora un generador que funciona con Diesel o gas, lo que puede reducir significativamente el precio inicial del sistema completo. Este sistema se muestra en la ilustración 7.

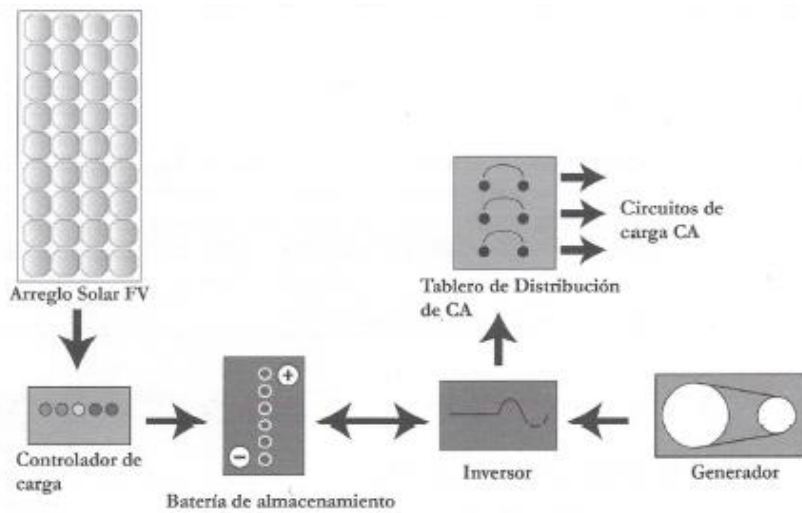


Figura 7 Sistema híbrido. “FOTOVOLTAICA Manual de Diseño e Instalación” (Solar Energy International, 2015, p. 6).

***Sistemas interactivos (conectados a la red)***

Los sistemas fotovoltaicos que intercambian energías con la red de servicio son conocidos como “interactivos”, “interconectados” o “conectados a la red”. No necesitan un diseño con almacenamiento en baterías, pues la red comercial actúa como una reserva de energía. En lugar de almacenar el exceso de energía que no se usa durante el día, el usuario vende el exceso a la red de servicio local a través de un inversor especialmente diseñado para esto. Cuando el usuario necesita más electricidad de la que el sistema fotovoltaico produce, puede extraer energía de la red comercial. La figura 8 muestra un sistema interactivo con baterías.

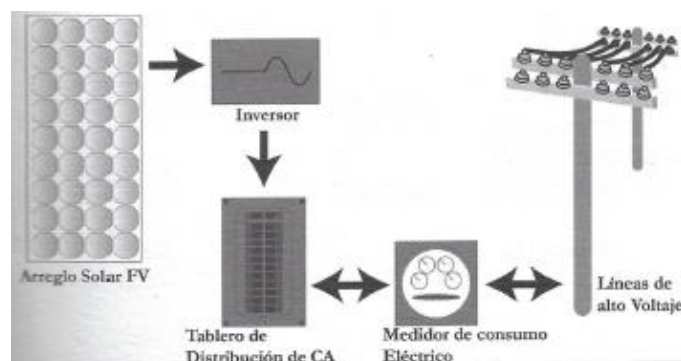


Figura 8 Sistema interactivos conectados a la red. “FOTOVOLTAICA Manual de Diseño e Instalación” (Solar Energy International, 2015, p. 6)

Si la red de servicios falla, el inversor se desconecta automáticamente y no entrega la electricidad fotovoltaica generada a la red. Esto asegura la seguridad de los operadores que estén trabajando en la red, porque los sistemas interactivos usan a la red como almacenamiento, no tendrán electricidad si la red se cae. Por esa razón, algunos sistemas están también equipados con baterías en el caso de una pérdida o caída de la red de servicios (Solar Energy International, 2015, pp.4-8).

### **Componentes de un sistema fotovoltaico**

De acuerdo con Solar Energy International (2015), un sistema de energía solar fotovoltaico consta, principalmente, de los siguientes componentes:

#### ***Módulo***

Una configuración de celdas fotovoltaicas laminadas entre un sustrato transparente (vidrio) y un sustrato encapsulado.

#### ***Panel***

Uno o más módulos interconectados (este término se utiliza frecuentemente como sinónimo de “módulo” o viceversa).

#### ***Arreglo o matriz***

Uno o más paneles conectados para lograr un voltaje específico e instalados sobre una estructura de montaje.

#### ***Baterías***

Dispositivo que almacena la energía eléctrica de la corriente directa (CC) por medios químicos (p.4).

Según Guerrero, Ruvalca y Vázquez (2016), la batería

se encarga de almacenar parte de la energía producida por los paneles (la que no se consume inmediatamente) para disponer de ella en periodos de baja o nula radiación solar. La acumulación se realiza en forma de energía

eléctrica mediante el uso de acumuladores, salvo en los casos en los que el generador fotovoltaico se utiliza para el bombeo de agua exclusivamente, donde es preferible almacenar agua para los periodos de baja o nula insolación (pp.49).

### ***Controlador de carga***

Según Guerrero, Ruvalca, Vázquez (2016), el controlador de carga

asegura que la batería funcione en condiciones apropiadas, evitando la sobrecarga y sobredescarga de la misma (*sic*), fenómenos ambos muy perjudiciales para la vida de la batería, el procedimiento que utiliza para ello es determinar el estado de carga de la batería a partir de la tensión a la que esta se encuentra. A partir de este parámetro controla la entrada y salida de corriente en la misma. El regulador puede incluir otros elementos que, aunque no sean imprescindibles, realizan útiles tareas de control o seguridad” (p.49).

### ***Inversores***

Según Guerrero, Ruvalca, Vázquez (2016), la función de los inversores es

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 o el diseñador. Los inversores se utilizan en una gran variedad de aplicaciones, desde pequeñas fuentes de alimentación para computadoras, hasta aplicaciones industriales para controlar alta potencia. Los inversores también se utilizan 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 o usados en instalaciones eléctricas aisladas (p.49).

De acuerdo con Solar Energy International (2015), existen tres categorías de inversores: interactivos, interactivos con respaldo de baterías, y autónomos.

Los dos primeros inversores son síncronos e interactivos y son usados en los sistemas fotovoltaicos interactivos. Los del tercer tipo, inversores autónomos, están diseñados para sistemas independientes, desconectados de la red y son apropiados principalmente para instalaciones fotovoltaicos ubicadas en sitios remotos.

Otra forma de clasificar los inversores es por la forma de onda que producen. Las tres formas de onda más comunes son las siguientes:

- onda cuadrada
- onda cuadrada modificada
- onda sinusoidal (p.90).

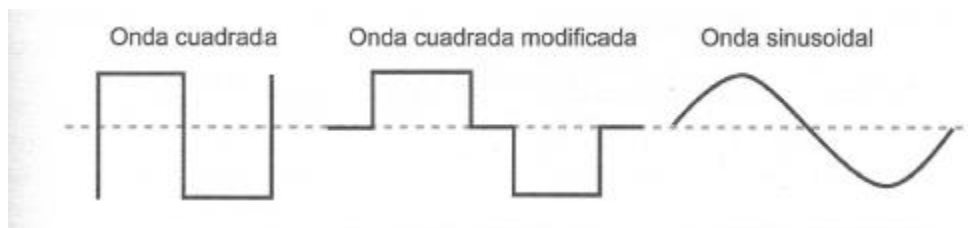


Figura 9 Formas de onda comunes producidas por inversores  
“FOTOVOLTAICA Manual de Diseño e Instalación” (Solar Energy International,  
2015, p. 91)

De acuerdo con Solar Energy International (2015), los inversores se clasifican en:

*Inversores interactivos sin baterías.*

La mayoría de los inversores interactivos no utilizan un banco de baterías. Más bien, se conectan directamente a la red de servicios y la usan como una batería de respaldo. Cuando hay radiación solar disponible, se utiliza la electricidad que proviene del arreglo fotovoltaico a través del inversor. Si el arreglo fotovoltaico está produciendo más energía de la que se está consumiendo, el exceso se vende a la compañía eléctrica. Si se necesita más energía de la que está generando el arreglo fotovoltaico, la red eléctrica proporciona la diferencia. En la noche y durante periodos nublados, toda la energía viene de la red.

Sus características ideales son las siguientes:

- Rastreador del punto máximo de potencia.
- Protección contra fallas a tierra.
- Interruptores de CA/CC.

- Cubierta resistente a la intemperie.

Las especificaciones principales para un inversor interactivo sin baterías son las siguientes:

- Potencia de salida CA.
- Voltaje de entrada.
- Voltaje de salida.

#### *Inversores interactivos con respaldo de baterías.*

Los inversores interactivos con respaldo de baterías son más complejos que los inversores interactivos sin baterías, porque necesitan alimentar energía a la red, proveer energía a las cargas críticas (incluyendo sus picos de consumo) cuando la red está caída (corte eléctrico o apagón) y cargar las baterías utilizando la red después de un corte eléctrico.

Las características iniciales de un inversor interactivo con respaldo de baterías son las siguientes:

- Capacidad para cargar las baterías.
- Advertencia o apagado automático cuando el estado de carga de la batería está bajo.
- Capacidad de suministrar los picos de consumo de cargas soportadas.
- Encendido y apagado automático del generador.
- Centrales de potencia y protección contra sobrecorrientes.
- Sellados o ventilados.

Especificaciones de los inversores interactivos con respaldo de baterías:

- Potencia de salida en CA.
- Voltaje de entrada en CC desde las baterías.
- Voltaje de salida en CA.
- Frecuencia.
- Picos de consumo.

### *Inversores autónomos*

Un inversor autónomo necesita ser versátil para cubrir la demanda continua de cargas, la entrada del generador, los picos de consumo de las cargas y para poder cargar las baterías.

Sus características ideales son las siguientes:

- Capacidad para servir picos de consumo.
- Advertencia o apagado automático cuando el estado de carga de la batería está bajo.
- Sellados o ventilados.
- Capacidad para cargar baterías.
- Encendido y apagado automático del generador.
- Centrales de potencia y protección contra sobrecorrientes.

Especificación de inversores autónomos:

- Potencia de salida de CA.
- Voltaje de entrada en CC desde las baterías.
- Voltaje de salida en CA.
- Frecuencia.
- Picos de consumo.
- Tipo de onda (pp.93-95).

### *Celda solar*

Según Solar Energy International (2015), la celda solar “es el menor elemento semiconductor en un módulo fotovoltaico capaz de realizar la conversión inmediata de la luz en energía eléctrica” (p.192).

Según Guerrero, Ruvalca, Vázquez (2016), la celda solar

es el captador de energía, que recoge la radiación solar y la transforma en energía eléctrica. Está formado por un conjunto de paneles o módulos fotovoltaicos conectados en serie y/o paralelos, que deben proporcionar la energía necesaria para el consumo. Como quiera que la irradiación varía en el tiempo debido a las condiciones climatológicas, la hora del día, etcétera, y el valor de la intensidad de corriente que da el campo de paneles es aproximadamente proporcional a aquella, si queremos disponer de energía

durante cualquier instante, es preciso contar con un acumulador de energía (pp.48).

Según KNIER, G. (s.f.), una celda solar es

también conocida como Celda Fotovoltaica, es un dispositivo semiconductor dopado (tipo N-P), que convierte la luz que incide sobre él, directamente en electricidad, debido al efecto fotovoltaico.

En la Figura 1.18 se muestra un corte transversal de una celda solar, el material semiconductor de que está hecho la celda, generalmente silicio, es dopado positivamente con boro por un lado (tipo P) y por el otro lado negativamente con fósforo (tipo N), similar a un diodo de unión. El lado negativo es el expuesto a la luz y la corriente generada es recogida por unos contactos metálicos delanteros y posteriores que cierran el circuito. Así, permite que esta fluya. Los contactos frontales o delanteros son diseñados de tal forma que cubran la menor cantidad de superficie semiconductor posible para disminuir lo menos posible la eficiencia de la celda.

Una celda solar está formada por varias capas: la de contacto posterior, la de silicio dopado positivamente, la de silicio dopado negativamente y, por último, con los contactos delanteros se encuentra una capa antirreflejo. Esta última le da a la celda su color azul característico.

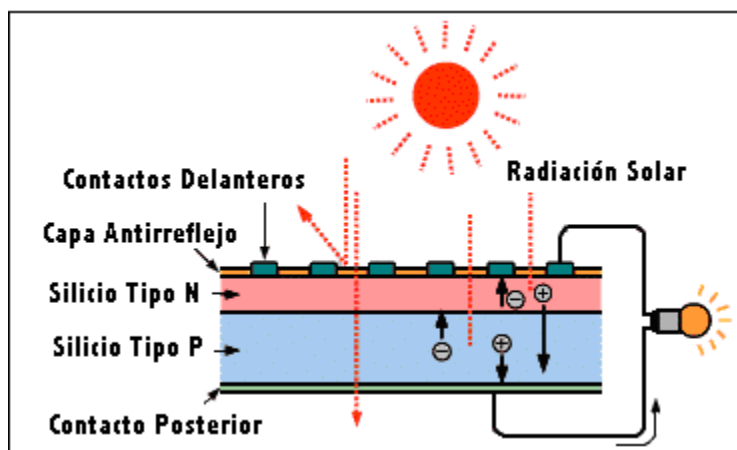


Figura 10 Corte transversal de una celda solar. “Sistemas Eléctricos Solares, Preguntas Frecuentes.” (Solartronic, s.f.).

La corriente generada por una celda solar va en una sola dirección del lado “p” al “n”, es decir corriente continua o DC y su intensidad es proporcional a la frecuencia (color) de la luz incidente” (pp.2-3).

Según Poder Solar DSP S.A de C.V. (s.f.),

el voltaje que produce una celda no depende de su tamaño y se mantiene prácticamente constante con las variaciones de la intensidad de luz. Por el contrario, la corriente producida por una celda es directamente proporcional a la intensidad de luz que incide sobre ésta.

El porcentaje de luz solar incidente sobre la celda transformada en corriente eléctrica, es lo que se llama eficiencia de una celda.

### ***Desempeño de módulos fotovoltaicos***

De acuerdo con Solar Energy International (2015), la potencia eléctrica de un módulo es el producto del voltaje operativo por la corriente operativa. Las características de salida de un módulo se representan por una curva característica llamada curva I-V que muestra la relación entre la salida de corriente y de voltaje de un módulo bajo condiciones estándar de operación ( $1000 \text{ W/m}^2 @ 25 \text{ }^\circ\text{C}$ ) como se muestra en la figura 5 (p.56).

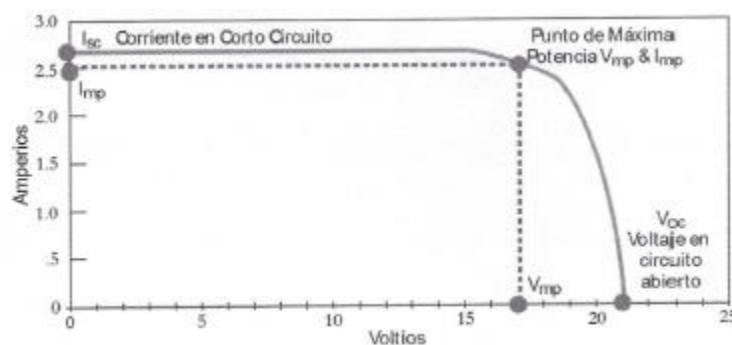


Figura 11 Curva I-V del módulo (Marca X) (12 Vcc nominal). “FOTOVOLTAICA Manual de Diseño e Instalación” (Solar Energy International, 2015, p. 56)

Según con Solar Energy International (2015),

las curvas I-V tienen tres puntos de operación muy importantes, que se estudiarán a continuación:

### *Punto de potencia máximo (MP)*

La máxima potencia de salida (MP) se alcanza con el máximo voltaje de salida ( $V_{mp}$ ) y la máxima corriente de salida ( $I_{mp}$ ) posibles bajo las condiciones de operación. Para la curva I-V, característica de un módulo, estas condiciones de operación son STC (condiciones estándar de prueba) y el punto de máxima potencia tiene las coordenadas ( $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$ ).

### *Voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ )*

Este es el voltaje máximo obtenido cuando no se está extrayendo corriente del módulo. Como no hay corriente ( $I=0A$ ), el módulo tendrá un voltaje máximo. Este no es el voltaje de máxima potencia a circuito abierto. En la ilustración 4 se aprecia que el  $V_{oc}$  es de aproximadamente 21 V. La potencia de salida de circuito abierto es  $V \times A = 21 \text{ V} \times 0 \text{ A} = 0 \text{ W}$ .

### *Corriente de corto circuito ( $I_{sc}$ )*

La corriente de corto circuito es la máxima corriente de salida que puede entregar un módulo y se produce cuando hay un corto circuito: sin resistencia y, por lo tanto, sin voltaje. En la ilustración 4 se nota que la  $I_{sc}$  es aproximadamente 2.65 A (pp.56-57).

## ***Cálculo del número de módulos del sistema fotovoltaico***

Según Molina (2016), para calcular el número de paneles solares

se hace por medio del concepto de Horas-solar-pico (HSP), que es el promedio de horas de sol diarias a las condiciones estándar de prueba de los módulos fotovoltaicos. Para calcular el número de módulos, se utiliza la siguiente fórmula:

$$N_p = \frac{ET}{0.88 \times 0.84 \times n_{inv} \times W_p \times HSP}$$

Ecuación 3 Ecuación para el cálculo del número de paneles para un sistema fotovoltaico

Donde:

$N_p$ : Número de módulos necesarios

ET: consumo energético real

$n_{inv}$ : eficiencia del inversor

HSP: Horas solar pico

$W_p$ : Potencia pico del panel (p.33).

### ***Cálculo del número paneles del sistema fotovoltaico***

Para calcular el número de filas de módulos en serie que se conectan para un inversor, se toma el valor de tensión nominal de entrada del inversor y se divide entre la tensión de cada panel como se muestra en la fórmula 2.4 y para determinar el número de columnas de módulos en paralelo se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Número de filas en serie} = \frac{V_{inv}}{V_m}$$

Ecuación 4 Ecuación para calcular el número de filas de paneles que van en serie en un sistema fotovoltaico.

$$\text{Número de columnas en paralelo} = \frac{I_{inv}}{I_m}$$

Ecuación 5 Ecuación para calcular el número de columnas de paneles que van en paralelo en un sistema fotovoltaico.

Donde:

$V_{inv}$  es el voltaje nominal del inversor

$V_m$  es el voltaje del panel

$I_{inv}$  es la corriente nominal del inversor.

$I_m$  es la corriente de un panel. (pp.32-33)

### ***Tipos de celdas solares***

El material más utilizado para fabricar celdas solares es el silicio. De acuerdo con las técnicas de fabricación empleadas, las celdas de silicio se pueden dividir en tres grupos:

#### ***Celdas de silicio monocristalino***

Según Solartronic. (s.f.), “las celdas de silicio monocristalino se fabrican con barras cilíndricas de silicio monocristalino (un solo cristal de silicio), en hornos especiales a

aproximadamente 1400°C y luego cortarlas obteniendo obleas delgadas (celdas) de entre 0,4 y 0,5mm de espesor”.

Según Pereda (2005), las celdas de silicio monocristalino “presentan máxima eficiencia, superior a un 12% hasta un 17%, pero también son las más costosas debido a que su proceso de fabricación es el más complejo” (p.42).

#### *Celdas de silicio policristalino*

Según TextosCientíficos.com (s.f.),

son realizadas por un proceso de moldeo en el cual el silicio fundido es vertido en un molde y se lo deja asentar. Entonces se rebana en planchas. Como las planchas policristalinas son hechas por moldeo son apreciablemente más baratas de producir, pero no tan eficiente como las celdas monocristalinas. El rendimiento más bajo es debido a las imperfecciones en la estructura cristalina resultando del proceso de moldeo. (párr. 3).

Según Pereda (2005), en cuanto a las celdas de silicio policristalino, “este proceso de fabricación es menos complejo que el de las celdas monocristalinas, esto se traduce a menos costo por celda, pero también a menor eficiencia, hasta un 15% de eficiencia” (p.42).

Una celda de silicio monocristalino de 12,5cm x 12,5cm (156cm<sup>2</sup>) tiene la capacidad de generar aproximadamente 0,51V de tensión y 4,8A de corriente continua en condiciones de irradiancia solar de 1000W/m<sup>2</sup>, mientras que una celda de silicio policristalino de 11,5cm x 15,5cm (178cm<sup>2</sup>). Bajo estas mismas condiciones, es capaz de generar aproximadamente 0.47V y 4,75A.



Figura 12 Celdas de silicio monocristalino vs. celdas de silicio policristalino.  
 “Sistemas Fotovoltaicos, Curso breve.” (Solartronic. s.f.).

#### *Celdas de silicio amorfo o película fina*

Según Pereda (2005), la fabricación de las celdas de silicio amorfo o película fina “consiste en depositar una película muy delgada de silicio sobre superficies de vidrio o metal. Esta es la menos eficiente, entre 5 y 10 %, pero el proceso de fabricación es el más barato” (p.42).

Según TextosCientíficos.com (s.f.), “las celdas de película fina también son fabricadas con otros materiales, tales como seleniuro de cobre e indio, telurio de cadmio, arseniuro de galio, entre otros (párr.3).”

### **Parámetros eléctricos**

#### **Tensión (voltaje)**

Según Sánchez (2014), la tensión eléctrica

también es conocida como diferencia de potencial, fuerza electromotriz (f.e.m.) y se define “como el esfuerzo que debe realizar una fuerza externa sobre los electrones dentro de un material conductor se denota por la letra “V” y su unidad de medida es el volt (p. 38).

## **Corriente**

Según Sánchez (2014), la corriente eléctrica “está definida como el número de electrones que fluyen a través de él en un segundo. La corriente se denota por la letra “I” y su unidad de medida es el Ampere (A)” (p.38).

## **Resistencia**

Según Sánchez (2014), la resistencia es “la oposición al paso de los electrones en un material eléctrico. La resistencia se denota por la letra “R” y su unidad de medida es el ohm ( $\Omega$ ) (p.38).

## **Potencia**

Según Sánchez (2014), la potencia eléctrica

es aquella que se genera o se consume en un instante dado, se especifica por el voltaje que obliga a los electrones a producir la corriente eléctrica, tal y como se indica en la ecuación, 1.1, la unidad de potencia es el watt (W) ( $1W = 1V \cdot 1A$ )” (p.38).

Según Wikipedia (s.f.), la potencia eléctrica desarrollada en un cierto instante por un dispositivo viene dada por la expresión

$$P = I * V$$

### **Ecuación 6 Potencia Eléctrica**

Recuperado de: [https://es.wikipedia.org/wiki/Potencia\\_\(f%C3%ADsica\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Potencia_(f%C3%ADsica))

## **Ley de Ohm**

Wikipedia (s.f.) establece que la diferencia de potencial que aplicamos entre los extremos de un conductor determinado es proporcional a la intensidad de la corriente que circula por el citado conductor. Ohm completó la ley introduciendo la noción de resistencia eléctrica, que es el factor de proporcionalidad que aparece en la relación entre:

$$V = I * R$$

### **Ecuación 7 Ley de Ohm**

Donde

V: es el voltaje de la fuente.

I: es la corriente del circuito.

R: es la resistencia.

Recuperado de: [https://es.wikipedia.org/wiki/Ley\\_de\\_Ohm](https://es.wikipedia.org/wiki/Ley_de_Ohm)

De acuerdo con Solar Energy International (2015), el cálculo de los conductores se realiza de la siguiente manera:

### **Calibre de los conductores**

El calibre de un conductor define su diámetro y para elegir el calibre apropiado se deben considerar dos criterios importantes:

- Capacidad de corriente (ampacidad)
- Caída de voltaje

### **Capacidad de corriente**

La capacidad de corriente, llamada comúnmente ampacidad, se refiere a la habilidad que tiene un conductor de transporte corriente. A mayor diámetro de conductor (mayor calibre), mayor es su ampacidad. Utilizar un conductor con ampacidad menor que la corriente que transportará, puede producir calentamiento. Este sobrecalentamiento implica pérdida de energía, ineficiencia, puede provocar que se derrita el aislante y eso lleva a cortocircuitos e incluso riesgo de fuego. El NEC ha evaluado calibres y tipos de conductores para su máxima ampacidad (NEC® 2008, 310.15). La tabla 1 muestra ejemplos de la ampacidad de conductores de cobre tomados de la tabla 310.16 en NEC® 2008.

<b>Ampacidad de conductores de cobre</b>				
AWG	En conductos o cables		Conductores individuales al aire	
	UF, THW	USE, THWN	UF, THW	USE, THWN
14	15	15	20	20
12	20	20	25	25
10	30	30	40	40
8	40	50	60	70
6	55	65	80	95
4	70	85	105	125
2	95	115	140	170
1/0	125	150	195	230
2/0	145	175	225	265
3/0	165	200	260	310
4/0	195	230	300	360

Puede encontrar una tabla más completa en *NEC® 2008*, Tabla 310.16 y Tabla 310.17.

**Tabla 1 Ampacidad de conductores.**

El calibre de los conductores en las tablas de NEC se da en términos de AWG (American Wire Gauge). Estos calibres según AWG se utilizan mucho en toda América. Un conductor de mayor diámetro tiene mayor ampacidad y se designa por un número AWG menor, hasta el valor de calibre n.º 1. Por ejemplo, un conductor de calibre n.º 14 AWG es de menor calibre que un conductor n.º 10 AWG. Después del n.º 1 los calibres de los conductores se incrementan con números AWG mayores. Se coloca, a continuación, el símbolo /0. Por ejemplo, el conductor n.º 2/0 AWG es de un diámetro menor que el n.º 4/0 AWG. Más allá del n.º 4/0 el calibre de los cables se mide en kcmils.

Nota: la tabla 9-4 es un extracto simplificado. No presenta información sobre pérdidas por temperatura. Vea las tablas NEC® 2008 310.16 a 310.21 para una lista completa de tipos y medidas de conductores, así como su capacidad de corriente y degradación por temperatura.

Cuando se dimensionan los conductores para un sistema fotovoltaico, se comienza siempre por determinar cuál será la corriente máxima que necesitará transportarse de forma segura por los conductores.

Para los conductores que van de los módulos fotovoltaicos al controlador o las baterías, esta corriente máxima será la corriente de coto circuito  $I_{sc}$  multiplica por la cantidad de módulos en paralelos. Para los conductores que van desde las baterías hasta

el panel de servicio CC, la corriente máxima será la corriente total en todas las cargas. Una vez que se allá determinado esta corriente máxima, se deben aplicar dos factores de seguridad según el procedimiento de dimensionamiento del NEC® 2008.

El primero es un factor de seguridad de 125 % para que el conductor nunca lleve más de 80 % de su ampacidad nominal bajo condiciones de operación continua (más de tres horas). Para aplicar este factor, multiplique la corriente máxima por 1,25. Este factor debe aplicarse a todos los conductores de corriente un sistema fotovoltaico. El segundo es un factor de seguridad también de 125 % y aplica solo para el conductor que conecta los modelos fotovoltaicos a las baterías (o al inversor), en caso de un sistema sin baterías. Este factor permitirá al conductor manejar corrientes excesivas en días muy soleados o por reflejos intensos. Para aplicar este segundo factor, debe multiplicarse  $I_{sc} \times 1,25$  una segunda vez para asegurar un calibre adecuado.

### **Caída de voltaje**

Hasta ahora solo hemos discutido el calibre de los conductores basados en la ampacidad. La segunda consideración es la caída de voltaje. La caída de voltaje es la pérdida de tensión debido a la resistencia y la longitud de conductor. Es importante aplicar prácticas de diseño eficiente para minimizar estas pérdidas. En un sistema fotovoltaico, la eficiencia puede mejorarse al utilizar conductores bien dimensionados.

La caída de voltaje en un conductor es función de tres parámetros:

- Calibre del conductor.
- Longitud del conductor.
- Corriente que fluye por el conductor.

A mayor longitud del conductor, mayor es la resistencia al flujo de corriente. Tramos de conductor excesivamente largos darán lugar a pérdidas de energía y a una disminución de la eficiencia del sistema. También, reducirá la esperanza de vida de la mayor parte de los dispositivos y los equipos. Las cargas inductivas, como los motores, son particularmente sensibles a las caídas de voltaje. Usar un conductor de mayor calibre y disminuir el flujo de corriente o acortar la longitud del tramo de conductor son todas soluciones válidas para reducir la caída de voltaje.

Se necesitará elegir el calibre apropiado de los conductores al diseñar sistemas eficientes con bajas caídas de voltaje y en cumplimiento con las normas eléctricas de su

país o región. Una buena regla de diseño es mantener la caída de voltaje entre un 2 % y un 5 %. Aunque una caída de voltaje de un 5 % es aceptable, los diseñadores fotovoltaicos optan por caídas de un 2 % o menos, debido a los costos de los módulos fotovoltaicos.

Nota: cuando se usen las tablas del NEC para dimensionar el conductor considerando la caída de voltaje, no es necesario incluir los factores de seguridad de NEC® al calcular la corriente máxima de cada tramo de conductor (Universidad Internacional de las Américas [UIA], 2016, pp. 32-33).

Según Wikipedia (s.f) las fórmulas utilizadas para calcular la caída de tensión son las siguientes:

$$S = \frac{2\rho LI}{\Delta V}$$

Ecuación 8 Caída de tensión en CD.

$$S = \frac{\sqrt{3}\rho LI \cos \theta}{\Delta V}$$

Ecuación 9 Caída de tensión en CA.

$\Delta V$  es caída de tensión en voltios.

S es el factor de potencia activa.

L es la longitud del cable en metros.

$\rho$  es la resistividad en  $(\Omega(\text{mm})^2)/\text{m}$ .

Recuperado de:

[https://es.wikipedia.org/wiki/C%C3%A1culo\\_de\\_secciones\\_de\\_l%C3%ADneas\\_el%C3%A9ctricas](https://es.wikipedia.org/wiki/C%C3%A1culo_de_secciones_de_l%C3%ADneas_el%C3%A9ctricas)

### **Valor Actual Neto (VAN)**

Según Wikipedia. (s.f.), el valor actual neto de un proyecto es el valor actual/presente de los flujos de efectivo netos de una propuesta, entendiéndose por flujos de efectivo netos la diferencia entre los ingresos y los egresos periódicos. Para actualizar esos flujos netos, se utiliza una tasa de descuento denominada tasa de expectativa o alternativa/oportunidad, que es una medida de la rentabilidad mínima exigida por el proyecto que permite recuperar la inversión, cubrir los costos y obtener beneficios.

La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los *flujos de caja* (en inglés *cash-flow*) futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Dicha tasa de actualización ( $k$ ) o

de descuento (d) es el resultado del producto entre el coste medio ponderado de capital (CMPC) y la tasa de inflación del periodo. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, se recomienda que el proyecto sea aceptado.

Es el modelo o método de mayor aceptación y consiste en la actualización de los flujos netos de fondos a una tasa conocida y que no es más que el costo medio ponderado de capital determinado sobre la base de los recursos financieros programados con antelación. Esto descansa en el criterio ya esbozado en anteriores oportunidades; las decisiones de inversión deben aumentar el valor total de la empresa, como parte de una sana y productiva política administrativa.

La fórmula que permite calcular el valor actual neto es:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Ecuación 10 Valor Actual Neto.

$V_t$  representa los flujos de caja en cada periodo.

$I_0$  es el valor del desembolso inicial de la inversión.

$n$  es el número de períodos considerado.

$k$  es el tipo de interés.

Valor	Significado	Decisión por tomar
$VAN > 0$	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r).	El proyecto puede aceptarse.
$VAN < 0$	La inversión produciría pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida (r).	El proyecto debería rechazarse.
$VAN = 0$	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas.	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida (r), la decisión debería basarse en otros

		criterios como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.
--	--	---

Tabla 2 Interpretación del resultado del VAN.

Fuente: Wikipedia (s.f.).

### **Ventajas del VAN**

- Su cálculo solo requiere de operaciones simples.
- Contabiliza la variación del "valor del dinero" en el tiempo (inflación).
- Su uso y entendimiento es extendido.

### **Desventajas del VAN**

- Coste del dinero a largo plazo (estimación de la inflación)
- Tasa de rentabilidad a largo plazo de la empresa
- Coste de capital de la empresa.
- Como un valor apresubjetivo
- Como un coste de oportunidad.

Wikipedia. (s.f). Recuperado de: [https://es.wikipedia.org/wiki/Valor\\_actual\\_net](https://es.wikipedia.org/wiki/Valor_actual_net)

### **Tasa Interna de Retorno (TIR)**

Según Wikipedia (s.f.), la Tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de interés o la rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto.

Constituye una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión que está muy relacionada con el valor actualizado neto (VAN). También, se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero para un proyecto de inversión dado.

La tasa interna de retorno (TIR) ofrece una medida relativa de la rentabilidad. Se expresa en tanto por ciento. El principal problema radica en su cálculo, porque el número

de periodos otorgará el orden de la ecuación por resolver. Para resolver este problema, se puede acudir a diversas aproximaciones, utilizar una calculadora financiera o un programa informático.

También, se puede definir con base en su cálculo. La TIR es la tasa de descuento que iguala, en el momento inicial, la corriente futura de cobros con la de pagos. Se genera un VAN igual a cero:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1 + TIR)} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

### Ecuación 11 Tasa Interna de Retorno.

$F_t$  son los flujos de dinero en cada periodo  $t$

$I_0$  es la inversión realiza en el momento inicial ( $t = 0$ )

$n$  es el número de períodos considerado

Wikipedia. (s.f). Recuperado de: [https://es.wikipedia.org/wiki/Tasa\\_interna\\_de\\_retorno](https://es.wikipedia.org/wiki/Tasa_interna_de_retorno)

De acuerdo con Economipedia (s.f.), el criterio de selección será el siguiente, donde “ $k$ ” es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VAN:

- Si  $TIR > k$ , el proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.
- Si  $TIR = k$ , sucede una situación similar a la que se producía cuando el VAN era igual a cero. En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.
- Si  $TIR < k$ , el proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión.

La Tasa Interna de Retorno es el punto en el cual el VAN es cero. Si se dibuja en un gráfico el VAN de una inversión en el eje de ordenadas y una tasa de descuento (rentabilidad) en el eje de abscisas, la inversión será una curva descendente. El TIR corresponderá al punto donde esa inversión cruce el eje de abscisas, que es el lugar donde el VAN es igual a cero. Recuperado de: <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>

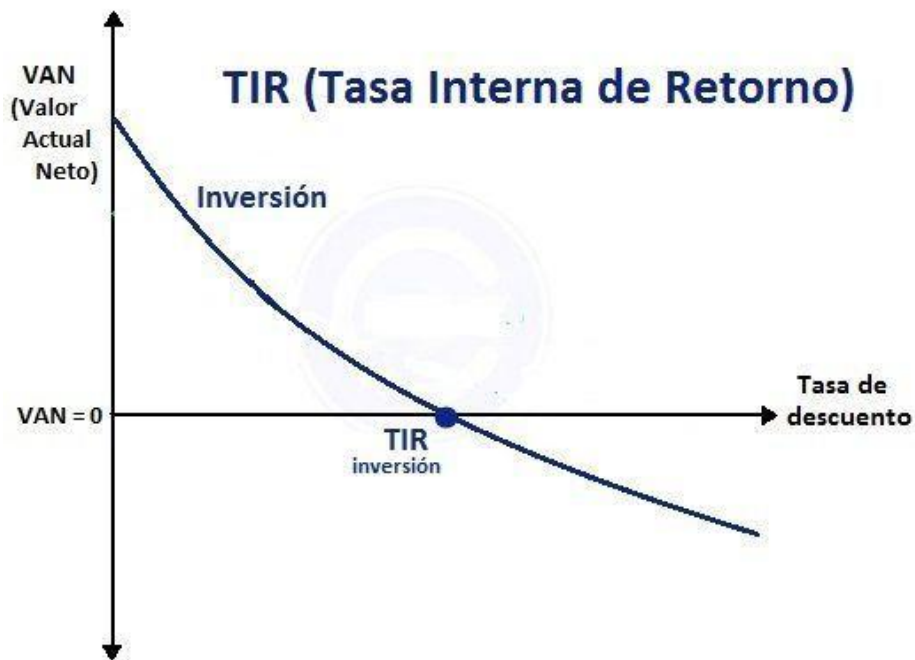


Figura 13 Representación gráfica de la TIR.

Fuente: Economipedia (s.f).

De acuerdo con Wikipedia (s.f.), se tiene:

### Dificultades del TIR

- Criterio de aceptación o rechazo. El criterio general solo es cierto si el proyecto es del tipo "prestar", es decir, si los primeros flujos de caja son negativos y los siguientes positivos. Si el proyecto es del tipo "pedir prestado" (con flujos de caja positivos al principio y negativos después), la decisión de aceptar o rechazar un proyecto se toma justo al revés:
  - Si  $TIR > r$  Se rechazará el proyecto. La rentabilidad que requiere este préstamo es mayor que el costo de oportunidad.
  - Si  $TIR \leq r$  Se aceptará el proyecto.
- Comparación de proyectos excluyentes. Dos proyectos son excluyentes si solamente se puede llevar a cabo uno de ellos. Generalmente, la opción de inversión con la TIR más alta es la preferida, siempre que los proyectos tengan el mismo riesgo, la misma duración e inversión inicial. Si no, será necesario aplicar el criterio de la TIR de los flujos incrementales.
- Proyectos especiales, también llamado el problema de la *inconsistencia de la TIR*. Son proyectos especiales aquellos que en su serie de flujos de caja hay más de un

cambio de signo. Estos pueden tener más de una TIR, tantas como cambios de signo, lo cual obedece a la presencia de la regla de los signos de Descartes. Esto complica el uso del criterio de la TIR para saber si aceptar o rechazar la inversión. Para solucionar este problema, se suele utilizar la TIR corregida. También, la inconsistencia de la TIR surge cuando existen proyectos que no tienen TIR. Recuperado de: [https://es.wikipedia.org/wiki/Tasa\\_interna\\_de\\_retorno](https://es.wikipedia.org/wiki/Tasa_interna_de_retorno)

## CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO

### Enfoque de la investigación

Para el presente proyecto se usará el enfoque cuantitativo debido a que se utiliza la investigación proyectiva, que consiste según Hurtado (2008) en la elaboración de una propuesta, un plan, un programa o un modelo, como solución a un problema o necesidad de tipo práctico, ya sea de un grupo social, o de una institución, o de una región geográfica, en un área particular del conocimiento, a partir de un diagnóstico preciso de las necesidades del momento, los procesos explicativos o generadores involucrados y de las tendencias futuras, es decir, con base en los resultados de un proceso investigativo (párr. 1).

La investigación, que se llevará a cabo, comprende el diseño de un sistema de generación distribuida fotovoltaico conectado a la red de distribución para el plantel de almacenamiento y la distribución de combustible de la Refinadora Costarricense de Petróleo ubicado en La Garita de Alajuela.

En la siguiente figura se muestra las instalaciones del plantel desde una vista satelital. Se observa un panorama más claro de las dimensiones y la ubicación del sistema por implementar.



Figura 14 Vista satelital del plantel de almacenamiento y distribución de combustibles de RECOPE La Garita.

Fuente: Google Maps.

La idea de este proyecto es establecer un diseño mediante el cual se considere, de forma total o parcial, el consumo eléctrico de la mayor parte de las instalaciones por

medio de un sistema fotovoltaico. Esto para buscar una reducción de la factura eléctrica cancelada mes a mes, y al mismo tiempo, apoyar la transformación que está realizando la empresa y lograr reducir la huella de carbono que tanto afecta el medio.

El plantel cuenta con diferentes tipos de cargas, entre ellas se encuentran motores, iluminación, tableros, transformadores, centro de control de máquinas, gabinetes de control, instrumentación, y una gran variedad de equipos, que están centralizadas en cuartos eléctricos y se derivan de uno CCM principal donde se encuentra la acometida que entrega la red de distribución eléctrica.

La siguiente figura muestra el diagrama unifilar del plantel donde se observan todas las cargas con sus respectivas características:

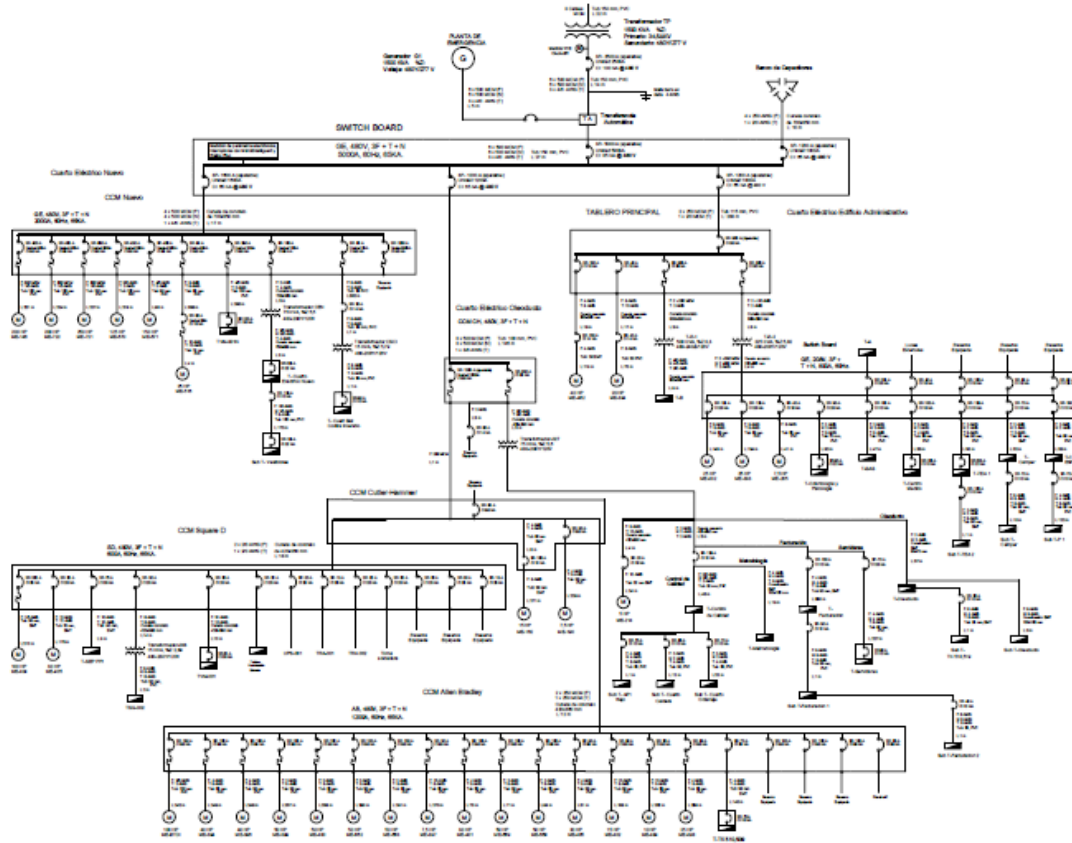


Figura 15 Diagrama unifilar del plantel de RECOPE La Garita.

Fuente: Refinadora Costarricense de Petróleo

Al considerar las cargas del plantel y apoyado con la facturación mensual de los últimos meses, se puede estimar un promedio de consumo anual el cual será la base para el análisis del dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

El plantel trabaja las veinticuatro horas del día, los siete días de la semana y el consumo mantiene un comportamiento mensual muy estable, por lo que se calculará un promedio, que es el valor que interesa en este caso. En la siguiente tabla se presentará la información de consumo de energía y demanda máxima:

Año	Mes	Desglose de Facturación							
		Energía	Facturado	Demanda	Facturado	FP	FC	Otros cargos	Total facturado
2019	5	184 823,00	€6 660 160,86	646,52	€14 830 258,15	0,97	0,40	€3 025 355,99	€24 515 775,00
	4	225 461,00	€7 901 136,15	660,47	€15 727 696,72	0,97	0,47	€3 300 402,13	€26 929 235,00
	3	188 007,00	€6 419 399,56	701,35	€15 884 121,60	0,97	0,37	€3 871 003,84	€26 174 525,00
	2	221 300,00	€7 382 993,60	687,15	€14 958 771,21	0,97	0,45	€3 875 950,19	€26 217 715,00
	1	209 060,00	€6 982 544,13	687,15	€15 199 769,98	0,97	0,42	€3 097 770,89	€25 280 085,00
2018	12	162 548,00	€5 301 818,30	665,61	€14 024 805,78	0,97	0,34	€2 715 960,92	€22 042 585,00
	11	165 485,00	€5 441 258,08	722,65	€14 476 242,30	0,97	0,32	€2 792 779,62	€22 710 280,00
	10	114 975,00	€3 511 798,99	660,72	€14 176 396,78	0,97	0,24	€1 946 119,23	€19 634 315,00
	9	186 538,00	€6 185 290,39	695,48	€15 017 322,75	0,97	0,37	€2 959 856,86	€24 162 470,00
	8	186 538,00	€6 185 290,39	695,48	€15 017 322,75	0,97	0,37	€2 959 856,86	€24 162 470,00
	7	190 699,00	€6 305 411,39	665,36	€15 504 446,46	0,97	0,40	€2 908 792,15	€24 718 650,00
	6	174 052,00	€5 829 725,40	694,49	€14 198 550,46	0,97	0,35	€2 807 199,14	€22 835 475,00
Promedio		184 123,83	€6 175 568,94	681,87	€14 917 975,41	0,97	0,3753	€3 021 753,99	€24 115 298,33
Potencia consumida		255,73 kW		Promedio de energía diario				6137,46	KWh/día

Tabla 3 Tabla promedio de la facturación de los últimos doce meses del plantel de RECOPE La Garita.

Fuente: Propia.

Para la colocación de los módulos fotovoltaicos, se necesita un área disponible donde se colocarán los paneles por lo que se eligen los techos disponibles y que cumplen con las condiciones para ello.

Debido a los consumos considerables del plantel y al contar con la disponibilidad de una plaza que no se utiliza y varios techos cercanos, se podría considerar ese espacio para la colocación de los paneles pensando en que se va a generar la totalidad, la cual a su vez tiene la ventaja de que se encuentra muy cerca de la acometida principal.



Figura 16 Ancho de la plaza.

Fuente: Google Maps



Figura 17 Largo de la plaza.

Fuente: Google Maps



Figura 18 Ancho del techo del gimnasio.  
Fuente: Google Maps



Figura 19 Largo del techo del gimnasio.  
Fuente: Google Maps

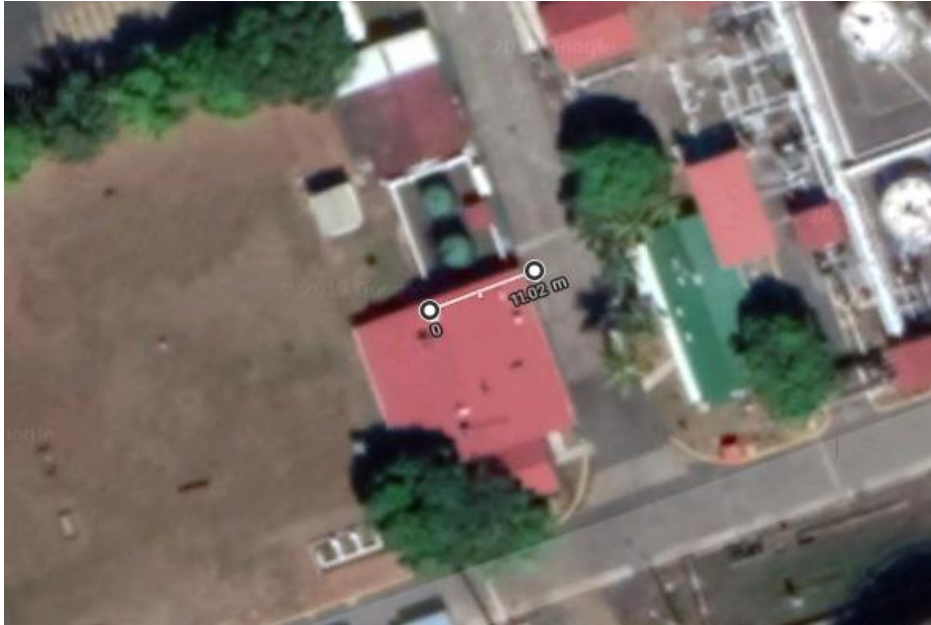


Figura 20 Largo del techo del laboratorio de Control de Calidad.  
Fuente: Google Maps



Figura 21 Ancho del techo del laboratorio de Control de Calidad.  
Fuente: Google Maps



Figura 22 Ancho del techo del edificio de facturación.

Fuente: Google Maps

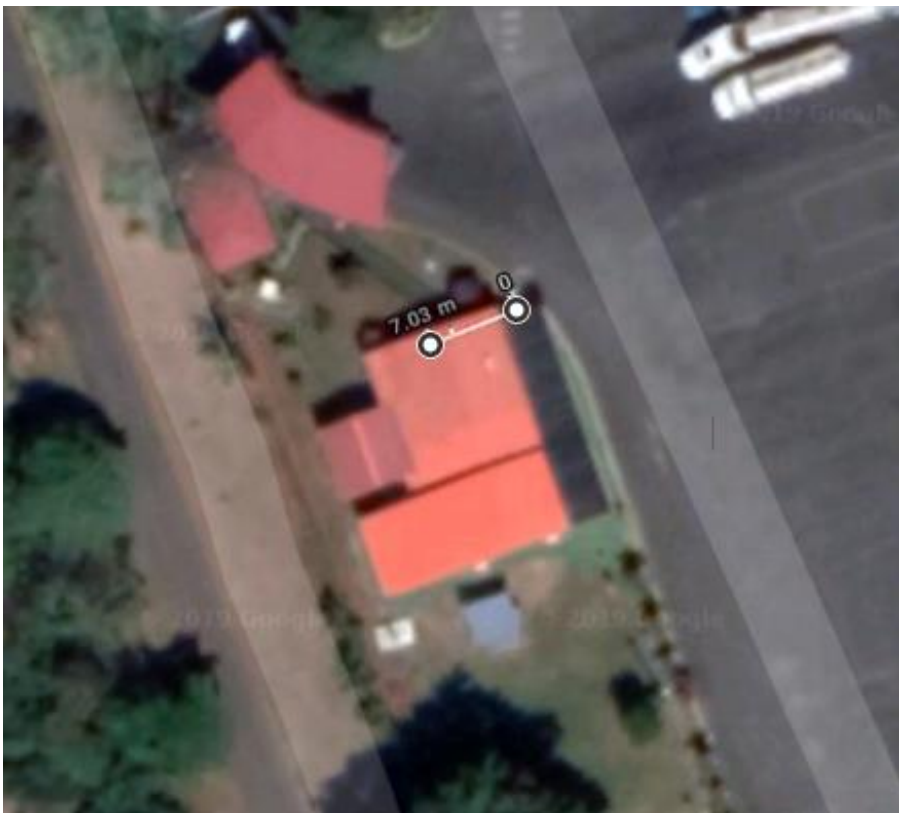


Figura 23 Largo del techo de facturación.

Fuente: Google Maps



Figura 24. Largo del techo del CCM.

Fuente: Google Maps



Figura 25 Largo del techo del CCM.

Fuente: Google Maps



Figura 26 Techos disponibles para la instalación de paneles solares.

Fuente: Google Maps

Sumando las áreas de los techos por utilizar, existe un espacio disponible de 642 m<sup>2</sup> aproximadamente.

Otro factor por tomar en cuenta se trata de las horas solares pico del lugar (HSP), que se utilizan para dimensionar el sistema fotovoltaico y para ello se solicitó un estudio de HSP de la zona para las coordenadas del lugar. Los datos fueron suministrados por el Instituto Meteorológico Nacional (IMN) y se presentan en la siguiente tabla:

INSTITUTO METEOROLOGICO NACIONAL

Cuenca: 84 Estación: 191 Nombre: RECOPE, LA GARITA Latitud: 10° 0' N Longitud: 84° 17' O Altitud: 740 m.s.n.m.

Q Go Actions

Inicio	Final	Par	Nom par	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Tot	Prom
1999	2017	4	TEM.MIN	18.3	18.7	19.0	19.3	19.4	19.5	19.3	19.0	18.9	19.2	18.8	18.3	-	19.0
1999	2018	1	LLUVIA	4.0	11.8	14.3	58.1	234.4	207.4	154.8	207.6	279.4	308.3	129.0	27.8	1,636.9	-
1999	2018	2	DIAS_CON_LLUVIA_>=0.1mm	2.0	2.0	3.0	9.0	22.0	21.0	20.0	23.0	25.0	26.0	17.0	7.0	177.0	-
1999	2018	3	TEM.MAX	29.4	30.1	31.0	31.0	29.3	28.6	28.8	28.7	28.3	27.9	28.1	28.8	-	29.2
1999	2018	5	TEM.MED	23.9	24.4	25.0	25.2	24.3	24.0	24.0	23.8	23.6	23.5	23.5	23.5	-	24.1
1999	2018	6	HUMEDAD	61.5	57.7	58.9	66.8	79.9	83.5	80.1	82.5	86.0	86.7	80.2	69.5	-	74.4
1999	2018	7	VIENTO_VEL	10.6	11.9	10.4	8.0	5.2	4.6	5.5	4.9	4.4	4.3	5.9	7.8	-	7.0
1999	2018	9	VIENTO_DIR.PREDOMINANTE	3.0	3.0	3.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	-	2.0
1999	2018	10	RADIACION	17.9	17.9	19.3	17.8	15.3	14.3	15.1	15.5	16.2	15.5	14.5	16.4	-	16.3

unidades

- Viento Dir Predominante: 1 Norte, 2 Noreste, 3 Este, 4 Sureste, 5 Sur, 6 Suroeste, 7 Oeste, 8 Noroeste, 9 Variable. Lluvia en milímetros: 1mm = 1 litro de agua por m².
- Temperatura en Grados Celsius (°C). Evaporación en mm. Brillo Solar en horas y décimas de horas. Viento en km/h. Humedad Relativa en Porcentaje (%).
- Radiación Solar global en Megajulios(MJ/m²).

Tabla 4 Datos meteorológicos del Plantel La Garita.

Fuente: Instituto Meteorológico Nacional

Los datos de la tabla 3 se muestran en unidades utilizadas en el ambiente meteorológico por lo que se debe hacer la conversión a unidades para el fin que se necesita. La siguiente tabla muestra los valores de la radiación en KWh/m<sup>2</sup>.

Horas de brillo solar plantel RECOPE La Garita de Alajuela según el IMN.												
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio
17,9	17,9	19,3	17,6	15,3	14,3	15,1	15,5	16,2	15,5	14,5	16,4	
4,97	4,97	5,36	4,89	4,25	3,97	4,19	4,31	4,50	4,31	4,03	4,56	4,53

Tabla 5 Horas de brillo solar La Garita.

Fuente: Instituto Meteorológico Nacional.

### Método de investigación

Según Wikipedia (s.f.), la investigación o metodología cuantitativa es el procedimiento de decisión de señalar, entre ciertas alternativas, usando magnitudes numéricas que pueden ser tratadas mediante herramientas del campo de la estadística. Por eso, la investigación cuantitativa se produce por la causa y el efecto de las cosas.

Para que exista metodología cuantitativa, se requiere que entre los elementos del problema de investigación exista una relación cuya naturaleza sea representable por algún modelo numérico ya sea lineal, exponencial o similar.

Recuperado de: [https://es.wikipedia.org/wiki/Investigaci%C3%B3n\\_cuantitativa](https://es.wikipedia.org/wiki/Investigaci%C3%B3n_cuantitativa)

Para este proyecto, se realizarán visitas de campo con el respectivo personal involucrado de cada una de las áreas y se harán mediciones de variables para realizar cálculos que ayuden a determinar parámetros relevantes.

### **Fuentes de información**

Según Maranto y González (2015), las fuentes primarias de información

contienen información original es decir son de primera mano, son el resultado de ideas, conceptos, teorías y resultados de investigaciones. Contienen información directa antes de ser interpretada, o evaluado por otra persona. Las principales fuentes de información primaria son los libros, monografías, publicaciones periódicas, documentos oficiales o informe técnicos de instituciones públicas o privadas, tesis, trabajos presentados en conferencias o seminarios, testimonios de expertos, artículos periodísticos, videos documentales, foros (p.3).

### **Variables y unidades de análisis**

Según Gaitán M, J. A. y Piñuel R, J. L. (1998), las unidades de análisis

son aquellas unidades de observación que, seleccionadas de antemano, y reconocidas por los observadores en el campo y durante el tiempo de observación, se constituyen en objeto de la codificación y/o de la categorización en los registros contruidos a tal efecto.

Cabe reconocer múltiples unidades de análisis en la observación sistemática, dependiendo del marco teórico del que se parte, las hipótesis que se planteen, los objetivos de la investigación y las características (ejemplo: ocurrencia temporal continua o discontinua) de los fenómenos observados (p.60).

Para este trabajo, se analizarán variables meteorológicas como la radiación, el ángulo de Azimut, entre otras, así como variables eléctricas como voltaje, corriente y potencia eléctrica. También, se utilizan instrumentos financieros para el cálculo de la rentabilidad y el análisis de viabilidad e implementación del proyecto.

### **Instrumentos**

Para la medición de variables eléctricas tales como tensión y corriente se utilizará el multímetro.

Se utilizan registros de facturación mensual de la electricidad de los últimos 12 meses, y fichas técnicas de los equipos por implementar.

También, se utilizarán herramientas digitales como *software* para la confección de diagramas, planos y de los diferentes sistemas por representar.

### **Proceso para la recolección y el análisis de información**

Para el proceso de la recolección y el análisis de información, se visitará el personal adecuado e idóneo de cada área para evacuar cualquier duda que pueda surgir. Se recurrirá a los planos y los diagramas que puedan ayudar con la investigación. Se recurrirá de ser necesario a cálculos para el análisis y la validez de la información recolectada.

### **Estimación del consumo de las cargas**

La tabla 3 describe el comportamiento del consumo del plantel de almacenamiento y distribución de combustibles de RECOPE La Garita.

Para calcular la estimación de cargas, se toman los valores promedios de la facturación desde junio del 2018 hasta mayo del 2019 y con esta información se calcula el promedio de un día que según la tabla 3 es de 6,137.48 KWh/día.

### **Cálculo de horas solares picos (HSP)**

Según la ecuación 1, se deduce lo siguiente:

$$1 \text{ HSP} = 1 \text{ KWh}/m^2$$

La tabla 5 muestra las HSP promedio mensuales de los diferentes meses del año. En este caso, se trabajará con el promedio anual.

$$HSP = \frac{4.53 \frac{KWh}{m^2}}{1 \frac{KWh}{m^2}} = 4.53 HSP$$

### Cálculo de la cantidad de módulos fotovoltaicos

Para el cálculo de la cantidad de módulos, se utiliza el consumo de energía diario del plantel, se divide entre el valor nominal de potencia que genera cada módulo y se aplican las pérdidas por temperatura (88 %), un factor de pérdidas adicionales (84 %) y la eficiencia del inversor (0.989 %). La ecuación 3 se utiliza para este fin. Al sustituir los valores de la ficha técnica del módulo, la eficiencia del inversor y el valor HSP promedio:

$$N_p = \frac{255.73 KW}{(0.88 \times 0.84 \times 0.989) \times 0.37 KW \times 4.53 HSP} = 208.70 \approx 208 \text{ paneles.}$$

### Cálculo de la potencia de los inversores

Para calcular el inversor, se debe tomar en cuenta la potencia máxima que puede generar cada uno de los módulos y multiplicado por el número de módulos del arreglo fotovoltaico. Resulta la potencia que debe tener el inversor.

$$P_{inv} = 370W \times 208 \text{ paneles} = 76960 W = 76.96 KW$$

### Cálculo del arreglo fotovoltaico

<b>Configuraciones posibles</b>		
	Serie 1 de tiras o cadenas de módulos	
#		
M	8	Arreglo subdimensionado
Ó	9	Configuración óptima
D	10	Configuración óptima
U	11	Configuración óptima
L	12	Configuración óptima
O	13	Configuración óptima
S		

Tabla 6 Configuraciones posibles de paneles en serie.  
 “FOTOVOLTAICA Manual de Diseño e Instalación” (Solar Energy International, 2015, p. 91).

$$13 \text{ paneles} \times 39.9V = 518.7 V$$

Para el determinar el número de módulos en serie del panel, se utilizó la tabla anterior y con la ecuación 5 se determinó el voltaje de entrada al inversor.

$$2 \text{ panel} \times 9.28A = 18.56 A$$

Para el determinar el número de módulos en paralelo, se utilizó el dato técnico de corriente máxima y con la ecuación 5 se determinó la corriente de entrada al inversor.

### **Ángulo de inclinación de los módulos**

El ángulo de inclinación de los módulos solares se calcula mediante la ecuación 2 y, a partir de los datos de coordenadas del lugar en estudio, en este caso latitud  $10^{\circ}00'15.6''$

$$l_m = (|10^{\circ}00'15.6''| + 10^{\circ}) = 20^{\circ}00'15.6''$$

### **Cálculo de las dimensiones del arreglo fotovoltaico**

Para encontrar las dimensiones del arreglo, se utilizan los datos de dimensiones proporcionados por el fabricante en la ficha técnica de los módulos, se realiza el cálculo del área de cada módulo mediante el producto y se multiplica por el número de módulos que se requiere para el sistema.

$$A_{\text{módulo}} = l \times a = 1.956 m \times 0.992 m = 1.940352 m^2 \approx 1.95 m^2$$

$$A_{\text{panel}} = 13 \text{ módulos} \times 1.95 m^2 = 25.35 m^2$$

$$A_{\text{sistema}} = 206 \text{ paneles} \times 1.95 m^2 = 402 m^2$$

### **Cálculo de la estructura de los arreglos fotovoltaicos**

Según la ficha técnica de los módulos, cada uno pesa 26.5 kg; por lo tanto, el peso del sistema completo es de

$$\text{Peso del sistema} = 26.5 kg \times 208 \text{ módulos} = 5512 kg$$

$$\text{Peso de los paneles} = \frac{5512 kg}{16 \text{ paneles}} = 344.5 Kg$$

$$\text{Peso por } m^2 = \frac{5512 kg}{402 m^2} = 13.71 \frac{kg}{m^2}$$

### Cálculo del calibre de cable

La corriente de los paneles (módulos en paralelo) hasta el inversor se calcula de la siguiente manera:

$$I_{panel} = I_{sc} \times \# \text{ de paneles} = 9.61 \text{ A} \times 2 \text{ paneles} = 19.22 \text{ A}$$

Para obtener la corriente máxima que pasa por el conductor, se aplican dos factores de 125 % cada uno.

$$I_{m\acute{a}x} = 19.22 \text{ A} \times 125\% \times 125\% = 30 \text{ A}$$

La distancia del edificio de facturación hasta el CCM es de 165 metros de acuerdo con la siguiente figura 27:



Figura 27 Distancia desde el edificio de facturación al CCM.

Fuente: Google Maps.

Al utilizar una calculadora de la caída de tensión en línea, se obtiene lo siguiente:

Ingrese la información correspondiente:	
Material del conductor	Cobre
Calibre AWG	4
Sistema	Trifasico
Factor de potencia	0.95
Material del ducto	PVC
Corriente (A)	30
Distancia* (m)	165
Tensión (V)	520
CT : 1.7 %	

Figura 28 Caída de voltaje desde el edificio de facturación al CCM.

Fuente: <http://www.procables.com.co/programa-para-calculo-de-caida-de-tension.html>

Para el caso del techo del gimnasio, hay una distancia de 92 m hasta el CCM como se muestra en la siguiente figura 29:



Figura 29 Distancia desde el gimnasio al CCM.

Fuente: Google Maps.

La caída de voltaje desde el laboratorio del control de calidad hasta el CCM se muestra en la siguiente figura:

Ingrese la información correspondiente:	
Material del conductor	Cobre
Calibre AWG	8
Sistema	Trifasico
Factor de potencia	0.95
Material del ducto	PVC
Corriente (A)	30
Distancia* (m)	92
Tensión (V)	520
CT : 1.5 %	

Figura 30 Caída de voltaje desde el gimnasio al CCM.

Fuente: <http://www.procables.com.co/programa-para-calculo-de-caida-de-tension.html>

Para el tramo que comprende desde el laboratorio de control de calidad, hasta el CCM, hay una distancia de 91 m, tal como lo muestra la siguiente figura 31:



Figura 31 Distancia desde el laboratorio de control de calidad al CCM.

Fuente: Google Maps.

La caída de voltaje en este sector se aprecia en la siguiente figura 32:

Ingrese la información correspondiente:	
Material del conductor	Cobre
Calibre AWG	6
Sistema	Trifasico
Factor de potencia	0.95
Material del ducto	PVC
Corriente (A)	30
Distancia* (m)	92
Tensión (V)	520
CT : 1.5 %	

Figura 32 Caída de voltaje desde el laboratorio de control de calidad al CCM.

Fuente: <http://www.procables.com.co/programa-para-calculo-de-caida-de-tension.html>

Para el caso del techo del CCM, se utiliza cable n.º 10 debido a que la distancia es la más corta y la caída de voltaje no supera el 2 %.

La distancia del CCM hasta el medidor y viceversa es de aproximadamente 90 metros como se muestra en la siguiente figura.



Figura 33 Distancia desde el CCM hasta el medidor y viceversa.

Fuente: Google Maps.

La caída de tensión para llegar al medidor y el retorno del conductor de muestra en la siguiente figura.

Ingrese la información correspondiente:	
Material del conductor	Cobre
Calibre AWG	3/0
Sistema	Trifasico
Factor de potencia	0.95
Material del ducto	PVC
Corriente (A)	180
Distancia* (m)	90
Tensión (V)	480
CT : 1.7 %	

Figura 34 Caída de voltaje desde el CCM al medidor y viceversa.

Fuente: <http://www.procables.com.co/programa-para-calculo-de-caida-de-tension.html>

Los cálculos de caída de voltaje realizados mediante las ecuaciones 8 y 9 se presentan en la siguiente tabla:

Tramo	Voltaje	Tipo de corriente	Calibre	Longitud metros	Ampacidad Amperes	Resistencia Ohms/Km	Caída Corriente Directa	Caída Corriente Alterna
Techo del CCM - CCM	520	CD	12	15	30	2,05	1,16	
Gimnasio - CCM	520	CD	6	91	30	0,51	1,76	
Control de Calidad - CCM	520	CD	6	91	30	0,51	1,76	
Facturación - CCM	520	CD	4	165	30	0,321	2,01	
Inversor - Disyuntor principal	480	CA	2	15	90	0,809		1,29
Disyuntor Principal - Medidor - CCM	480	CA	2/0	90	180	0,101		1,94

Tabla 7 Tabla de caídas de voltaje calculado por el método teórico.

Fuente: Propia.

A continuación, se presenta un diagrama unifilar del sistema por instalar en la figura 33.

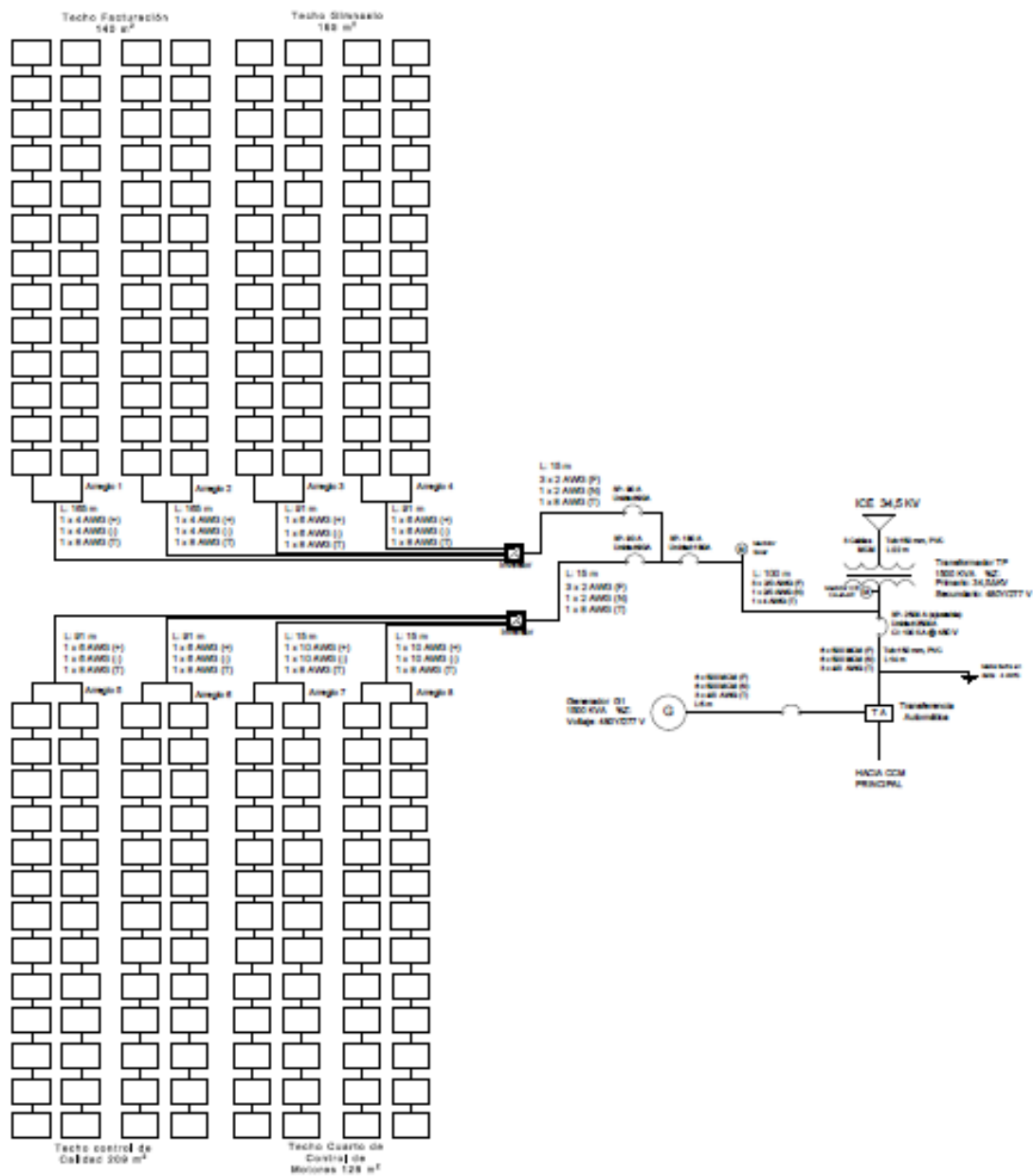


Figura 35 Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico.

Fuente: Propia.

En el CCM principal, se puede encontrar el disyuntor principal de la acometida de 3x2500A del plantel, el cual se visualiza en la siguiente figura:



Figura 36 Disyuntor Principal de la acometida.

Fuente: Propia.

En el recinto del CCM hay espacios disponibles para los interruptores que irán a la salida de cada uno de los inversores para la protección, los cuales se pueden notar en la siguiente figura:



Figura 37 Espacio para la instalación de interruptores de los inversores.

Fuente: Propia.

### **Cálculo de generación mensual con el sistema fotovoltaico.**

Para calcular la generación mensual se toman los valores de horas pico solar diarias según la tabla 5 y, por medio de la ecuación 3, se puede calcular la energía total que se espera consumir para cada mes del año.

$$ET = N_p \times 0.88 \times 0.84 \times n_{inv} \times W_p \times HSP$$

Año	Mes	KWh/mes Sin generación distribuida	KWh/día Sin generación distribuida	KWh Sin generación distribuida	KWh/mes con generación distribuida	Generación	KWh/día con generación distribuida
2019	Mayo	184 823,00	6 160,77	256,70	172164,95	0,00	5738,83
	Abril	225 461,00	7 515,37	313,14	198090,96	0,00	6603,03
	Marzo	188 007,00	6 266,90	261,12	217130,38	29123,38	7237,68
	Febrero	221 300,00	7 376,67	307,36	201331,72	0,00	6711,06
	Enero	209 060,00	6 968,67	290,36	201331,72	0,00	6711,06
2018	Diciembre	162 548,00	5 418,27	225,76	184722,86	22174,86	6157,43
	Noviembre	165 485,00	5 516,17	229,84	163252,88	0,00	5441,76
	Octubre	114 975,00	3 832,50	159,69	174595,51	59620,51	5819,85
	Setiembre	186 538,00	6 217,93	259,08	182292,30	0,00	6076,41
	Agosto	186 538,00	6 217,93	259,08	174595,51	0,00	5819,85
	Julio	190 699,00	6 356,63	264,86	169734,38	0,00	5657,81
	Junio	174 052,00	5 801,73	241,74	160822,32	0,00	5360,74
	Promedio sumatoria	<b>184 123,83</b>	<b>6 137,46</b>	<b>255,73</b>	<b>183 338,79</b>	<b>9 243,23</b>	<b>6 111,29</b>
	2 209 486,00	73 649,53	3 068,73	2 200 065,49	110 918,75	73 335,52	

# de paneles a instalar	208	Costo por módulo	₺ 243 668,69	Costo aproximado de la inversión	Retorno por excedentes	₺ -
Factura anual	₺ 274 750 425,80					

KWh generados	KWh generado sin costo	KWh/mes generado sin costo	KWh/mes con generación distribuida fuera de HSP	KWh/mes generado a facturar	KWh/mensuales Excedente/falta nte	HSP
239,12	1 016,25	30 487,54	141 677,40	111 189,86	-12658,05	4,25
275,13	1 345,37	40 361,03	157 729,93	117 368,90	-27370,04	4,89
301,57	1 616,42	48 492,45	168 637,93	120 145,48	29123,38	5,36
279,63	1 389,75	41 692,44	159 639,27	117 946,83	-19968,28	4,97
279,63	1 389,75	41 692,44	159 639,27	117 946,83	-7728,28	4,97
256,56	1 169,91	35 097,34	149 625,52	114 528,17	22174,86	4,56
226,74	913,76	27 412,88	135 840,00	108 427,12	-2232,12	4,03
242,49	1 045,15	31 354,44	143 241,07	111 886,62	59620,51	4,31
253,18	1 139,33	34 179,81	148 112,49	113 932,69	-4245,70	4,5
242,49	1 045,15	31 354,44	143 241,07	111 886,62	-11942,49	4,31
235,74	987,76	29 632,79	140 101,59	110 468,79	-20964,62	4,19
223,36	886,76	26 602,69	134 219,62	107 616,93	-13229,68	3,97
254,64	<b>1 162,11</b>	<b>34 863,36</b>	<b>148 475,43</b>	<b>113 612,07</b>	<b>-785,04</b>	<b>4,53</b>
3310,28	13 945,34	418 360,32	1 781 705,17	1 363 344,85	-9 420,51	

Tabla 8 Tabla de cálculo de generación mensual del sistema fotovoltaico.

Fuente: Propia.

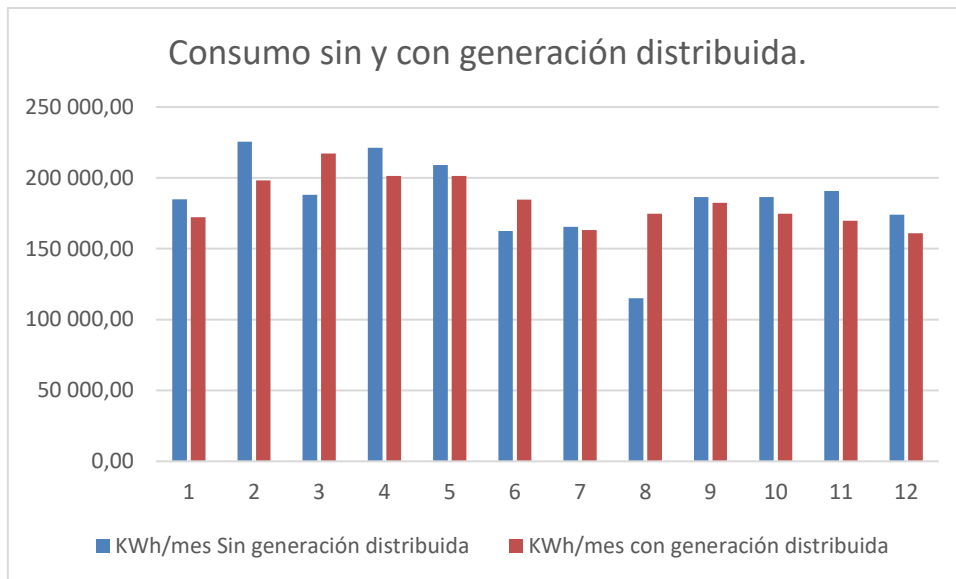


Gráfico 1 Gráfica de consumo/generación en función del tiempo.

Fuente: Propia.

## CAPITULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS

### **Análisis de la estimación del consumo de cargas**

Para la estimación del consumo de las cargas del plantel, se recopiló la información de la facturación en el departamento de servicios generales de la Refinadora Costarricense de Petróleo de los últimos doce meses la cual está representada en la tabla 3. Con estos datos, se calculó el consumo promedio diario y, a su vez, aproximar la potencia a generar para diseñar un sistema fotovoltaico adecuado según las condiciones estimadas.

Dicho plantel cuenta con una acometida trifásica de 480 voltios y se estima una carga promedio de 255.73 KWh, lo que representa diariamente alrededor de 6137.43 KWh y mensualmente un aproximado de 184 123.83 KWh para una facturación cercana a los ₡24 115 298.33 y opera continuamente las 24 horas los 365 días del año.

### **Recolección y análisis de datos locales**

Por medio del Instituto Meteorológico Nacional, se lograron obtener los datos de radiación solar en las coordenadas donde se ubica el plantel de almacenamiento de combustibles. Estos datos se pueden observar en la tabla 4 y se encuentran dados en MJ/m<sup>2</sup>. Para cumplir con el propósito, se debe aplicar el factor de conversión de la ecuación 1 y trabajar en unidades de KWh/m<sup>2</sup>.

Para encontrar las horas sol pico, se utiliza la misma ecuación 1. Este dato de HSP son las horas de aprovechamiento de luz solar diaria y se obtiene el máximo rango de generación en los módulos. Para estos cálculos, se utiliza el valor promedio HSP de un año.

Con esto concluimos que 4.53 HSP es equivalente a 4.53 KWh/m<sup>2</sup> y con esto se trabaja para obtener la generación deseada.

### **Análisis de la cantidad de módulos fotovoltaicos**

Inicialmente, para este análisis, se necesita el dato de energía por generar y los datos meteorológicos del lugar donde se efectuó el análisis. Acto seguido, se requieren los datos técnicos de los equipos por utilizar. Por lo tanto, se solicitan cotizaciones y obtener especificaciones técnicas para así calcular el dimensionamiento.

El módulo fotovoltaico que se utiliza es de la marca Jinko Solar modelo JKM370M PERC de 370 Watts con 72 celdas de tipo monocristalinas. Su voltaje de máximo poder es de 39.9 V y su corriente de máximo poder es de 9.28 A en condiciones estándar. El voltaje de circuito abierto es de 48.5 V y la corriente de corto circuito corresponde a 9.61 A.

Para encontrar el número de módulos requeridos, el sistema utiliza la ecuación 3. Se toma la potencia promedio consumida y se divide entre la máxima potencia de los paneles, las HSP promedio y se aplican los factores correspondientes a pérdidas por temperatura, por eficiencia del inversor y las pérdidas adicionales del sistema. Ello da como resultado el número total de paneles por instalar que, en este caso, es de 208.70 módulos. Sin embargo, para incorporar arreglos de paneles iguales, se decide utilizar 208 módulos.

### **Análisis del cálculo del inversor**

El inversor se selecciona de acuerdo con la potencia máxima de cada módulo por el número de módulos del sistema fotovoltaico. Se obtiene una potencia de 76.96 KW; por lo tanto, al ser un valor cercano a los 80 KW, se puede aproximar. Se toma la decisión de utilizar dos inversores de 40 KW cada uno. Se prevé que, si uno de ellos falla, el sistema pueda seguir funcionando al 50 % de su capacidad y así evitar la caída total del sistema fotovoltaico.

Los inversores utilizados son de marca Huawei modelo SUN2000-40KTL-US. La salida soporta 40000 watts y trabaja en un rango de entrada de 200 a 1000 voltios para una corriente máxima de 22 amperios y su eficiencia es de un 98.9 % (Véase el anexo 2 en lo atinente a la ficha técnica del equipo). Resulta necesario recalcar que este inversor es fabricado para Estados Unidos, por lo que cumple con todas las normas para Costa Rica también.

### **Cálculo de los paneles fotovoltaicos**

Al haber calculado el número de módulos requeridos para el sistema y ayudado de los datos técnicos de los equipos, se pueden realizar grupos de módulos llamados paneles. Estos se agrupan en serie para ir sumando los voltajes de generación y se conectan a las entradas del inversor con el cuidado de estar dentro de su rango de trabajo. El mismo

tratamiento recibe la corriente, pero se utiliza el paralelo para que se sumen y se trabaje en el rango deseado dentro de los parámetros permisibles.

Los módulos se agrupan en arreglos llamados multi-string de 13 módulos en serie. Esto para lograr un voltaje de 518.7 V, el cual se encuentra dentro del rango de operación normal del inversor que es entre los 200 y 1000 V y se dejan de dos columnas para mantener una corriente de 18.56 A.

### **Análisis dimensional de los módulos fotovoltaicos**

Con las fichas técnicas de los módulos, se obtiene la información dimensional y se calcula el área que ocupará cada uno de los elementos fotovoltaicos.

Para el modelo utilizado se tiene una dimensión de 1956 mm x 992 mm x 40 mm, donde se obtiene un área de 1.95 m<sup>2</sup> por módulo y se multiplica por los 208 elementos requeridos. Entonces, se obtiene un área total de 402 m<sup>2</sup> por ocupar. A esto, se adiciona un espacio de 1 m<sup>2</sup> por módulo para su mantenimiento, lo cual da como resultado un área de 610 m<sup>2</sup>.

Los arreglos de paneles de 13 módulos se pueden instalar juntos y dejar espacio de 0.5 m entre cada serie de módulos para que el técnico de mantenimiento pueda trabajar con comodidad y seguridad.

### **Análisis de las estructuras para los paneles**

Las edificaciones e instalaciones del plantel de RECOPE en La Garita de Alajuela están construidas bajo las normas del Código Sísmico Nacional.

Se utilizarán los techos de los edificios de control de calidad, facturación, gimnasio y CCM que han sido remodelados recientemente y cuentan con estructura metálica para la sujeción de las láminas de zinc. El sistema ejerce una presión sobre la estructura de 13.71 Kg/m<sup>2</sup> aproximadamente y será distribuida uniformemente con soportes para cada uno de los módulos y no tener fuerzas concentradas que puedan afectar la edificación.

Además de estos techos, se cuenta con una plaza que no está utilizando y podría ser aprovechada para proyectos relacionados con el plantel, la cual tiene un área de 1680 m<sup>2</sup> donde se podría aprovechar parte o la totalidad del espacio para este proyecto como una

segunda alternativa si los techos no cumplieran con las condiciones mínimas para la instalación.

### **Análisis del calibre de cables, caída de voltaje e interruptores termomagnéticos principales**

Debido a la topología dispuesta para los paneles, se tienen 16 paneles de 13 módulos cada uno. En cada entrada del inversor, el cual cuenta con 8 entradas donde se conectarán dos paneles, que, según las especificaciones técnicas de los módulos y los cálculos realizados llevarán una corriente de 18.56 A, que, según el código eléctrico nacional para esta ampacidad, se puede utilizar un conductor # 12 AWG.

Debido a la distancia entre los edificios y el CCM se presentan problemas de caída de voltaje mayor a un 2 %, lo que lleva a utilizar un *software* en línea para el cálculo del nuevo calibre del conductor, que va desde los paneles hasta el CCM.

Se tiene una distancia de 165 m lineales y una caída de tensión de 6.3% desde el edificio de facturación hasta el CCM. Para disminuir la caída de tensión, se debe aumentar el calibre a un n.º 4, según las figuras 27 y 28.

Desde el gimnasio hasta el CCM, existe una distancia lineal de 91 m, aproximadamente como se muestra en la figura 29, y una caída de voltaje de 3.4 % que se muestra en la figura 30, por lo que se cambia el calibre del cable a un n.º 6 AWG y se aplica el mismo calibre al edificio de control de calidad, debido a que la distancia es 91 m lineales como lo muestra las figuras 31 y 32.

Para el cable de los paneles que se ubicarán en el techo del CCM, se conserva el calibre de cable n.º 12 AWG, porque es una distancia muy corta y la caída de tensión es de 1.6 %.

Para el conductor de la salida del inversor, el dato de máxima corriente a la salida es de 53 A, por lo que se aplican los factores para el cálculo del cable y se obtiene lo siguiente:

$$I_{m\acute{a}x\ out} = 53\ A \times 125\ \% \times 125\ \% = 82.82\ A \approx 83\ A$$

Para esta ampacidad, se aplica un conductor de calibre n.º 2 que tiene una caída de tensión de 1.29 %, y se instalará un interruptor termomagnético a la salida de los

inversores a 15 metros de distancia aproximadamente, de 3 x 90 A en espacios disponibles en el CCM.

Las salidas de los inversores llegan a un interruptor principal en el CCM de 3 x 200 A y de ahí parten en un conductor calibre 2/0 para llegar al medidor y retornar al CCM, recorriendo una distancia de 90 metros aproximadamente como se aprecia en la figura 33, para hacer la conexión en un punto situado entre el transformador entrada y la transferencia de la planta de emergencia. La caída de voltaje calculada para este calibre es de 1.94 %.

La tabla 7 contiene los datos necesarios requeridos para calcular la caída de tensión de los conductores de manera teórica utilizando las ecuaciones 7 y 8. Nótese que los valores calculados son muy similares a los calculados mediante el software en línea.

Todo el cableado será de tipo THHN y la mayor parte va por canalización subterránea existente.

### **Análisis de la generación mensual con el sistema fotovoltaico**

La tabla 8 muestra el comportamiento del consumo analizado mes a mes, durante el último año, con y sin el sistema de generación distribuida.

Las primeras tres columnas de la tabla 8 son los datos de consumo sin utilizar el sistema de generación distribuida. Las siguientes tres columnas son los datos del sistema de generación distribuida.

En la columna siete se observa el total de consumo en KWh/día, que será libre de costo, debido a que es la energía generada durante las horas sol pico y en la columna ocho es el mismo dato, pero calculado para un periodo mensual.

La columna nueve es el consumo del plantel fuera de las HSP, el cual fue generado, pero tiene un costo debido a la tarifa de acceso a la red mucho menor que la tarifa normal (¢28.3).

En el gráfico 1 se nota que en la mayoría de los meses no se llega a generar la totalidad del consumo, debido a que se trabajó con una cantidad menor de módulos. Esto para mantener los arreglos de paneles iguales y no sobrepasar la potencia de salida de los inversores.

## **Análisis financiero del proyecto**

Para realizar el análisis financiero, el estudio se basa en la facturación y el consumo de los últimos doce meses, los cuales se pueden observar en el anexo 1.

En la tabla 3 se puede observar el consumo y la facturación promedio del plantel de combustible, los cuales rondan en los 184 123.83 KWh mensuales, lo que representa un promedio de ₡24 115 298,33.

Se recalca que este tipo de proyectos se trabajan por medio de la modalidad “llave en mano”, por lo que en las cotizaciones no se presenta un desglose detallado de precios. Más bien, el representante entrega una propuesta que incluye todos los servicios hasta la puesta en marcha.

La propuesta de la empresa YUXTA ENERGY (Ver anexo 4) es del tipo “llave en mano” e incluye tramitología, diseño, instalación y mantenimiento por un año y el precio total del sistema es de \$87 640.00 e incluye los siguientes equipos y las especificaciones:

- 208 módulos fotovoltaicos marca Jinko Solar modelo PERC JKM370M-72-V.
- 2 inversores marca Huawei modelo SUN2000-40-KTL salida trifásica de 480 Voltio AC.
- Concentrador de datos eGauge Core.
- 1 transductor de corriente ML SCT-0750-150A.
- 1 transductor de corriente ML SCT-0400-75A.
- Costos de trámites e interconexión.
- 10 años de garantía en módulos solares.
- 5 años de garantía en los soportes de los módulos.
- 1 año de garantía en mano de obra y materiales.
- Mantenimiento y soporte de dos visitas el primer año gratis.
- Mantenimiento y soporte durante los años siguientes.

## **Determinación de ahorros y gastos**

Para efectos de trabajar con una sola moneda, se tomará el tipo de cambio vigente en el Banco Central de Costa Rica, que corresponde a ₡578.31. Por lo tanto, la inversión para el proyecto es de

$$\$87,640 \times \frac{\$578.31}{\$1} = \$50,683,088.40$$

Con un sistema instalado de generación distribuida, la factura energética bajaría un promedio de ¢1290, 429.52 y pasaría a ser de aproximadamente ¢23 675,288.37 en promedio, tal como se muestra en la siguiente tabla:

Año	Mes	Facturado sin generación distribuida	Facturado con generación distribuida	Costo energía faltante/excedente	Facturado demanda	Otros cargos	Total facturado sin generación distribuida	Total facturado con generación distribuida sin aplicar excedentes	Diferencia de factura mensual
2019	Mayo	¢6 660 160,86	¢ 4 009 470,56	¢ 1 182 768,39	¢14 830 258,15	¢3 025 355,99	¢24 515 775,00	¢ 22 857 025,33	¢ 1 658 749,67
	Abril	¢7 901 136,15	¢ 4 463 757,01	¢ 2 557 456,21	¢15 727 696,72	¢3 300 402,13	¢26 929 235,00	¢ 25 937 871,83	¢ 991 363,17
	Marzo	¢6 419 399,56	¢ 4 772 453,40	¢ 824 191,69	¢15 884 121,60	¢3 871 003,84	¢26 174 525,00	¢ 23 573 533,35	¢ 2 600 991,65
	Febrero	¢7 382 993,60	¢ 4 517 791,42	¢ 1 865 836,51	¢14 958 771,21	¢3 875 950,19	¢26 217 715,00	¢ 24 348 514,62	¢ 1 869 200,38
	Enero	¢6 982 544,13	¢ 4 517 791,42	¢ 722 130,91	¢15 199 769,98	¢3 097 770,89	¢25 280 085,00	¢ 23 328 455,90	¢ 1 951 629,10
2018	Diciembre	¢5 301 818,30	¢ 4 234 402,16	¢ 627 548,59	¢14 024 805,78	¢2 715 960,92	¢22 042 585,00	¢ 20 864 508,57	¢ 1 178 076,43
	Noviembre	¢5 441 258,08	¢ 3 844 272,01	¢ 208 569,30	¢14 478 242,30	¢2 792 779,62	¢22 710 280,00	¢ 21 169 468,08	¢ 1 540 811,92
	Octubre	¢3 511 798,99	¢ 4 053 722,22	¢ 1 687 260,48	¢14 176 396,78	¢1 946 119,23	¢19 634 315,00	¢ 20 831 638,07	¢ 1 197 323,07
	Setiembre	¢6 185 290,39	¢ 4 191 583,52	¢ 396 718,42	¢15 017 322,75	¢2 959 856,86	¢24 162 470,00	¢ 22 385 959,50	¢ 1 776 510,50
	Agosto	¢6 185 290,39	¢ 4 053 722,22	¢ 1 115 906,10	¢15 017 322,75	¢2 959 856,86	¢24 162 470,00	¢ 23 042 858,30	¢ 1 119 611,70
	Julio	¢6 305 411,39	¢ 3 964 874,98	¢ 1 958 833,73	¢15 504 446,46	¢2 908 792,15	¢24 718 650,00	¢ 24 445 531,94	¢ 273 118,06
Junio	¢5 829 726,40	¢ 3 798 415,37	¢ 1 236 181,68	¢14 198 550,46	¢2 807 189,14	¢22 835 475,00	¢ 21 965 060,29	¢ 870 414,71	
Promedio		¢ 6 175 568,94	¢ 4 201 854,69	¢ 1 198 625,17	¢ 14 917 975,41	¢ 3 021 753,99	¢ 24 115 296,33	¢ 22 895 868,82	¢ 1 219 429,52
sumatoria		¢ 74 106 827,24	¢ 50 422 256,30	¢ 14 383 502,00	¢179 015 704,94	¢ 36 261 047,82	¢ 289 383 580,00	¢ 274 750 425,80	¢ 15 852 583,72
# de paneles a instalar		208							
Costo por módulo		¢ 243 668,69							
Costo aproximado de la inversión		¢ 50 683 088,40							
Retorno por excedentes		-							
Factura anual		¢ 274 750 425,80							

Tabla 9 Tabla de análisis financiero sin y con sistema de generación distribuida.

Fuente: Propia.

Cabe destacar que este comportamiento no se dará todos los meses debido a que hay variantes de por medio como las HSP. Pero, en la mayoría de los meses del año, se dará una ganancia en la facturación que, a su vez, aportará un ahorro.

### Rentabilidad del proyecto y retorno de inversión

La empresa YUXTA ENERGY pone a disposición un plan de mantenimiento preventivo y correctivo que consiste en dos visitas del personal técnico al año. El costo de cada visita aumenta con cada año que pasa y esto afectará la rentabilidad del proyecto.

Se estima que por año el ajuste de las tarifas eléctricas sea de un 7 % y en la propuesta de la empresa se encuentra el dato de ingreso por escudo fiscal.

La vida útil de los equipos es módulos es de 25 años y la de los inversores es de 20 años; por lo tanto, estos últimos se deben cambiar al cabo del tiempo establecido. La eficiencia de los módulos disminuye en 0.7 % al año, según los datos del fabricante, pero por motivo de sombras, hojas y cualquier otro factor externo se estima en un 1 %.

La tabla 10 muestra los ahorros generados al implementar el sistema fotovoltaico. Se toman en cuenta los gastos por mantenimiento y, a su vez, se calculan los flujos netos y acumulados. También, se encuentra el tiempo de recuperación de la inversión el cual es de 9 años y 10 meses aproximadamente.

Año	Consumo	Generación	Factura sin sistema FV	Factura con sistema FV	Mantenimiento	Otros costos	Costo del sistema FV	Flujo neto	Flujo acumulado	Retorno de la inversión
0	2 209 486,00		€ 289 383 580,00	€ -	€ -		€ 50 683 088,40	€ 50 683 088,40	€ 50 683 088,40	
1	2 098 567,25	110 918,75	€ 289 383 580,00	€ 274 750 425,80	€ -			€ 14 633 154,20	€ 36 049 934,20	
2	2 098 567,25	108 145,79	€ 309 640 430,60	€ 293 982 955,60	€ 623 418,18			€ 15 900 900,25	€ 20 549 033,95	
3	2 101 340,21	107 369,35	€ 331 315 260,74	€ 314 561 762,50	€ 642 120,73			€ 16 418 428,28	€ 4 130 605,67	
4	2 102 116,65	106 592,92	€ 354 507 328,99	€ 336 581 085,87	€ 661 384,35			€ 17 388 455,83	€ 13 257 850,16	
5	2 102 893,08	106 038,33	€ 379 322 842,02	€ 360 141 761,88	€ 681 225,88			€ 18 413 836,94	€ 31 671 687,09	
6	2 103 447,67	105 261,90	€ 405 875 440,97	€ 385 351 685,21	€ 701 662,65			€ 19 497 567,96	€ 51 169 255,05	
7	2 104 224,10	104 485,47	€ 434 286 721,83	€ 412 326 303,18	€ 722 712,53			€ 20 642 793,53	€ 71 812 048,59	
8	2 105 000,53	103 709,04	€ 464 686 792,36	€ 441 189 144,40	€ 744 393,91			€ 21 852 812,60	€ 93 664 861,19	
9	2 105 776,96	102 932,60	€ 497 214 867,83	€ 472 072 384,51	€ 766 725,73			€ 23 131 084,65	€ 116 795 945,84	
10	2 106 553,40	102 156,17	€ 532 019 908,57	€ 505 117 451,43	€ 789 727,50			€ 24 481 236,00	€ 141 277 181,84	9,71 años
11	2 107 329,83	101 379,74	€ 569 261 302,17	€ 540 475 673,03	€ 813 419,32			€ 25 907 086,23	€ 167 184 248,08	
12	2 108 106,26	100 603,31	€ 609 109 593,33	€ 578 308 970,14	€ 837 821,90			€ 27 412 554,64	€ 194 596 802,72	
13	2 108 882,69	99 826,88	€ 651 747 264,86	€ 618 790 598,05	€ 863 066,56			€ 29 001 866,79	€ 223 598 669,51	
14	2 109 659,12	99 050,45	€ 697 369 573,40	€ 662 105 939,91	€ 888 845,26			€ 30 679 361,14	€ 254 278 030,65	
15	2 110 435,55	98 274,02	€ 746 185 443,54	€ 708 453 355,70	€ 915 510,61			€ 32 449 595,54	€ 286 727 626,18	
16	2 111 211,98	97 497,59	€ 798 418 424,59	€ 758 045 090,60	€ 942 975,93			€ 34 317 333,88	€ 321 044 960,07	
17	2 111 988,41	96 721,15	€ 854 307 714,31	€ 811 108 246,95	€ 971 265,21			€ 36 287 562,58	€ 357 332 512,65	
18	2 112 764,85	95 944,72	€ 914 109 254,31	€ 867 885 824,23	€ 1 000 403,17			€ 38 365 446,96	€ 395 697 959,61	
19	2 113 541,28	95 168,29	€ 978 096 902,11	€ 928 637 831,93	€ 1 030 415,26			€ 40 556 437,55	€ 436 254 397,16	
20	2 114 317,71	94 391,86	€ 1 046 563 685,26	€ 993 642 480,16	€ 1 061 327,72	€ 4 163 832,00		€ 42 866 176,13	€ 474 956 741,29	
21	2 115 094,14	93 615,43	€ 1 119 823 143,22	€ 1 063 197 453,77	€ 1 093 167,55			€ 45 300 551,56	€ 520 257 292,85	
22	2 115 870,57	92 839,00	€ 1 198 210 763,25	€ 1 137 621 275,54	€ 1 125 962,58			€ 48 471 590,17	€ 568 728 883,01	
23	2 116 647,00	92 062,57	€ 1 282 085 516,68	€ 1 217 254 764,83	€ 1 159 741,46			€ 51 864 601,48	€ 620 593 484,50	
24	2 117 423,43	91 175,22	€ 1 371 831 502,85	€ 1 302 462 598,36	€ 1 194 533,70			€ 55 495 123,58	€ 676 088 608,08	
25	2 118 310,78	90 398,79	€ 1 467 859 708,04	€ 1 393 634 980,25	€ 1 230 369,71			€ 59 379 782,24	€ 735 468 390,32	
								<b>TIR</b>	<b>35%</b>	
								<b>VAN</b>	<b>€52 190 361,68</b>	

Tipo de cambio 578,31

Tabla 10 Recuperación de ahorros, flujos neto y acumulado y retorno de inversión.

Fuente: Propia.

### Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR)

Para calcular la tasa interna de retorno, se utiliza la ecuación 11 y con los flujos netos de la tabla 10 se tiene

$$0 = \sum_{t=1}^n \left( \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} \right) - I_0$$

$$= \frac{€14,663,154.20}{(1 + TIR)^1} + \frac{€15,500,900.25}{(1 + TIR)^2} + \frac{€18,770,643.53}{(1 + TIR)^3}$$

$$+ \frac{€16,418,428.28}{(1 + TIR)^4} + \frac{€17,388,455.83}{(1 + TIR)^5} + \frac{€18,413,836.94}{(1 + TIR)^6}$$

$$+ \frac{€19,497,567.96}{(1 + TIR)^7} + \frac{€20,642,793.53}{(1 + TIR)^8} + \frac{€21,852,812.60}{(1 + TIR)^9}$$

$$+ \frac{€23,131,084.65}{(1 + TIR)^{10}} + \dots + \frac{€59,379,782.24}{(1 + TIR)^{25}} - €50,683,088.40$$

TIR = 35%

La Refinadora Costarricense de Petróleo utiliza un sistema de financiamiento mediante venta de bonos de inversión y para los proyectos utiliza una tasa de descuento del 12 % como lo estipula MIDEPLAN en la “Guía Metodológica General para la identificación, formulación y evaluación de proyectos de inversión pública Costa Rica”.

Para el estudio financiero, ambos indicadores son positivos, puesto que el VAN está resultando un valor positivo y el TIR está por encima del 12 %, que se ingresó como tasa de interés.

### **Cálculo del Valor Actual Neto (VAN)**

Para el obtener el VAN, se utilizan los valores de flujo de caja y se sustituyen en la ecuación 10 de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 0 &= \sum_{t=1}^n \left( \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} \right) - I_0 \\
 &= \frac{\text{¢}14,663,154.20}{(1 + k)^1} + \frac{\text{¢}15,500,900.25}{(1 + k)^2} + \frac{\text{¢}18,770,643.53}{(1 + k)^3} \\
 &+ \frac{\text{¢}16,418,428.28}{(1 + k)^4} + \frac{\text{¢}17,388,455.83}{(1 + k)^5} + \frac{\text{¢}18,413,836.94}{(1 + k)^6} \\
 &+ \frac{\text{¢}19,497,567.96}{(1 + k)^7} + \frac{\text{¢}20,642,793.53}{(1 + k)^8} + \frac{\text{¢}21,852,812.60}{(1 + k)^9} \\
 &+ \frac{\text{¢}23,131,084.65}{(1 + k)^{10}} - \text{¢}50,683,088.40
 \end{aligned}$$

$$VAN = \text{¢}52,190,361.68$$

El tiempo estimado para la recuperación de la inversión es de 9 años y 8 meses.

### **Cálculo del punto de mayor rentabilidad del diseño**

En el libro de Excel se creó para calcular todos los datos necesarios, de manera que al ingresar el número de módulos, obtenemos valores de consumo con y sin generación distribuida, tanto financiera como operativamente, lo que permite tener dos perspectivas distintas de la rentabilidad del diseño.

Se parte de estos cálculos para encontrar el diseño que ofrezca un mejor rendimiento económico al analizar las variables de valor actual neto y la tasa interna de retorno.

Cabe destacar que para realizar estos cálculos se partió del supuesto que la demanda es la misma que en la facturación actual e incluyendo los costos fijos tales como alumbrado público, los impuestos de ley y los de la Cruz Roja Costarricense.

También, se incluyen los costos de inversión estimada en colones por módulo, mediante propuestas hechas por empresas que se dedican y están en el mercado de la energía solar.

Por medio del método de prueba y error, se encontró la mayor rentabilidad con un diseño de 231 módulos y una recuperación de la inversión de 6 años y 3 meses. En este punto, se obtendrá la mayor tasa interna de retorno y el valor presente neto para el tiempo en que se retorna la inversión más rápido. Mayor a esa cantidad de módulos, los indicadores empiezan a evidenciar un comportamiento decreciente. La tabla siguiente muestra los valores analizados:

Facturado con generación distribuida	Costo energía faltante/excedente	Facturado demanda	Otros cargos	Total facturado sin generación distribuida	HSP	Total facturado con generación distribuida sin aplicar excedentes	Diferencia de factura mensual
€ 4 452 825,48	€ 180 537,53	€14 830 258,15	€3 025 355,99	€24 515 775,00	4,25	€ 22 021 488,10	€ 2 494 286,90
€ 4 957 345,53	€ 510 719,42	€15 727 696,72	€3 300 402,13	€26 929 235,00	4,89	€ 24 182 814,29	€ 2 746 420,71
€ 5 300 176,62	€ 1 503 663,64	€15 884 121,60	€3 871 003,84	€26 174 525,00	5,36	€ 24 169 860,58	€ 2 004 664,42
€ 5 017 354,89	€ 64 930,31	€14 958 771,21	€3 875 950,19	€26 217 715,00	4,97	€ 22 804 626,10	€ 3 413 088,90
€ 5 017 354,89	€ 411 322,31	€15 199 769,98	€3 097 770,89	€25 280 085,00	4,97	€ 23 076 954,71	€ 2 203 130,29
€ 4 702 629,32	€ 1 205 606,81	€14 024 805,78	€2 715 960,92	€22 042 585,00	4,56	€ 21 393 605,26	€ 648 979,74
€ 4 269 359,79	€ 447 702,63	€14 476 242,30	€2 792 779,62	€22 710 280,00	4,03	€ 21 414 133,96	€ 1 296 146,04
€ 4 501 970,35	€ 2 233 626,92	€14 176 396,78	€1 946 119,23	€19 634 315,00	4,31	€ 21 338 158,46	€ 1 703 843,46
€ 4 655 075,93	€ 450 298,82	€15 017 322,75	€2 959 856,86	€24 162 470,00	4,5	€ 22 461 414,11	€ 1 701 055,89
€ 4 501 970,35	€ 208 394,02	€15 017 322,75	€2 959 856,86	€24 162 470,00	4,31	€ 22 288 404,80	€ 1 874 065,20
€ 4 403 298,65	€ 205 185,85	€15 504 446,46	€2 908 792,15	€24 718 650,00	4,19	€ 22 959 215,59	€ 1 759 434,41
€ 4 218 432,46	€ 128 865,55	€14 198 550,46	€2 807 199,14	€22 835 475,00	3,97	€ 21 042 794,30	€ 1 792 680,70
<b>€ 4 666 482,85</b>	<b>€ 629 237,82</b>	<b>€ 14 917 975,41</b>	<b>€ 3 021 753,99</b>	<b>€ 24 115 298,33</b>	<b>4,53</b>	<b>€ 22 429 455,85</b>	<b>€ 1 685 842,48</b>
<b>€ 55 997 794,25</b>	<b>€ 7 550 853,80</b>	<b>€179 015 704,94</b>	<b>€ 36 261 047,82</b>	<b>€ 289 383 580,00</b>		<b>€ 269 153 470,25</b>	<b>€ 21 915 952,23</b>

Año	Mes	Facturado sin generación distribuida	KWh/mes con generación distribuida	Generación	KWh/día con generación distribuida	KWh generados	KWh generado sin costo	KWh/mes generado sin costo	KWh/mes con generación distribuida fuera de HSP	KWh/mes generado a facturar
2019	Mayo	€6 660 160,86	191202,42	6379,42	6373,41	265,56	1 128,63	33 858,76	157 343,66	123 484,89
	Abril	€7 901 136,15	219995,25	0,00	7333,18	305,55	1 494,13	44 824,03	175 171,22	130 347,19
	Marzo	€6 419 399,56	241139,99	53132,99	8038,00	334,92	1 795,15	53 854,60	187 285,39	133 430,79
	Febrero	€7 382 993,60	223594,36	2294,36	7453,15	310,55	1 543,42	46 302,66	177 291,69	130 989,03
2018	Enero	€6 982 544,13	223594,36	14534,36	7453,15	310,55	1 543,42	46 302,66	177 291,69	130 989,03
	Diciembre	€5 301 818,30	205148,95	42600,95	6838,30	284,93	1 299,28	38 978,30	166 170,65	127 192,35
	Noviembre	€5 441 258,08	181304,88	15819,88	6043,50	251,81	1 014,80	30 444,11	150 860,77	120 416,66
	Octubre	€3 511 798,99	193901,75	78926,75	6463,39	269,31	1 160,72	34 821,52	159 080,22	124 258,70
	Setiembre	€6 185 290,39	202449,62	15911,62	6748,32	281,18	1 265,31	37 959,30	164 490,32	126 531,01
	Agosto	€6 185 290,39	193901,75	7363,75	6463,39	269,31	1 160,72	34 821,52	159 080,22	124 258,70
	Julio	€6 305 411,39	188503,09	0,00	6283,44	261,81	1 096,98	32 909,50	155 593,59	122 684,09
Junio	€5 829 725,40	178605,55	4553,55	5953,52	248,06	984,81	29 544,34	149 061,22	119 516,88	
Promedio		€ 6 175 568,94	203 611,83	20 126,47	6 787,06	282,79	1 290,61	38 718,44	164 893,39	126 174,94
sumatoria		€ 74 106 827,24	2 443 341,96	241 517,62	81 444,73	3676,32	15 487,38	464 621,31	1 978 720,64	1 514 099,33
# de paneles a instalar		231								
Costo por módulo	€	243 668,69								
Costo aproximado de la inversión	€	56 287 468,37								
Retorno por excedentes	€	3 208 503,75								
Factura anual	€	265 944 966,50								

Tabla 11 Cálculos de consumo y financiero para un sistema fotovoltaico de 231 módulos.

Fuente: Propia.

Año	Consumo	Generación	Factura sin sistema FV	Factura con sistema FV	Mantenimiento	Otros costos	Costo del sistema FV	Flujo neto	Flujo acumulado	Retorno de la inversión
0	2 209 486,00		€ 289 383 580,00	€ -	€ -		€ 56 287 468,37	€ 56 287 468,37	€ 56 287 468,37	6 años y 3 meses
1	1 967 968,38	241 517,62	€ 289 383 580,00	€ 265 944 966,50	€ -			€ 23 438 613,50	€ 32 848 854,87	
2	1 967 968,38	235 479,68	€ 309 640 430,00	€ 284 561 114,15	€ 623 418,18			€ 24 828 523,28	€ 8 020 331,58	
3	1 974 006,32	233 789,05	€ 331 315 260,74	€ 304 480 392,14	€ 642 120,73			€ 26 298 171,23	€ 18 277 839,64	
4	1 975 696,95	232 098,43	€ 354 507 328,99	€ 325 794 019,59	€ 661 384,35			€ 27 851 910,12	€ 46 129 749,76	
5	1 977 387,57	230 890,84	€ 379 322 842,02	€ 348 599 600,97	€ 681 225,88			€ 29 494 311,42	€ 75 624 061,18	
6	1 978 595,16	229 200,22	€ 405 675 440,97	€ 373 001 573,03	€ 701 662,65			€ 31 230 174,54	€ 106 854 235,71	
7	1 980 285,78	227 509,59	€ 434 286 721,83	€ 399 111 683,15	€ 722 712,53			€ 33 064 536,37	€ 139 918 772,08	
8	1 981 976,41	225 818,97	€ 464 686 792,36	€ 427 049 500,97	€ 744 393,91			€ 35 002 681,00	€ 174 921 453,07	
9	1 983 667,03	224 128,35	€ 497 214 867,83	€ 456 942 966,03	€ 766 725,73			€ 37 050 149,65	€ 211 971 602,72	
10	1 985 357,65	222 437,72	€ 532 019 908,57	€ 488 928 973,66	€ 789 727,50			€ 39 212 750,78	€ 251 184 353,50	
11	1 987 048,28	220 747,10	€ 569 261 302,17	€ 523 154 001,81	€ 813 419,32			€ 41 496 570,33	€ 292 680 923,82	
12	1 988 738,90	219 056,48	€ 609 109 593,33	€ 559 774 781,94	€ 837 821,90			€ 43 907 982,14	€ 336 588 905,96	
13	1 990 429,52	217 365,85	€ 651 747 264,86	€ 598 959 016,67	€ 862 956,56			€ 46 453 658,40	€ 383 042 564,36	
14	1 992 120,15	215 675,23	€ 697 369 573,40	€ 640 886 147,84	€ 888 845,26			€ 49 140 580,24	€ 432 183 144,60	
15	1 993 810,77	213 984,61	€ 746 185 443,54	€ 685 748 178,19	€ 915 510,61			€ 51 976 048,20	€ 484 159 192,80	
16	1 995 501,39	212 293,98	€ 798 418 424,59	€ 733 750 550,66	€ 942 975,93			€ 54 967 692,83	€ 539 126 885,63	
17	1 997 192,02	210 603,36	€ 854 307 714,31	€ 785 113 089,21	€ 971 285,21			€ 58 123 485,08	€ 597 250 370,71	
18	1 998 882,64	208 912,74	€ 914 109 254,31	€ 840 071 005,46	€ 1 000 403,17			€ 61 451 746,55	€ 658 702 117,26	
19	2 000 573,26	207 222,11	€ 978 096 902,11	€ 898 875 975,84	€ 1 030 415,26			€ 64 961 159,54	€ 723 663 276,80	
20	2 002 263,89	205 531,49	€ 1 046 563 685,26	€ 961 797 294,15	€ 1 061 327,72	€ 4 163 832,00		€ 68 660 776,80	€ 788 160 221,60	
21	2 003 954,51	203 840,87	€ 1 119 823 143,22	€ 1 029 123 104,74	€ 1 093 167,55			€ 72 560 030,79	€ 860 720 252,39	
22	2 005 645,13	202 150,24	€ 1 198 210 763,25	€ 1 101 161 722,07	€ 1 125 962,58			€ 77 639 232,95	€ 938 359 485,34	
23	2 007 335,76	200 459,62	€ 1 282 085 516,68	€ 1 178 243 042,61	€ 1 159 741,46			€ 83 073 979,25	€ 1 021 433 464,59	
24	2 009 026,38	198 527,48	€ 1 371 831 502,85	€ 1 260 720 055,59	€ 1 194 533,70			€ 88 889 157,80	€ 1 110 322 622,39	
25	2 010 958,52	196 836,86	€ 1 467 859 708,04	€ 1 348 970 459,49	€ 1 230 369,71			€ 95 111 398,85	€ 1 205 434 021,24	
								TIR	48%	
								VAN	€53 409 965,82	

Tipo de cambio 578,31

Tabla 12 Cálculos de TIR y VAN para un sistema de 231 módulos.

Fuente: Propia.

## CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Este capítulo muestra las conclusiones y las recomendaciones obtenidas en el desarrollo de la investigación. Al haber llevado a cabo el proceso de análisis de los resultados, se desprenden las siguientes conclusiones:

### Conclusiones

- Por medio del Departamento de Servicios Generales de la empresa, se logró recopilar la información de la facturación de la empresa de los últimos doce meses y con esto obtener un promedio de la facturación mensual del consumo que es de 184 123.83 KWh.

El espacio disponible para la instalación de los módulos fotovoltaicos es cercano a los 642 m<sup>2</sup> y para la instalación de los 208 módulos se necesitan 406 m<sup>2</sup> únicamente.

Mediante el promedio de consumo mensual y el espacio disponible para la colocación de módulos fotovoltaicos, se concluye que es posible generar la totalidad de la carga mensual requerida por el plantel.

- Con la ayuda de la información de la radiación del lugar proporcionada por el Instituto Meteorológico Nacional y las fichas técnicas de los equipos cotizados, se puede realizar el cálculo de la cantidad de módulos, la potencia de los inversores y los otros equipos requeridos para el proyecto.

En los cálculos de las cotizaciones solicitadas, se divide la carga promedio entre la potencia del módulo. En este caso, corresponde a 255.73 KWh/0.37 KW y se calcula con base en este resultado (ver cotizaciones en el anexo 4).

Por lo tanto, para las cotizaciones se debe aplicar los factores de corrección por temperatura, las pérdidas adicionales del sistema, la eficiencia del inversor, y las HSP a la hora de calcular. El no aplicar lo anterior aumenta considerablemente el número de módulos requeridos para el diseño del sistema fotovoltaico y, por ende, se incrementa el precio.

- Según los datos de diseño, se necesita un área de 406 m<sup>2</sup> y se requiere generar un estimado de 184 123.83 KWh, lo que significan 453.51 KWh/m<sup>2</sup> mensuales.

Al contar con un área disponible de 642 m<sup>2</sup> e instalando todo el espacio disponible con módulos solares, se podría generar un total de 291 153.42 KWh, sin tomar en

cuenta la plaza y los otros techos disponibles, los cuales eventualmente se podrían utilizar para una futura ampliación.

Por lo tanto, se concluye que el sistema fotovoltaico podría ampliarse hasta un 160 %, según el crecimiento futuro de la carga total del plantel utilizando solo el espacio calculado para este diseño.

- El tercer antecedente de esta investigación es una tesis titulada “Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red para la radiobase celular de aeropuerto Daniel Oduber”, que se ubica en la zona de Liberia, Guanacaste, donde la radiación promedio es de 5.95 KWh/m<sup>2</sup> al mes en promedio, lo cual representa un valor mayor al promedio de 4.53 KWh/m<sup>2</sup> presente en La Garita de Alajuela.

Se concluye que para un lugar con menor radiación se requiere mayor cantidad de módulos fotovoltaicos, lo que implica también aumentar el área de instalación de módulos para suplir la demanda total.

- Al realizar los cálculos financieros, se encuentra una tasa interna de retorno del 35 % para una vida útil de los módulos de 25 años y un valor actual neto de ₡52 190 361.68, lo que permite una recuperación de la inversión de ₡50 683 088.40 en un tiempo 9 años y 8 meses aproximadamente. La tasa de descuento es del 12 % que establece MIDEPLAN para los proyectos de inversión pública.

Al realizar los cálculos aumentando el número de módulos, se encuentra que 231 representan una tasa interna de retorno de un 48 % para una vida útil de 25 años y el valor actual neto es de ₡68 366 682.90 que permite recuperar una inversión de ₡56 287 468.37 en un periodo de 6 años y 9 meses aproximadamente. Luego de 231 módulos, los índices financieros empiezan a decrecer debido a que la inversión aumenta más que los flujos netos (ahorros).

Por tanto lo tanto, se determina que la instalación de un mayor número de módulos representa un crecimiento de la inversión pero no así un aumento significativo de los de los flujos netos o ahorros, debido a que la normativa de generación distribuida solo devuelve el 49 % de los excedentes generado.

## Recomendaciones

- Se recomienda, antes de iniciar un proyecto de este tipo, recopilar e investigar información sobre el tema de paneles solares y su normativa para llevar a cabo una propuesta viable y satisfactoria, que cumpla con las demandas requeridas de la carga instalada y sea eficiente en términos técnicos.
- Se deben tomar en cuenta la normativa y las leyes que regulan la generación distribuida en Costa Rica, las cuales podrían tener cláusulas o reglamentos que afecten los cálculos y que tornen el proyecto ineficiente e inviable.
- Antes de solicitar cotizaciones, se debe tener información a mano de la facturación del lugar y además los aspectos técnicos voltaje de la acometida, número de fases y tipos de carga por alimentar para facilitar los trámites correspondientes y tener información precisa para el dimensionamiento del proyecto que realiza la empresa que cotiza.
- Es recomendable considerar y administrar los espacios entre los módulos, esto para velar por la seguridad del personal a cargo del mantenimiento de los equipos y las reparaciones del sistema, además de utilizar los calibres adecuados de cable para evitar posibles fallas o accidentes.
- Es recomendable realizar un estudio financiero para determinar la viabilidad del proyecto por implementar para el análisis de variables como el TIR y el VAN que vislumbran un panorama económico para determinar la factibilidad y realizar inversiones de bajo o riesgo nulo.
- Se recomienda aumentar el número de módulos a 232 y aumentar la capacidad de los inversores a 100 KW. Para este número de módulos, se encontró el punto más rentable y óptimo del sistema al analizar las variables con herramientas financieras y determinando un retorno de inversión más rápida y mejor rentabilidad a futuro.

## Referencias

- Economipedia (s.f.). Tasa Interna de Retorno. Recuperado de:  
<https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>
- Hurtado, J. (2008). La investigación proyectiva. [Documento en línea]  
<http://investigacionholistica.blogspot.com/2008/02/la-investigacin-proyectiva.html>  
[Consulta: 2018, Octubre]
- KNIER, G. (s.f.). ¿Cómo Funcionan las Celdas fotovoltaicas? [Documento en línea].  
Disponible:  
<http://juan.aguarondeblas.es/CIE Experimentando con la Ciencia/rsc/FotoVoltaica2.pdf> [Consulta: 2018, Octubre]
- La Gaceta, 8 de abril de 2014, acuerdo 19-01-2014
- Maranto, M., González, E. (2015). Fuentes de información. [Documento en línea]  
<http://repository.uaeh.edu.mx/bitstream/bitstream/handle/123456789/16700/LECT132.pdf> [Consulta: 2018, Octubre]
- Molina, D. (2016). Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red para la radio base celular del aeropuerto Daniel Oduber (Ingeniería en Electromecánica).  
Universidad Internacional de las Américas.
- Solar Energy International (2015). FOTOVOLTAICA Manual de diseño e instalación.
- TextosCientificos.com (s.f.). ¿Cómo se hacen las celdas solares? Recuperado de:  
<https://www.textoscientificos.com/energia/celulas>
- TextosCientificos.com (s.f.). Los orígenes de las celdas solares. Recuperado de:  
<https://www.textoscientificos.com/energia/celulas>
- Wikipedia. (s.f.). Investigación Cuantitativa. Recuperado de:  
[https://es.wikipedia.org/wiki/Investigaci%C3%B3n\\_cuantitativa](https://es.wikipedia.org/wiki/Investigaci%C3%B3n_cuantitativa)
- Wikipedia (s.f.). Ley de Ohm. Recuperado de:  
[https://es.wikipedia.org/wiki/Ley\\_de\\_Ohm](https://es.wikipedia.org/wiki/Ley_de_Ohm)
- Wikipedia (s.f.). Potencia. Recuperado de:  
[https://es.wikipedia.org/wiki/Potencia\\_\(f%C3%ADsica\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Potencia_(f%C3%ADsica))

Wikipedia. (s.f.). Tasa Interna de Retorno. Recuperado de:  
[https://es.wikipedia.org/wiki/Tasa\\_interna\\_de\\_retorno](https://es.wikipedia.org/wiki/Tasa_interna_de_retorno)

Wikipedia. (s.f.). Valor Actual Neto. Recuperado de:  
[https://es.wikipedia.org/wiki/Valor\\_actual\\_neto](https://es.wikipedia.org/wiki/Valor_actual_neto)

Zapata, S. y Arenas, A. (2011). Libro interactivo sobre Energía Solar y sus Aplicaciones, especialidad de tecnología eléctrica (tesis de tecnología eléctrica). Universidad Tecnológica de Pereira.

## **Anexos**

**Anexo 1 Facturación mensual del plantel de los últimos 12 meses**



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD  
Cédula Jurídica: 4-000042139

COMPROBANTE DEL CLIENTE

NISE  
7338

NOMBRE: REFINADORA COSTARRICENSE DE PETROLEO S.A.  
DIRECCION: AGENCIA: FAX 233-0056 CUSTODIA SABANA  
AG CORP SABANA NORTE

ENERGIA (KWH)

MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	CONSUMO KWH	TARIFA
1341514	0	0	244.8	225461	T-MT

PERIODO FACTURADO	CICLO	DIAS FACTURADOS	FACTOR DE CARGA	SECTOR	ROUTA
15-MAR/16-ABR	5	32	0.44		4

MAXIMA DEMANDA (KW)

LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	DEMANDA REGISTRADA	DEMANDA FACTURADA
0.000	0.000	244.80	660.47	660.47

FACTOR DE POTENCIA (%)

MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	CONSTANTE	CONSUMO KVA	FACTOR DE POTENCIA	FP PERMITIDO
1341514	0.000	244.80	0.00	0.97	0.90

HISTORICO DE CONSUMO

MES	AÑO	ENERGIA PUNTA	ENERGIA VALLE	ENERGIA NOCHE	DEMANDA PICO	DEMANDA VALLE	DEMANDA NOCHE
5	2018	46,022	82,008	57,772	664.14	674.91	371.11
6	2018	46,207	83,784	47,001	694.49	623.90	393.88
7	2018	50,184	84,456	56,059	656.55	665.36	484.21
8	2018	49,205	85,435	51,898	686.17	695.48	484.46
9	2018	49,327	85,027	53,733	667.44	659.01	473.27
10	2018	26,071	46,431	42,473	650.68	660.72	462.67
11	2018	44,309	74,909	46,267	682.75	722.65	376.99
12	2018	42,840	72,706	47,002	665.61	656.06	424.73
1	2019	55,325	93,514	60,221	687.15	685.93	506.98
2	2019	55,080	90,410	67,810	687.15	677.61	397.07
3	2019	49,450	84,211	54,346	701.35	678.59	548.84
4	2019	58,997	100,368	66,096	653.37	660.47	563.53
5	2019	47,215	81,362	52,703	677.75	673.38	459.24

FACTURACION

El cliente no tiene pendientes

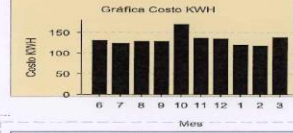
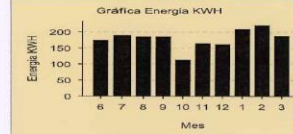
CODIGO	DETALLE	IMPORTE
5	IMPUESTO DE VENTAS	¢ 3,071,748.27 (+)
21	REDONDEO	¢ 2.48 (+)
35	IMP BOMBEROS	¢ 1,073.25 (+)
100	MONTO ENERGIA	¢ 7,901,136.15 (+)
101	MONTO DEMANDA	¢ 15,727,686.72 (+)
102	MONTO ALUMBRADO	¢ 227,578.13 (+)

Costo Variable de Combustible: ¢ 536,735.34

MES AL COBRO	VENCIMIENTO	TOTAL A PAGAR	Depósito de Garantía
ABRIL 2019	10/MAY/2019	¢ 715,692.40	¢ 26,929,235.00

Si cancela posterior al vencimiento se incluirá en la próxima facturación un cargo. Autorizado mediante oficio número 11-97 del 12 de agosto de 1997

F-64-0079  
NUMERO DE FACTURA  
19049331651  
NUMERO DE CLIENTE  
3101007749  
LOCALIZACION  
954191400828



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD  
NISE: 7338  
LOCALIZACION  
954191400828  
MES AL COBRO  
ABRIL 2019  
NUMERO DE CLIENTE  
3101007749  
SUBTOTAL POR PAGAR  
¢ 23,856,413.48  
IMPUESTO DE VENTAS  
¢ 3,071,748.27  
IMPUESTO BOMBEROS  
¢ 1,073.25  
TOTAL POR PAGAR  
¢ 26,929,235.00  
VENCIMIENTO  
10/MAY/2019  
NUMERO DE FACTURA  
19049331651  
SELLO DE CANCELACION AL DORSO



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD  
Cédula Jurídica: 4-000042139

COMPROBANTE DEL CLIENTE

NISE  
7338

NOMBRE: REFINADORA COSTARRICENSE DE PETROLEO S.A.  
DIRECCION: AGENCIA: FAX 233-0056 CUSTODIA SABANA  
AG CORP SABANA NORTE

ENERGIA (KWH)

MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	CONSUMO KWH	TARIFA
1341514	0	0	244.8	186538	T-MT

PERIODO FACTURADO	CICLO	DIAS FACTURADOS	FACTOR DE CARGA	SECTOR	ROUTA
16-JUL/16-AGO	5	31	0.36		4

MAXIMA DEMANDA (KW)

LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	DEMANDA REGISTRADA	DEMANDA FACTURADA
0.000	0.000	244.80	695.48	695.48

FACTOR DE POTENCIA (%)

MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	CONSTANTE	CONSUMO KVA	FACTOR DE POTENCIA	FP PERMITIDO
1341514	0.000	244.80	0.00	0.98	0.90

HISTORICO DE CONSUMO

MES	AÑO	ENERGIA PUNTA	ENERGIA VALLE	ENERGIA NOCHE	DEMANDA PICO	DEMANDA VALLE	DEMANDA NOCHE
9	2017	40,881	69,033	50,184	684.95	693.72	467.32
10	2017	35,005	60,465	36,475	618.36	611.25	290.08
11	2017	49,939	80,294	59,976	667.55	639.17	495.47
12	2017	42,105	72,705	48,225	597.55	661.69	378.95
1	2018	53,858	88,617	66,585	714.81	673.93	460.54
2	2018	48,960	86,159	53,611	629.38	652.91	514.32
3	2018	49,449	82,008	49,694	610.77	614.93	552.02
4	2018	54,835	95,472	59,976	692.53	683.48	553.98
5	2018	46,022	82,008	57,772	664.14	674.91	371.11
6	2018	46,267	80,784	47,001	694.49	623.90	393.88
7	2018	50,184	84,456	56,059	656.55	665.36	484.21
8	2018	49,205	85,435	51,898	686.17	695.48	484.46
9	2018	46,838	80,334	53,162	653.57	649.51	445.85

FACTURACION

PENDIENTES: 2 recibo(s), si ya cancelo omita este

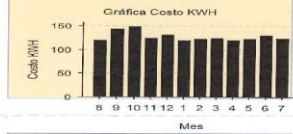
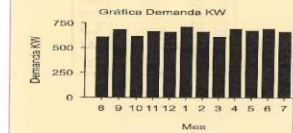
CODIGO	DETALLE	IMPORTE
5	IMPUESTO DE VENTAS	¢ 2,756,339.71 (+)
21	REDONDEO	¢ 1.70 (+)
35	IMP BOMBEROS	¢ 1,015.45 (+)
100	MONTO ENERGIA	¢ 6,185,290.39 (+)
101	MONTO DEMANDA	¢ 15,017,322.75 (+)
102	MONTO ALUMBRADO	¢ 202,500.00 (+)

Costo Variable de Combustible: ¢ 136,999.61

MES AL COBRO	VENCIMIENTO	TOTAL A PAGAR	Depósito de Garantía
AGOSTO 2018	10/SET/2018	¢ 642,153.45	¢ 24,162,470.00

Si cancela posterior al vencimiento se incluirá en la próxima facturación un cargo. Autorizado mediante oficio número 11-97 del 12 de agosto de 1997

F-64-0079  
NUMERO DE FACTURA  
18089275773  
NUMERO DE CLIENTE  
3101007749  
LOCALIZACION  
954191400828



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD  
NISE: 7338  
LOCALIZACION  
954191400828  
MES AL COBRO  
AGOSTO 2018  
NUMERO DE CLIENTE  
3101007749  
SUBTOTAL POR PAGAR  
¢ 21,405,114.84  
IMPUESTO DE VENTAS  
¢ 2,756,339.71  
IMPUESTO BOMBEROS  
¢ 1,015.45  
TOTAL POR PAGAR  
¢ 24,162,470.00  
VENCIMIENTO  
10/SET/2018  
NUMERO DE FACTURA  
18089275773  
SELLO DE CANCELACION AL DORSO



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD  
Cédula Jurídica: 4-00042139  
**COMPROBANTE DEL CLIENTE**

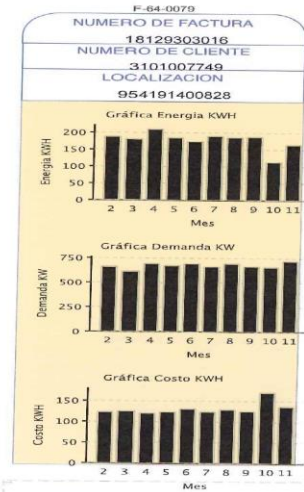
**NISE**  
7338

NOMBRE: REFINADORA COSTARRICENSE DE PETROLEO S.A  
DIRECCION: FAX 233-0056 CUSTODIA SABANA  
AGENCIA: 95 - BARRIO SAN JOSE Telefono: 20029064

ENERGIA (KWH)							
MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	CONSUMO KWH	TARIFA		
1341514	0	0	244.8	162548	T-MT		
PERIODO FACTURADO							
15-NOV/14-DIC		5	29	0.35	4		
MAXIMA DEMANDA (KW)							
LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	DEMANDA REGISTRADA	DEMANDA FACTURADA			
0.000	0.000	244.80	665.61	665.61			
FACTOR DE POTENCIA (%)							
MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	CONSTANTE	CONSUMO KVA	FACTOR DE POTENCIA	F.P PERMITIDO		
1341514	0.000	244.80	681.28	0.97	0.90		
HISTORICO DE CONSUMO							
MES	AÑO	ENERGIA PUNTA	ENERGIA VALLE	ENERGIA NOCHE	DEMANDA PICO	DEMANDA VALLE	DEMANDA NOCHE
1	2018	53,856	88,617	66,585	714.81	673.93	480.54
2	2018	48,960	86,169	53,611	629.38	662.91	514.32
3	2018	49,449	82,008	49,694	610.77	614.93	552.02
4	2018	54,835	95,472	59,976	692.53	683.48	553.98
5	2018	46,022	82,008	57,772	664.14	674.91	371.11
6	2018	46,267	80,784	47,001	694.49	623.50	393.88
7	2018	50,184	84,456	56,059	656.55	665.36	484.21
8	2018	49,205	85,435	51,898	686.17	695.48	494.46
9	2018	49,327	85,027	53,733	667.44	659.61	473.27
10	2018	26,071	46,431	42,473	650.68	660.72	462.67
11	2018	44,309	74,909	46,267	682.75	722.65	376.99
12	2018	42,840	72,706	47,002	665.61	656.06	424.73
1	2019	45,420	81,096	52,009	665.71	668.22	468.72

FACTURACION			El cliente no tiene pendientes	
CODIGO	DETALLE	IMPORTE		
5	IMPUESTO DE VENTAS	\$ 2,512,461.13	(+)	
21	REDONDEO	\$ 0.89	(+)	
35	IMP BOMBEROS	\$ 998.90	(+)	
100	MONTO ENERGIA	\$ 5,301,618.30	(+)	
101	MONTO DEMANDA	\$ 14,024,805.78	(+)	
102	MONTO ALUMBRADO	\$ 202,500.00	(+)	
Costo Variable de Combustible:			\$ -126,511.83	
MES AL COBRO			DICIEMBRE 2018	
VENCIMIENTO			14/ENE/2019	
TOTAL A PAGAR			\$ 22,042,585.00	
Deposito de Garantia			\$ 0.00	
Si cancela posterior al vencimiento se incluirá en la próxima facturación un cargo			\$ 585,873.75	

IMPRESO EN GEDI/ICE Autorizado mediante oficio número 11-97 del 12 de agosto de 1997



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

NISE: 7338

LOCALIZACION  
954191400828

MES AL COBRO  
DICIEMBRE 2018

NUMERO DE CLIENTE  
3101007749

SUBTOTAL POR PAGAR  
\$ 19,529,124.97

IMPUESTO DE VENTAS  
\$ 2,512,461.13

IMPUESTO BOMBEROS  
\$ 998.90

TOTAL POR PAGAR  
\$ 22,042,585.00

VENCIMIENTO  
14/ENE/2019

NUMERO DE FACTURA  
18129303016

SELLO DE CANCELACION AL DORSO



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD  
Cédula Jurídica: 4-00042139  
**COMPROBANTE DEL CLIENTE**

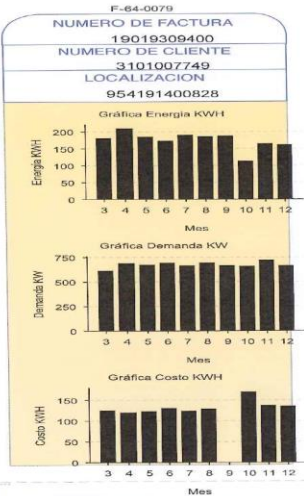
**NISE**  
7338

NOMBRE: REFINADORA COSTARRICENSE DE PETROLEO S.A  
DIRECCION: FAX 233-0056 CUSTODIA SABANA  
AGENCIA: AG CORP SABANA NORTE

ENERGIA (KWH)							
MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	CONSUMO KWH	TARIFA		
1341514	0	0	244.8	209060	T-MT		
PERIODO FACTURADO							
14-DIC/15-ENE		5	32	0.40	4		
MAXIMA DEMANDA (KW)							
LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	DEMANDA REGISTRADA	DEMANDA FACTURADA			
0.000	0.000	244.80	687.15	687.15			
FACTOR DE POTENCIA (%)							
MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	CONSTANTE	CONSUMO KVA	FACTOR DE POTENCIA	F.P PERMITIDO		
1341514	0.000	244.80	0.00	0.97	0.90		
HISTORICO DE CONSUMO							
MES	AÑO	ENERGIA PUNTA	ENERGIA VALLE	ENERGIA NOCHE	DEMANDA PICO	DEMANDA VALLE	DEMANDA NOCHE
2	2018	49,960	88,169	53,611	629.38	662.91	514.32
3	2018	49,449	82,008	49,694	610.77	614.93	552.02
4	2018	54,835	95,472	59,976	692.53	683.48	553.98
5	2018	46,022	82,008	57,772	664.14	674.91	371.11
6	2018	46,267	80,784	47,001	694.49	623.50	393.88
7	2018	50,184	84,456	56,059	656.55	665.36	484.21
8	2018	49,205	85,435	51,898	686.17	695.48	494.46
9	2018	49,327	85,027	53,733	667.44	659.61	473.27
10	2018	26,071	46,431	42,473	650.68	660.72	462.67
11	2018	44,309	74,909	46,267	682.75	722.65	376.99
12	2018	42,840	72,706	47,002	665.61	656.06	424.73
1	2019	45,420	79,974	51,458	668.73	667.65	461.25

FACTURACION			El cliente no tiene pendientes	
CODIGO	DETALLE	IMPORTE		
5	IMPUESTO DE VENTAS	\$ 2,883,700.83	(+)	
21	REDONDEO	\$ 0.33	(+)	
35	IMP BOMBEROS	\$ 1,022.85	(+)	
100	MONTO ENERGIA	\$ 6,982,544.13	(+)	
101	MONTO DEMANDA	\$ 15,199,769.98	(+)	
102	MONTO ALUMBRADO	\$ 213,046.88	(+)	
Costo Variable de Combustible:			\$ 64,516.94	
MES AL COBRO			ENERO 2019	
VENCIMIENTO			08/FEB/2019	
TOTAL A PAGAR			\$ 25,280,085.00	
Deposito de Garantia			\$ 0.00	
Si cancela posterior al vencimiento se incluirá en la próxima facturación un cargo			\$ 671,860.84	

IMPRESO EN GEDI/ICE Autorizado mediante oficio número 11-97 del 12 de agosto de 1997



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

NISE: 7338

LOCALIZACION  
954191400828

MES AL COBRO  
ENERO 2019

NUMERO DE CLIENTE  
3101007749

SUBTOTAL POR PAGAR  
\$ 22,395,361.32

IMPUESTO DE VENTAS  
\$ 2,883,700.83

IMPUESTO BOMBEROS  
\$ 1,022.85

TOTAL POR PAGAR  
\$ 25,280,085.00

VENCIMIENTO  
08/FEB/2019

NUMERO DE FACTURA  
19019309400

SELLO DE CANCELACION AL DORSO



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD  
Cédula Jurídica: 4-000042139  
COMPROBANTE DEL CLIENTE

NISE  
7338

NOMBRE: REFINADORA COSTARRICENSE DE PETROLEO S.A  
DIRECCION: FAX 233-0056 CUSTODIA SABANA  
AGENCIA: AG CORP SABANA NORTE

ENERGIA (KWH)

MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	CONSUMO KWH	TARIFA
1341514	0	0	244.8	221300	T-MT

PERIODO FACTURADO	CICLO	DÍAS FACTURADOS	FACTOR DE CARGA	SECTOR	RUTA
15-ENE/15-FEB	5	31	0.43		4

MAXIMA DEMANDA (KW)

LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	DEMANDA REGISTRADA	DEMANDA FACTURADA
0.000	0.000	244.80	687.15	687.15

FACTOR DE POTENCIA (%)

MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	CONSTANTE	CONSUMO KVA	FACTOR DE POTENCIA	F.P PERMITIDO
1341514	0.000	244.80	0.00	0.97	0.90

HISTORICO DE CONSUMO

MES	AÑO	ENERGIA PUNTA	ENERGIA VALLE	ENERGIA NOCHE	DEMANDA PICO	DEMANDA VALLE	DEMANDA NOCHE
3	2018	49,449	82,008	49,694	610.77	614.93	552.02
4	2018	54,835	95,472	59,976	692.53	683.48	553.98
5	2018	46,022	82,008	57,772	664.14	674.91	371.11
6	2018	46,267	80,784	47,001	694.49	623.50	393.88
7	2018	50,184	84,456	56,059	656.55	665.36	484.21
8	2018	49,205	85,435	51,898	696.17	695.48	464.46
9	2018	49,327	85,027	53,733	667.44	659.61	473.27
10	2018	26,071	46,431	42,473	650.68	660.72	462.67
11	2018	44,309	74,909	46,267	682.75	722.65	376.99
12	2018	42,840	72,708	47,002	655.51	656.06	424.73
1	2019	55,325	93,514	60,221	687.15	685.93	506.98
2	2019	55,080	98,410	67,810	687.15	677.81	397.07
PROMEDIO MENSUAL		46,909	80,933	52,336	675.09	673.57	457.50

FACTURACION

El cliente no tiene pendientes

CODIGO	DETALLE	IMPORTE
5	IMPUESTO DE VENTAS	\$ 2,904,429.43 (+)
19	FINANCIAMIENTO DE OBRAS	\$ 745,500.00 (+)
35	IMP BOMBEROS	\$ 1,021.70 (+)
100	MONTO ENERGIA	\$ 7,382,993.60 (+)
101	MONTO DEMANDA	\$ 14,958,771.21 (+)
102	MONTO ALUMBRADO	\$ 225,000.00 (+)
21	REDONDEO	\$ 0.94 (-)

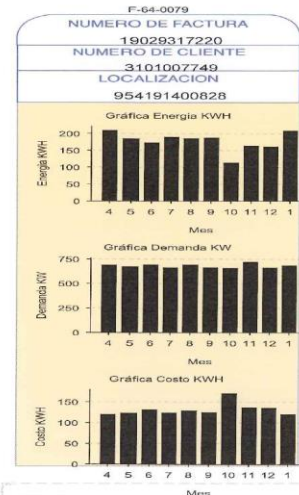
Costo Variable de Combustible: \$ 293,612.04

MES AL COBRO	VENCIMIENTO	TOTAL A PAGAR	Depósito de Garantía
FEBRERO 2019	08/MAR/2019	\$ 26,217,715.00	\$ 0.00

Si cancela posterior al vencimiento se incluirá en la próxima facturación un cargo \$ 699,367.02

IMPRESO EN GEOI / ICE

Autorizado mediante oficio número 11-97 del 12 de agosto de 1997



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

NISE: 7338

LOCALIZACION  
954191400828

MES AL COBRO  
FEBRERO 2019

NUMERO DE CLIENTE  
3101007749

SUBTOTAL POR PAGAR  
\$ 23,312,263.87

IMPUESTO DE VENTAS  
\$ 2,904,429.43

IMPUESTO BOMBEROS  
\$ 1,021.70

TOTAL POR PAGAR  
\$ 26,217,715.00

VENCIMIENTO  
08/MAR/2019

NUMERO DE FACTURA  
19029317220

SELO DE CANCELACION AL DORSO



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD  
Cédula Jurídica: 4-000042139  
COMPROBANTE DEL CLIENTE

NISE  
7338

NOMBRE: REFINADORA COSTARRICENSE DE PETROLEO S.A  
DIRECCION: FAX 233-0056 CUSTODIA SABANA  
AGENCIA: AG CORP SABANA NORTE

ENERGIA (KWH)

MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	CONSUMO KWH	TARIFA
1341514	0	0	244.8	190699	T-MT

PERIODO FACTURADO	CICLO	DÍAS FACTURADOS	FACTOR DE CARGA	SECTOR	RUTA
15-JUN/16-JUL	5	31	0.39		4

MAXIMA DEMANDA (KW)

LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	DEMANDA REGISTRADA	DEMANDA FACTURADA
0.000	0.000	244.80	665.36	665.36

FACTOR DE POTENCIA (%)

MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	CONSTANTE	CONSUMO KVA	FACTOR DE POTENCIA	F.P PERMITIDO
1341514	0.000	244.80	0.00	0.97	0.90

HISTORICO DE CONSUMO

MES	AÑO	ENERGIA PUNTA	ENERGIA VALLE	ENERGIA NOCHE	DEMANDA PICO	DEMANDA VALLE	DEMANDA NOCHE
8	2017	44,553	82,008	52,632	611.75	599.27	368.42
9	2017	40,881	69,033	50,184	694.95	683.72	467.32
10	2017	35,006	60,465	36,475	618.36	611.26	290.08
11	2017	49,939	80,294	59,976	667.56	639.17	495.47
12	2017	42,105	72,705	48,225	597.55	661.99	378.95
1	2018	53,856	88,617	66,585	714.81	673.93	480.54
2	2018	48,960	86,169	53,611	629.38	662.91	514.32
3	2018	49,449	82,008	49,694	610.77	614.93	552.02
4	2018	54,835	95,472	59,976	664.14	674.91	371.11
5	2018	46,022	82,008	57,772	664.14	674.91	371.11
6	2018	46,267	80,784	47,001	694.49	623.50	393.88
7	2018	50,184	84,456	56,059	656.55	665.36	484.21
PROMEDIO MENSUAL		45,960	78,743	52,427	648.92	647.35	452.83

FACTURACION

El cliente no tiene pendientes

CODIGO	DETALLE	IMPORTE
5	IMPUESTO DE VENTAS	\$ 2,705,281.52 (+)
35	IMP BOMBEROS	\$ 1,012.60 (+)
100	MONTO ENERGIA	\$ 6,305,411.39 (+)
101	MONTO DEMANDA	\$ 14,504,446.46 (+)
102	MONTO ALUMBRADO	\$ 202,500.00 (+)
21	REDONDEO	\$ 1.97 (-)

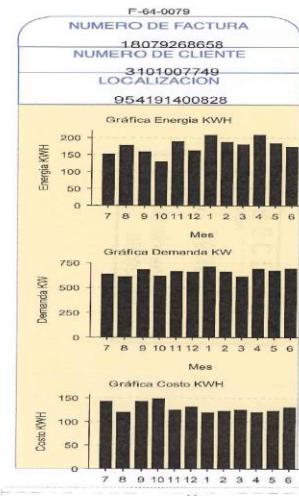
Costo Variable de Combustible: \$ 186,042.71

MES AL COBRO	VENCIMIENTO	TOTAL A PAGAR	Depósito de Garantía
JULIO 2018	06/AGO/2018	\$ 23,718,650.00	\$ 0.00

Si cancela posterior al vencimiento se incluirá en la próxima facturación un cargo \$ 630,370.68

IMPRESO EN GEOI / ICE

Autorizado mediante oficio número 11-97 del 12 de agosto de 1997



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

NISE: 7338

LOCALIZACION  
954191400828

MES AL COBRO  
JULIO 2018

NUMERO DE CLIENTE  
3101007749

SUBTOTAL POR PAGAR  
\$ 21,012,355.88

IMPUESTO DE VENTAS  
\$ 2,705,281.52

IMPUESTO BOMBEROS  
\$ 1,012.60

TOTAL POR PAGAR  
\$ 23,718,650.00

VENCIMIENTO  
06/AGO/2018

NUMERO DE FACTURA  
18079268658

SELO DE CANCELACION AL DORSO



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD  
Cédula Jurídica: 4-00042139

COMPROBANTE DEL CLIENTE

NISE  
7338

NOMBRE: REFINADORA COSTARRICENSE DE PETROLEO S.A  
DIRECCION: FAX 233-0056 CUSTODIA SABANA  
AGENCIA: AG CORP SABANA NORTE

ENERGIA (KWH)

MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	CONSUMO KWH	TARIFA	
1341514	0	0	244.8	174052	T-MT	
PERIODO FACTURADO		CICLO	DIAS FACTURADOS	FACTOR DE CARGA	SECTOR	RUTA
15-MAY/15-JUN		5	31	0.34		4
MAXIMA DEMANDA (KW)						
LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	DEMANDA REGISTRADA	DEMANDA FACTURADA		
0.000	0.000	244.80	694.49	694.49		
FACTOR DE POTENCIA (%)						
MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	CONSTANTE	CONSUMO KVA	FACTOR DE POTENCIA	F.P PERMITIDO	
1341514	0.000	244.80	0.00	0.96	0.90	

HISTORICO DE CONSUMO

MES	AÑO	ENERGIA PUNTA	ENERGIA VALLE	ENERGIA NOCHE	DEMANDA PICO	DEMANDA VALLE	DEMANDA NOCHE
7	2017	39,657	65,361	47,001	600.73	639.41	567.93
8	2017	44,553	62,008	52,532	611.75	599.27	368.42
9	2017	40,881	69,033	50,184	684.95	683.72	467.32
10	2017	35,006	60,465	36,475	618.36	611.26	290.08
11	2017	49,939	80,294	59,976	607.56	639.17	495.47
12	2017	42,105	72,705	48,225	597.55	661.69	378.95
1	2018	53,856	88,617	66,585	714.81	673.93	480.54
2	2018	48,960	86,169	53,611	629.38	662.01	514.32
3	2018	49,449	82,008	49,694	610.77	614.93	552.02
4	2018	54,835	95,472	59,976	692.53	683.48	553.98
5	2018	46,022	82,008	57,772	664.14	674.91	371.11
6	2018	46,267	80,784	47,001	694.49	623.50	393.88
PROMEDIO		45,818	78,090	52,998	646.39	651.10	467.38

FACTURACION

El cliente no tiene pendientes

CODIGO	DETALLE	IMPORTE
5	IMPUESTO DE VENTAS	¢ 2,603,675.86 (+)
36	IMP BOMBEROS	¢ 1,025.75 (+)
100	MONTO ENERGIA	¢ 5,829,725.40 (+)
101	MONTO DEMANDA	¢ 14,198,550.46 (+)
102	MONTO ALUMBRADO	¢ 202,500.00 (+)
21	REDONDEO	¢ 2.47 (-)
Costo Variable de Combustible:		¢ 231,716.30
MES AL COBRO		JUNIO 2018
VENCIMIENTO		13/JUL/2018
TOTAL A PAGAR		¢ 606,923.20
Depósito de Garantía		¢ 22,835,475.00
Si cancela posterior al vencimiento se incluirá en la próxima facturación un cargo		¢ 0.00

IMPRESO EN GED/ICE

Autorizado mediante oficio número 11-97 del 12 de agosto de 1997

F-64-0079

NUMERO DE FACTURA  
18069262255

NUMERO DE CLIENTE  
3101007749

LOCALIZACION  
954191400828

Gráfica Energía KWH

Gráfica Demanda KW

Gráfica Costo KWH

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

NISE: 7338

LOCALIZACION  
954191400828

MES AL COBRO  
JUNIO 2018

NUMERO DE CLIENTE  
3101007749

SUBTOTAL POR PAGAR  
¢ 20,230,773.39

IMPUESTO DE VENTAS  
¢ 2,603,675.86

IMPUESTO BOMBEROS  
¢ 1,025.75

TOTAL POR PAGAR  
¢ 22,835,475.00

VENCIMIENTO  
13/JUL/2018

NUMERO DE FACTURA  
18069262255

SELLO DE CANCELACION AL DORSO



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD  
Cédula Jurídica: 4-00042139

COMPROBANTE DEL CLIENTE

NISE  
7338

NOMBRE: REFINADORA COSTARRICENSE DE PETROLEO S.A  
DIRECCION: FAX 233-0056 CUSTODIA SABANA  
AGENCIA: AG CORP SABANA NORTE

ENERGIA (KWH)

MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	CONSUMO KWH	TARIFA	
1341514	0	0	244.8	188007	T-MT	
PERIODO FACTURADO		CICLO	DIAS FACTURADOS	FACTOR DE CARGA	SECTOR	RUTA
15-FEB/15-MAR		5	28	0.40		4
MAXIMA DEMANDA (KW)						
LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	DEMANDA REGISTRADA	DEMANDA FACTURADA		
0.000	0.000	244.80	701.35	701.35		
FACTOR DE POTENCIA (%)						
MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	CONSTANTE	CONSUMO KVA	FACTOR DE POTENCIA	F.P PERMITIDO	
1341514	0.000	244.80	0.00	0.97	0.90	

HISTORICO DE CONSUMO

MES	AÑO	ENERGIA PUNTA	ENERGIA VALLE	ENERGIA NOCHE	DEMANDA PICO	DEMANDA VALLE	DEMANDA NOCHE
4	2018	54,835	95,472	59,976	692.53	683.48	553.98
5	2018	46,022	82,008	57,772	684.14	674.91	371.11
6	2018	46,267	80,784	47,001	694.49	623.50	393.88
7	2018	50,184	84,466	56,059	656.55	665.36	484.21
8	2018	49,205	85,435	51,898	686.17	695.48	484.46
9	2018	49,327	85,027	53,733	667.44	669.61	473.27
10	2018	26,071	46,431	42,473	650.68	660.72	462.67
11	2018	44,309	74,909	46,267	682.75	722.65	376.99
12	2018	42,840	72,706	47,002	665.61	656.06	424.73
1	2019	55,325	93,514	60,221	687.15	685.93	506.98
2	2019	55,080	98,410	67,810	687.15	677.61	397.07
3	2019	49,450	84,211	54,346	701.35	678.69	548.84
PROMEDIO		46,930	81,178	52,988	674.64	673.08	444.42

FACTURACION

El cliente no tiene pendientes

CODIGO	DETALLE	IMPORTE
5	IMPUESTO DE VENTAS	¢ 2,899,457.75 (+)
21	REDONDEO	¢ 0.44 (+)
36	IMP BOMBEROS	¢ 1,045.86 (+)
62	VENTA DE SERVICIOS	¢ 745,500.00 (+)
100	MONTO ENERGIA	¢ 6,419,399.56 (+)
101	MONTO DEMANDA	¢ 15,884,121.60 (+)
102	MONTO ALUMBRADO	¢ 225,000.00 (+)
Costo Variable de Combustible:		¢ 293,035.02
MES AL COBRO		MARZO 2019
VENCIMIENTO		08/ABR/2019
TOTAL A PAGAR		¢ 26,174,525.00
Depósito de Garantía		¢ 2,899,457.75
Si cancela posterior al vencimiento se incluirá en la próxima facturación un cargo		¢ 698,220.65
		¢ 0.00

IMPRESO EN GED/ICE

Autorizado mediante oficio número 11-97 del 12 de agosto de 1997

F-64-0079

NUMERO DE FACTURA  
19039325367

NUMERO DE CLIENTE  
3101007749

LOCALIZACION  
954191400828

Gráfica Energía KWH

Gráfica Demanda KW

Gráfica Costo KWH

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

NISE: 7338

LOCALIZACION  
954191400828

MES AL COBRO  
MARZO 2019

NUMERO DE CLIENTE  
3101007749

SUBTOTAL POR PAGAR  
¢ 23,274,021.60

IMPUESTO DE VENTAS  
¢ 2,899,457.75

IMPUESTO BOMBEROS  
¢ 1,045.86

TOTAL POR PAGAR  
¢ 26,174,525.00

VENCIMIENTO  
08/ABR/2019

NUMERO DE FACTURA  
19039325367

SELLO DE CANCELACION AL DORSO



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

Cédula Jurídica: 4-00042139

COMPROBANTE DEL CLIENTE

NOMBRE: REFINADORA COSTARRICENSE DE PETROLEO S.A.

DIRECCION: FAX 233-0056 CUSTODIA SABANA

AGENCIA: AG CORP SABANA NORTE

NISE 7338

MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	CONSUMO KWH	TARIFA	
1341514	0	0	244.8	184823	T-MT	
PERIODO FACTURADO		CICLO	DIAS FACTURADOS	FACTOR DE CARGA	SECTOR	RUTA
16-ABR/15-MAY		5	29	0.41		4

LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	DEMANDA REGISTRADA	DEMANDA FACTURADA
0.000	0.000	244.80	646.52	646.52

MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	CONSTANTE	CONSUMO KVA	FACTOR DE POTENCIA	FP PERMITIDO
1341514	0.000	244.80	0.00	0.97	0.90

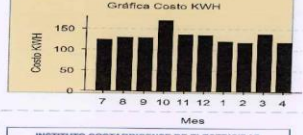
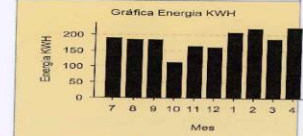
MES	AÑO	ENERGIA PUNTA	ENERGIA VALLE	ENERGIA NOCHE	DEMANDA PICO	DEMANDA VALLE	DEMANDA NOCHE
6	2018	46,267	80,784	47,001	894.49	623.50	393.88
7	2018	50,184	84,458	56,059	656.55	659.36	484.21
8	2018	49,205	85,435	51,898	686.17	695.48	484.46
9	2018	49,327	85,027	53,733	667.44	659.61	473.27
10	2018	46,071	46,431	42,473	650.68	660.72	462.67
11	2018	44,309	74,909	46,267	682.76	722.65	543.84
12	2018	42,840	72,705	47,002	665.61	656.06	424.73
1	2019	55,325	93,514	60,221	687.15	685.93	506.98
2	2019	55,080	95,410	67,810	687.15	677.61	397.07
3	2019	49,450	84,211	54,346	701.35	678.59	543.84
4	2019	58,997	100,368	66,096	653.37	660.47	563.53
5	2019	47,980	84,211	52,632	636.48	646.52	368.91
6	2019	48,276	82,994	54,294	674.32	676.46	473.37

CODIGO	DETALLE	IMPORTE
5	IMPUESTO DE VENTAS	\$ 2,793,754.47
35	IMP BOMBEROS	\$ 1,103.60
100	MONTO ENERGIA	\$ 6,660,160.86
101	MONTO DEMANDA	\$ 14,830,258.15
102	MONTO ALUMBRADO	\$ 230,500.00
21	REDONDEO	\$ 2.08

MES AL COBRO		VENCIMIENTO	TOTAL A PAGAR	Deposito de Garantía
MAYO 2019		07/JUN/2019	\$ 24,515,775.00	\$ 0.00

IMPRESO EN GEDF/ICE Autorizado mediante oficio número 11-97 del 12 de agosto de 1997

F-64-0079  
 NUMERO DE FACTURA  
 1905937997  
 NUMERO DE CLIENTE  
 3101007749  
 LOCALIZACION  
 954191400828



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD  
 NISE: 7338  
 LOCALIZACION  
 954191400828  
 MES AL COBRO  
 MAYO 2019  
 NUMERO DE CLIENTE  
 3101007749  
 SUBTOTAL POR PAGAR  
 \$ 21,720,916.93  
 IMPUESTO DE VENTAS  
 \$ 2,793,754.47  
 IMPUESTO BOMBEROS  
 \$ 1,103.60  
 TOTAL POR PAGAR  
 \$ 24,515,775.00  
 VENCIMIENTO  
 07/JUN/2019  
 NUMERO DE FACTURA  
 1905937997  
 SELLO DE CANCELACION AL DORSO



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

Cédula Jurídica: 4-00042139

COMPROBANTE DEL CLIENTE

NOMBRE: REFINADORA COSTARRICENSE DE PETROLEO S.A.

DIRECCION: FAX 233-0056 CUSTODIA SABANA

AGENCIA: AG CORP SABANA NORTE

NISE 7338

MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	CONSUMO KWH	TARIFA	
1341514	0	0	244.8	165485	T-MT	
PERIODO FACTURADO		CICLO	DIAS FACTURADOS	FACTOR DE CARGA	SECTOR	RUTA
15-OCT/15-NOV		5	31	0.31		4

LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	DEMANDA REGISTRADA	DEMANDA FACTURADA
0.000	0.000	244.80	722.65	722.65

MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	CONSTANTE	CONSUMO KVA	FACTOR DE POTENCIA	FP PERMITIDO
1341514	0.000	244.80	0.00	0.97	0.90

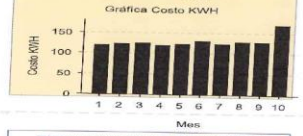
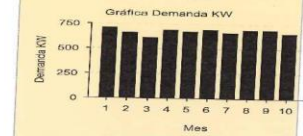
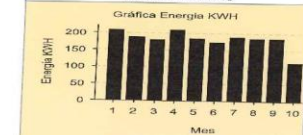
MES	AÑO	ENERGIA PUNTA	ENERGIA VALLE	ENERGIA NOCHE	DEMANDA PICO	DEMANDA VALLE	DEMANDA NOCHE
12	2017	42,105	72,705	48,225	597.55	601.69	378.95
1	2018	53,856	88,617	66,585	714.61	673.93	480.54
2	2018	48,960	86,169	53,611	629.38	662.91	514.32
3	2018	49,449	82,008	49,594	610.77	614.93	552.02
4	2018	54,835	95,472	59,976	692.53	683.48	553.98
5	2018	46,022	82,008	57,772	664.14	674.91	371.11
6	2018	46,267	80,784	47,001	694.49	623.50	393.88
7	2018	50,184	84,458	56,059	656.55	659.36	484.21
8	2018	49,205	85,435	51,898	686.17	695.48	484.46
9	2018	49,327	85,027	53,733	667.44	659.61	473.27
10	2018	46,071	46,431	42,473	650.68	660.72	462.67
11	2018	44,309	74,909	46,267	682.76	722.65	543.84
12	2018	47,725	82,239	53,702	668.38	664.16	477.35

CODIGO	DETALLE	IMPORTE
5	IMPUESTO DE VENTAS	\$ 2,589,275.05
35	IMP BOMBEROS	\$ 1,006.95
100	MONTO ENERGIA	\$ 5,441,258.08
101	MONTO DEMANDA	\$ 14,476,242.30
102	MONTO ALUMBRADO	\$ 202,500.00
21	REDONDEO	\$ 2.38

MES AL COBRO		VENCIMIENTO	TOTAL A PAGAR	Deposito de Garantía
NOVIEMBRE 2018		10/DIC/2018	\$ 22,710,280.00	\$ 0.00

IMPRESO EN GEDF/ICE Autorizado mediante oficio número 11-97 del 12 de agosto de 1997

F-64-0079  
 NUMERO DE FACTURA  
 18119296823  
 NUMERO DE CLIENTE  
 3101007749  
 LOCALIZACION  
 954191400828



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD  
 NISE: 7338  
 LOCALIZACION  
 954191400828  
 MES AL COBRO  
 NOVIEMBRE 2018  
 NUMERO DE CLIENTE  
 3101007749  
 SUBTOTAL POR PAGAR  
 \$ 20,119,098.00  
 IMPUESTO DE VENTAS  
 \$ 2,589,275.05  
 IMPUESTO BOMBEROS  
 \$ 1,006.95  
 TOTAL POR PAGAR  
 \$ 22,710,280.00  
 VENCIMIENTO  
 10/DIC/2018  
 NUMERO DE FACTURA  
 18119296823  
 SELLO DE CANCELACION AL DORSO



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD  
Cédula Jurídica: 4-000042139

COMPROBANTE DEL CLIENTE

NISE  
7338

NOMBRE: REFINADORA COSTARRICENSE DE PETROLEO S.A.  
DIRECCION: FAX 233-0056 CUSTODIA SABANA  
AGENCIA: AG CORP SABANA NORTE

ENERGIA (KWH)

MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	CONSUMO KWH	TARIFA
1341514	0	0	244.8	114975	T-MT

PERIODO FACTURADO	CICLO	DIAS FACTURADOS	FACTOR DE CARGA	SECTOR	RUTA
14-SET/15-OCT	5	31	0.23		4

MAXIMA DEMANDA (KW)

LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	DEMANDA REGISTRADA	DEMANDA FACTURADA
0.000	0.000	244.80	660.72	660.72

FACTOR DE POTENCIA (%)

MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	CONSTANTE	CONSUMO KVA	FACTOR DE POTENCIA	F.P PERMITIDO
1341514	0.000	244.80	0.00	0.97	0.90

HISTORICO DE CONSUMO

MES	AÑO	ENERGIA PUNTA	ENERGIA VALLE	ENERGIA NOCHE	DEMANDA PICO	DEMANDA VALLE	DEMANDA NOCHE
11	2017	49,939	80,294	59,976	667.56	639.17	495.47
12	2017	42,105	72,705	48,225	597.55	661.69	378.95
1	2018	53,856	88,617	66,585	714.81	673.93	480.54
2	2018	48,980	86,169	53,611	629.38	662.01	514.32
3	2018	49,449	82,008	49,694	610.77	614.93	552.02
4	2018	54,835	95,472	59,976	692.53	683.48	553.98
5	2018	46,022	82,008	57,772	664.14	674.91	371.11
6	2018	46,267	80,784	47,001	694.49	623.50	393.88
7	2018	50,184	84,456	56,059	656.55	665.36	484.21
8	2018	49,205	85,435	51,898	686.17	695.48	484.46
9	2018	49,327	85,027	53,733	667.44	659.61	473.27
10	2018	26,071	46,431	42,473	650.68	680.72	462.67
11	2018	49,061	84,428	54,182	663.95	664.24	470.37

FACTURACION

El cliente no tiene pendientes

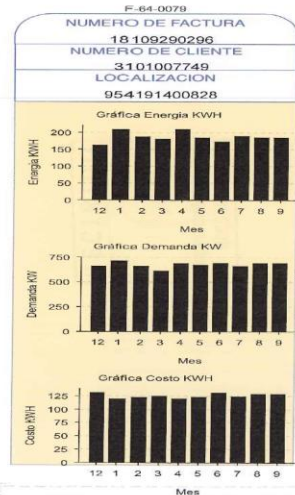
CODIGO	DETALLE	IMPORTE
5	IMPUESTO DE VENTAS	¢ 2,299,488.85 (+)
21	REDONDEO	¢ 2.43 (+)
35	IMP BOMBEROS	¢ 935.45 (+)
100	MONTO ENERGIA	¢ 3,511,978.99 (+)
101	MONTO DEMANDA	¢ 14,175,395.78 (+)
102	MONTO ALUMBRADO	¢ 202,500.00 (+)
24	DIFFERENCIA MAESTRA DE PAGO	¢ 556,807.50 (-)

Costo Variable de Combustible: ¢ 3,710.13

MES AL COBRO	VENCIMIENTO	TOTAL A PAGAR	IMPORTE
OCTUBRE 2018	09/NOV/2018	¢ 19,634,495.00	Depósito de Garantía
		¢ 520,022.12	¢ 0.00

IMPRESO EN GEDI / ICE

Autorizado mediante oficio número 11-97 del 12 de agosto de 1997



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

NISE: 7338

LOCALIZACION  
954191400828

MES AL COBRO  
OCTUBRE 2018

NUMERO DE CLIENTE  
3101007749

SUBTOTAL POR PAGAR  
¢ 17,334,070.70

IMPUESTO DE VENTAS  
¢ 2,299,488.85

IMPUESTO BOMBEROS  
¢ 935.45

TOTAL POR PAGAR  
¢ 19,634,495.00

VENCIMIENTO  
09/NOV/2018

NUMERO DE FACTURA  
18109290296

SELO DE CANCELACION AL DORSO



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD  
Cédula Jurídica: 4-000042139

COMPROBANTE DEL CLIENTE

NISE  
7338

NOMBRE: REFINADORA COSTARRICENSE DE PETROLEO S.A.  
DIRECCION: FAX 233-0056 CUSTODIA SABANA  
AGENCIA: AG CORP SABANA NORTE

ENERGIA (KWH)

MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	CONSUMO KWH	TARIFA
1341514	0	0	244.8	186538	T-MT

PERIODO FACTURADO	CICLO	DIAS FACTURADOS	FACTOR DE CARGA	SECTOR	RUTA
16-JUL/16-AGO	5	31	0.36		4

MAXIMA DEMANDA (KW)

LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	DEMANDA REGISTRADA	DEMANDA FACTURADA
0.000	0.000	244.80	695.48	695.48

FACTOR DE POTENCIA (%)

MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	CONSTANTE	CONSUMO KVA	FACTOR DE POTENCIA	F.P PERMITIDO
1341514	0.000	244.80	0.00	0.98	0.90

HISTORICO DE CONSUMO

MES	AÑO	ENERGIA PUNTA	ENERGIA VALLE	ENERGIA NOCHE	DEMANDA PICO	DEMANDA VALLE	DEMANDA NOCHE
10	2017	35,006	60,465	38,475	619.36	611.26	290.08
11	2017	49,939	80,294	59,976	667.56	639.17	495.47
12	2017	42,105	72,705	48,225	597.55	661.69	378.95
1	2018	53,856	88,617	66,585	714.81	673.93	480.54
2	2018	48,980	86,169	53,611	629.38	662.01	514.32
3	2018	49,449	82,008	49,694	610.77	614.93	552.02
4	2018	54,835	95,472	59,976	692.53	683.48	553.98
5	2018	46,022	82,008	57,772	664.14	674.91	371.11
6	2018	46,267	80,784	47,001	694.49	623.50	393.88
7	2018	50,184	84,456	56,059	656.55	665.36	484.21
8	2018	49,205	85,435	51,898	686.17	695.48	484.46
9	2018	49,327	85,027	53,733	667.44	659.61	473.27
10	2018	47,225	80,600	53,121	659.77	667.63	465.53

FACTURACION

El cliente no tiene pendientes

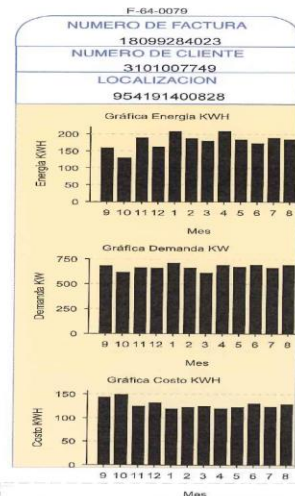
CODIGO	DETALLE	IMPORTE
5	IMPUESTO DE VENTAS	¢ 2,756,339.71 (+)
21	REDONDEO	¢ 1.70 (+)
35	IMP BOMBEROS	¢ 1,015.45 (+)
100	MONTO ENERGIA	¢ 8,186,290.39 (+)
101	MONTO DEMANDA	¢ 15,017,322.75 (+)
102	MONTO ALUMBRADO	¢ 202,500.00 (+)

Costo Variable de Combustible: ¢ 136,999.61

MES AL COBRO	VENCIMIENTO	TOTAL A PAGAR	IMPORTE
SEPTIEMBRE 2018	08/OCT/2018	¢ 24,162,470.00	Depósito de Garantía
		¢ 642,153.45	¢ 0.00

IMPRESO EN GEDI / ICE

Autorizado mediante oficio número 11-97 del 12 de agosto de 1997



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

NISE: 7338

LOCALIZACION  
954191400828

MES AL COBRO  
SEPTIEMBRE 2018

NUMERO DE CLIENTE  
3101007749

SUBTOTAL POR PAGAR  
¢ 21,405,114.84

IMPUESTO DE VENTAS  
¢ 2,756,339.71

IMPUESTO BOMBEROS  
¢ 1,015.45

TOTAL POR PAGAR  
¢ 24,162,470.00

VENCIMIENTO  
08/OCT/2018

NUMERO DE FACTURA  
18099284023

SELO DE CANCELACION AL DORSO

## **Anexo 2 Fichas técnicas de los módulos fotovoltaicos**

## Eagle PERC 72

### 350-370 Watt

MONO CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0-+3%

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



**PERC**  
(5BB)



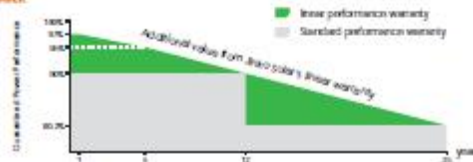


### KEY FEATURES

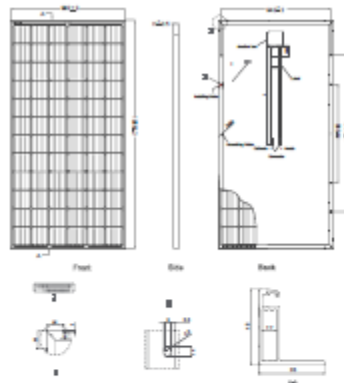
- 
**System Voltage:**  
The maximum voltage is promoted to 1500V and the module strings are extended by 50% which reduces the overall system BOS.
- 
**5 Busbar Solar Cells:**  
5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- 
**High Efficiency:**  
Higher module conversion efficiency (up to 19.06%) benefit from Passivated Emitter Rear Contact (PERC) technology.
- 
**PID RESISTANT:**  
Eagle modules pass PID test, limited power degradation by PID test is guaranteed for mass production.
- 
**Low-light Performance:**  
Advanced glass and solar cell surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
- 
**Severe Weather Resilience:**  
Certified to withstand wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- 
**Durability against extreme environmental conditions:**  
High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty - 25 Year Linear Power Warranty



### Engineering Drawings

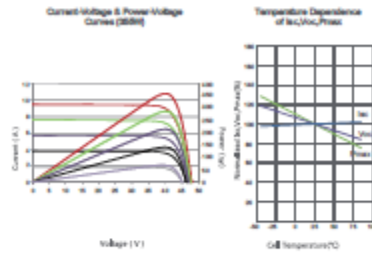


### Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

20pc/pallet, 52pc/stack, 624 pc/40'HQ Container

### Electrical Performance & Temperature Dependence



### Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono-crystalline PERC 156x156mm (6 inch)
No. of cells	72 (6x12)
Dimensions	1956x992x40mm (77.01x39.05x1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs)
Front Glass	4.0mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm <sup>2</sup> Length:900mm or Customized Length

### SPECIFICATIONS

Module Type	JKM35M-72-V		JKM35M-72-V		JKM35M-72-V		JKM35M-72-V		JKM37M-72-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	360Wp	362Wp	355Wp	368Wp	360Wp	370Wp	365Wp	374Wp	370Wp	378Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	36.1V	37.2V	36.3V	37.5V	36.5V	37.7V	36.7V	37.9V	36.9V	38.1V
Maximum Power Current (Imp)	9.94A	7.05A	9.84A	7.96A	9.12A	7.17A	9.25A	7.24A	9.28A	7.30A
Open-circuit Voltage (Voc)	47.5V	48.0V	47.8V	48.2V	48.0V	48.5V	48.2V	48.8V	48.5V	47.9V
Short-circuit Current (Isc)	9.38A	7.46A	9.45A	7.54A	9.51A	7.61A	9.57A	7.66A	9.61A	7.75A
Module Efficiency STC (%)	18.01%		18.21%		18.57%		18.82%		19.08%	
Operating Temperature(°C)					-40°C~+85°C					
Maximum system voltage					1500VDC (IEC)					
Maximum series fuse rating					35A					
Power tolerance					0~+3%					
Temperature coefficients of Pmax					-0.40%/°C					
Temperature coefficients of Voc					-0.39%/°C					
Temperature coefficients of Isc					0.04%/°C					
Nominal operating cell temperature (NOCT)					45±2°C					

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

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

\* Power measurement tolerance ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. EN-JKM-370M-72-PERC-V\_rev2017

### **Anexo 3 Ficha técnica de los inversores**

# Smart String Inverter

SUN2000-33/36/40KTL-US



## Smart

- 8 strings intelligent monitoring and fast troubleshooting
- Power Line Communication (PLC) supported
- Smart I-V Curve Diagnosis supported

## Efficient

- Max. efficiency 98.9%
- CEC efficiency 98.5%
- 4 MPPT per unit, effectively reducing string mismatch

## Safe

- DC AFC compliant to UL 1699B Type I
- Residual Current Monitoring Unit (RCMU) integrated inside
- Fuse free design

## Reliable

- Natural cooling technology
- Protection degree of Type 4X
- Type II surge arrester for both DC and AC

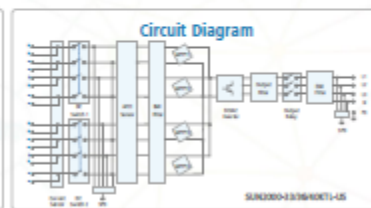
Always Available for Highest Yields

[solar.huawei.com/na](http://solar.huawei.com/na)

# Smart String Inverter (SUN2000-33/36/40KTL-US)



Technical Specifications	SUN2000-33KTL-US	SUN2000-36KTL-US	SUN2000-40KTL-US
<b>Efficiency</b>			
Max. Efficiency	98.2%	98.2%	98.2%
CDC Efficiency	98.5%	98.5%	98.5%
<b>Input</b>			
Max. Input Voltage	1,000 V	1,000 V	1,000 V
Max. Current per MPPT	22 A	22 A	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A	30 A	30 A
Start Voltage	250 V	250 V	250 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V	200 V ~ 1,000 V	200 V ~ 1,000 V
Number of Inputs	8	8	8
Number of MPPT Tracked	4	4	4
<b>Output</b>			
Rated AC Active Power	33,000 W	36,000 W	40,000 W
Max. AC Apparent Power	36,000 VA	40,000 VA	44,000 VA
Max. AC Active Power (Cosφ=1)	36,000 W	40,000 W	44,000 W
Rated Output Voltage	480 V, 208 + PE / 208 + N + PE	480 V, 208 + PE / 208 + N + PE	480 V, 208 + PE / 208 + N + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Rated Output Current	63.1 A	63.1 A	63.2 A
Max. Output Current	63.1 A	63.2 A	63 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 L5 ~ 0.9 L0	0.8 L5 ~ 0.9 L0	0.8 L5 ~ 0.9 L0
Max. Total Harmonic Distortion	< 2%	< 2%	< 2%
<b>Protection</b>			
DC Arc Fault Circuit Interrupter	Yes, compliant to UL 1699B Type I		
Input-side Disconnection Device	Yes		
Anti-islanding Protection	Yes		
DC Reverse-polarity Protection	Yes		
AC Overcurrent Protection	Yes		
Phase-sequence Fault Monitoring	Yes		
DC Surge Arrester	Type II		
AC Surge Arrester	Type II		
DC Insulation Resistance Detection	Yes		
Residual Current Monitoring Unit	Yes		
<b>Communication</b>			
Display	LED Indicator, Bluetooth + APP		
USB	Yes		
RS485	Yes		
Power Line Communication (PLC)	Yes		
<b>General</b>			
Dimensions (W x H x D)	590 x 590 x 240 mm (23.2 x 23.2 x 9.4 in)		
Weight (with mounting plate)	6.2 kg (13.7 lb)		
Operating Temperature Range	-20°C ~ 60°C (-4°F ~ 140°F)		
Cooling Method	Natural Convection		
Relative Humidity	0 ~ 100%		
DC Connector	Amphenol helix H4 or H4C		
AC Connector	Waterproof Cable Connector + DT Terminal		
Protection Degree	Type III		
Topology	Transformerless		
<b>Standard Compliance (please consult your agent)</b>			
Certificate	UL 1741, UL 1699B, UL 1741 SA, CSA C22.2 #103.1-01, RCE Part 15		
Grid Code	IEEE 1547, IEEE 1547a		



The text of the document and the content of the table are for reference only. The actual product specifications and performance parameters should be confirmed with the product manual or the product website. © Huawei Technologies Co., Ltd. 2020.

Always Available for Highest Yields solar.huawei.com/na

## **Anexo 4 Cotizaciones**

## PROPUESTA SOLAR PRELIMINAR

### Recope - La Garita 27.75 kW

La Garita, Alajuela, Costa Rica



#### SOBRE NOSOTROS

Yuxta Energy es una empresa de triple impacto, enfocada en desarrollar proyectos de ahorro energético que tengan un efecto positivo en lo ambiental, social y económico. YUXTA™ le ofrece un proyecto de Generación Fotovoltaica con el objetivo de generarle ahorros en su factura eléctrica, proteger el medio ambiente y fortalecer la matriz energética nacional.

Contamos con las siguientes certificaciones:



#### BENEFICIOS DEL PROYECTO

Ahorro mensual promedio	\$227	Generando su propia energía de forma eficiente y amigable con el ambiente
Ahorros en el primer año	\$2,728	Representa el flujo de efectivo incremental de los ahorros en el costo e impuestos
Ahorros al cabo de 25 años	\$161,929	Contempla la garantía de generación del equipo de 25 años
Tasa Interna de Retorno (IRR)	12.05%	Asume un incremento del 7% del costo anual de Energía Eléctrica
Recuperación simple de la inversión	10.07	Número de años para recuperar el monto total invertido (No aplica para financiamiento)
Reducción en Huella de Carbono Anual	2.20	Toneladas de CO2 equivalentes ahorradas al año
Costo por posponer el proyecto	\$1,364	Por cada 6 meses de posponer su inversión

#### SISTEMA DE MONITOREO YUXTA

Nuestras soluciones son ÚNICAS por incluir sistemas de gestión energética que le permitirá monitorear su generación y consumo eléctrico en línea y tiempo real para así identificar posibles desperdicios.

#### DETALLE DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Potencia Instalada	27.75	kW	Generación Mensual Promedio	3287	kWh	LCOE - Costo del kWh generado	\$0.089	\$/kWh
Módulos Fotovoltaicos	75	370 W	Reducción mensual promedio de la factura eléctrica	1	%	Área necesaria	188	m2
Precio \$/Wp	1.43	\$/Wp	Cobertura energética anual	2	%	Tiempo Estimado de Instalación	6	días hábiles

<b>PRECIO DEL PROYECTO</b>	<b>\$39,700</b>	Llave en mano, incluye: tramitología, diseño, instalación y mantenimiento por 1 año.*
----------------------------	-----------------	---

#### OPCIONES DE PAGO

CONTADO:	FINANCIAMIENTO BANCARIO:	LEASE FINANCIERO:
Obtenga el 100% de los ahorros	Pago Mensual \$467	Cuota Mensual \$533
Ahorro Mensual Neto \$227	Prima \$8,258	Prima \$7,940
Esquemas de pagos flexibles ajustados a sus necesidades.	Prima del 20%, tasa del 9% por 10 años	Prima del 20%, lease a 10 años con posterior traslado de activo. Incluye póliza y mantenimiento durante 10 años

Para más información sobre este proyecto o agendar su ejecución, por favor contacte a:

Mariela Gómez, Desarrolladora de Negocios

Teléfono: + 506 4052-5600

Correo: mgomez@yuxtaenergy.com

Dirección: 100 mts norte de la Cruz Roja de Santa Ana, Plaza Murano, 7mo piso. Santa Ana. Costa Rica.

\*Los costos de interconexión se encuentran incluidos. Se estiman entre: \$2800 y \$3100

Se asume que un 100% de la energía producida será consumida de forma inmediata en el sitio. La tarifa de acceso se encuentra fijada en 26.77 €/kWh.

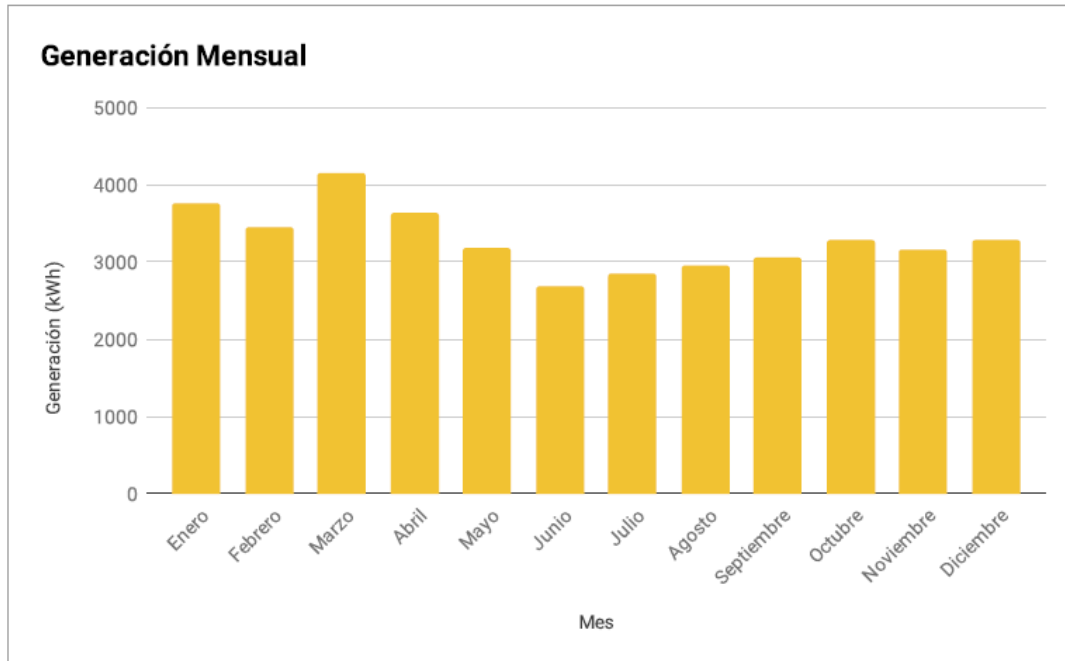
Válidez de la oferta: 15 días hábiles a partir de su entrega. Esta propuesta no corresponde a un acuerdo comercial hasta que no se haya firmado por representantes legales de YUXTA y del cliente.

Fecha: 5/7/2019

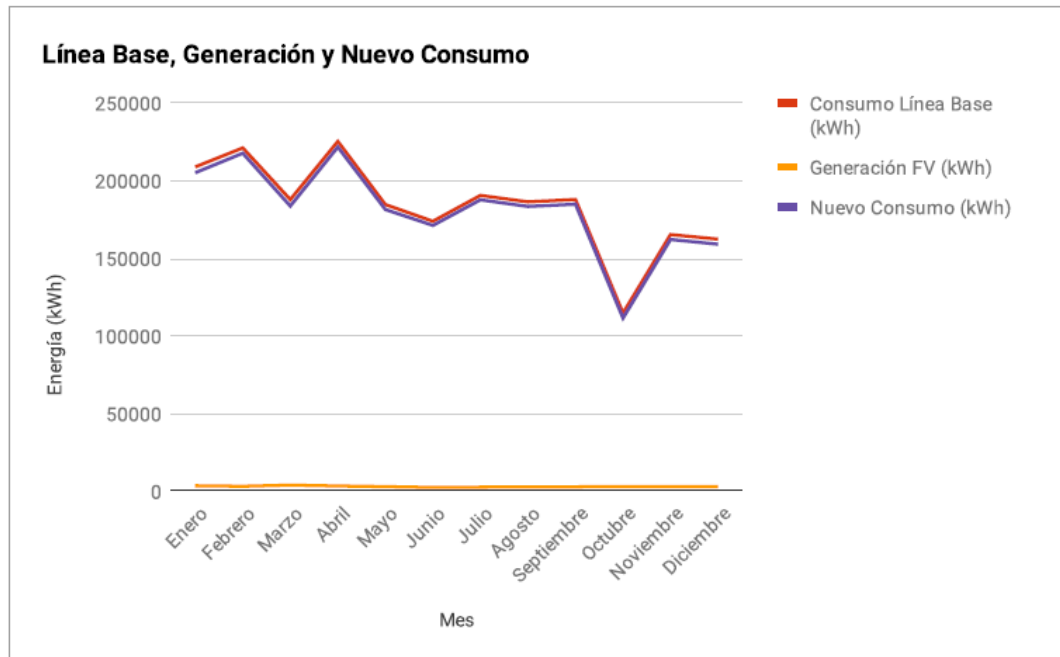
Información Adicional del Proyecto																									
El precio de este sistema es exento de impuesto de ventas por Ley 7447																									
Datos utilizados:																									
- Consumo promedio de energía de 184253kWh																									
- Demanda máxima de 1799kW por mes																									
- Gasto promedio es de ₡25031654 mensuales (según tarifas que rigen el I Trimestre del 2019)																									
- Incremento en costos eléctricos del 7% anual.																									
Impacto Inmediato - Su Primer Año																									
<p style="text-align: center;"><b>Factura Mensual Promedio</b></p> <table border="1"> <caption>Factura Mensual Promedio</caption> <thead> <tr> <th>Categoría</th> <th>Valor (₡)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Factura Promedio (Pre-Yuxta)</td> <td>25,031,654</td> </tr> <tr> <td>Factura Promedio (Post-Yuxta)</td> <td>24,899,297</td> </tr> <tr> <td>Ahorros Generados</td> <td>132,357</td> </tr> </tbody> </table>						Categoría	Valor (₡)	Factura Promedio (Pre-Yuxta)	25,031,654	Factura Promedio (Post-Yuxta)	24,899,297	Ahorros Generados	132,357												
Categoría	Valor (₡)																								
Factura Promedio (Pre-Yuxta)	25,031,654																								
Factura Promedio (Post-Yuxta)	24,899,297																								
Ahorros Generados	132,357																								
Resultados en 10 años																									
<p style="text-align: center;"><b>Años 1 a 10: De Gasto a Inversión</b></p> <table border="1"> <caption>Años 1 a 10: De Gasto a Inversión</caption> <thead> <tr> <th>Escenario</th> <th>Inversión en Sistema PV</th> <th>Factura Eléctrica</th> <th>Ahorros Netos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Sin Yuxta</td> <td>\$7,126,979</td> <td>\$7,126,979</td> <td>\$0</td> </tr> <tr> <td>Yuxta Financiado</td> <td>\$7,091,624</td> <td>\$7,091,624</td> <td>-\$15,466</td> </tr> <tr> <td>Yuxta Contado</td> <td>\$7,091,624</td> <td>\$7,091,624</td> <td>\$3,756</td> </tr> <tr> <td>Yuxta Lease</td> <td>\$7,091,624</td> <td>\$7,091,624</td> <td>-\$22,769</td> </tr> </tbody> </table>						Escenario	Inversión en Sistema PV	Factura Eléctrica	Ahorros Netos	Sin Yuxta	\$7,126,979	\$7,126,979	\$0	Yuxta Financiado	\$7,091,624	\$7,091,624	-\$15,466	Yuxta Contado	\$7,091,624	\$7,091,624	\$3,756	Yuxta Lease	\$7,091,624	\$7,091,624	-\$22,769
Escenario	Inversión en Sistema PV	Factura Eléctrica	Ahorros Netos																						
Sin Yuxta	\$7,126,979	\$7,126,979	\$0																						
Yuxta Financiado	\$7,091,624	\$7,091,624	-\$15,466																						
Yuxta Contado	\$7,091,624	\$7,091,624	\$3,756																						
Yuxta Lease	\$7,091,624	\$7,091,624	-\$22,769																						
<b>Garantías &amp; Mantenimiento</b>		Los paneles solares tienen una garantía de 10 años y poseen una garantía de desempeño de 25 años. Los materiales eléctricos y mano de obra cuentan con 1 año de garantía, y el sistema de soporte de aluminio con 5 años de garantía. Yuxta le brinda el mantenimiento y soporte técnico que consisten en dos visitas al año, incluido en el costo del sistema durante el primer año y le ofrece el servicio para los años siguientes.																							
Desglose de Equipo																									
Módulos Fotovoltaicos	75	JKM370M PERC	Concentrador de datos	1	eGauge Core																				
Inversor	1	Symo 24.0-3-M (3P 480 Vac)	Transductor de Corriente	1	ML SCT-0750-150A																				
			Transductor de Corriente	2	ML SCT-0400-75A																				
Box Quattro	2																								

## Anexo 1.1: Detalle de Generación

El siguiente gráfico muestra la generación mensual pronosticada de acuerdo a la radiación local y usando un factor de rendimiento del 79%.



A continuación se presenta el nuevo consumo energético mes a mes, gracias a la generación fotovoltaica por parte del sistema de Yuxta Energy.

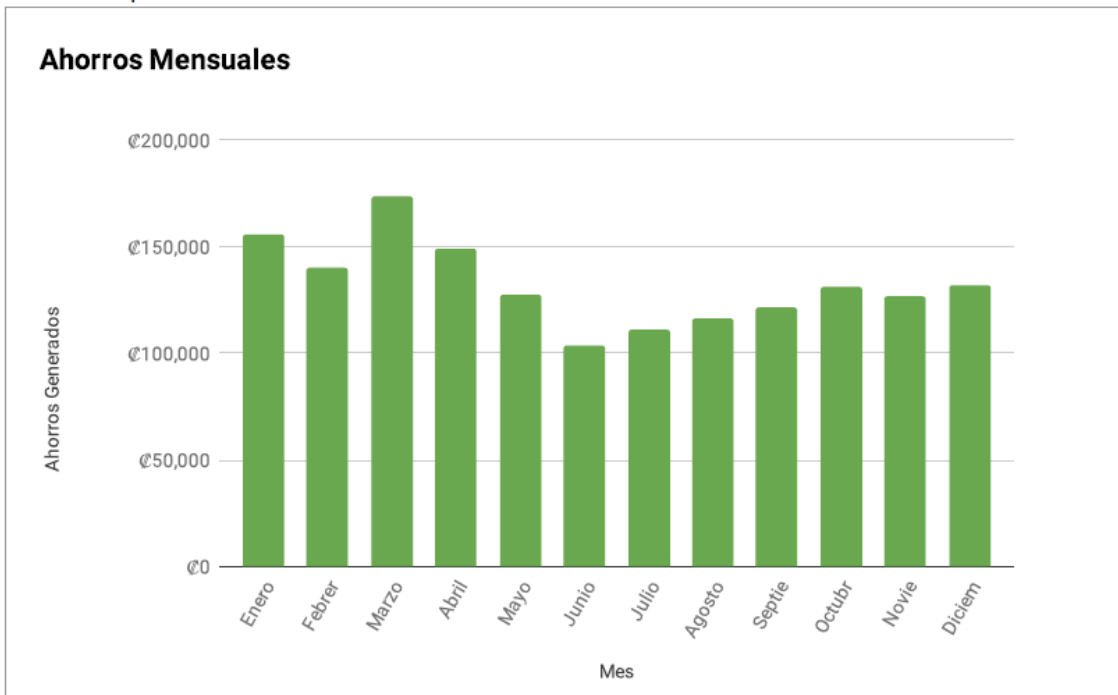


## Anexo 1.2 Nueva Factura Mensual y Ahorros

El siguiente cuadro muestra el consumo energético actual y su factura energética correspondiente, la generación pronosticada, el nuevo consumo energético y su nueva factura eléctrica correspondiente, y el ahorro mensual que se generará gracias al Sistema Fotovoltaico Yuxta.

Mes	Consumo Actual (kWh)	Factura Actual	Generación (kWh)	Nuevo Consumo (kWh)	Nueva Factura	Ahorros Generados
Enero	209060	€26,722,548	3766	205294	€26,566,979	€155,569
Febrero	221300	€26,323,214	3445	217855	€26,182,794	€140,420
Marzo	188007	€26,197,423	4149	183858	€26,023,895	€173,528
Abril	225461	€27,019,152	3632	221829	€26,869,815	€149,337
Mayo	184823	€23,890,068	3186	181637	€23,762,265	€127,803
Junio	174052	€24,202,774	2681	171371	€24,099,393	€103,381
Julio	190699	€25,233,033	2845	187854	€25,121,623	€111,410
Agosto	186538	€25,752,131	2954	183584	€25,635,651	€116,480
Septiembre	188087	€25,159,914	3051	185036	€25,038,723	€121,190
Octubre	114975	€21,608,702	3289	111686	€21,477,628	€131,074
Noviembre	165485	€24,492,513	3169	162316	€24,366,011	€126,502
Diciembre	162548	€23,778,380	3275	159273	€23,646,787	€131,593
<b>Total</b>	<b>2211035</b>	<b>€300,379,850</b>	<b>39443</b>	<b>2171592</b>	<b>€298,791,564</b>	<b>€1,588,286</b>

A continuación se presentan los ahorros generados mes a mes a partir de la generación propia de energía fotovoltaica para autoconsumo.

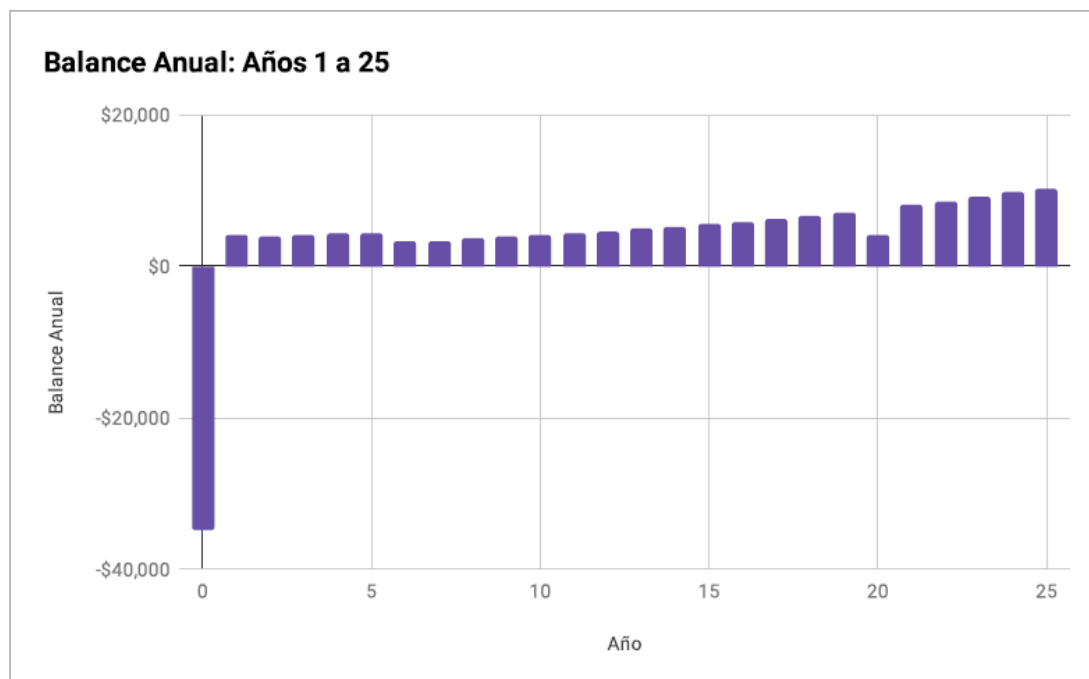


### Anexo 2.1.1 Detalles de Pago y Flujo

A continuación se detallan las condiciones de pago. Al tratarse de una compra al contado se harán cuatro pagos, uno contra la firma del contrato, otro contra la aprobación de la empresa distribuidora, el siguiente contra la finalización de la instalación y el último pago contra la entrega del proyecto.

Sistema de 27.8kW.	Condiciones de Pago
Precio del Sistema Fotovoltaico	<b>\$39,700</b>
Primer Pago: 15% - Firma de Contrato	<b>\$5,955</b>
Segundo Pago: 65% - Disponibilidad	<b>\$25,805</b>
Tercer Pago: 15% - Instalación	<b>\$5,955</b>
Tiempo de Instalación (días)	<b>6</b>
Cuarto Pago: 5% - Entrega de Proyecto	<b>\$1,985</b>

Los ahorros generados crecen año con año debido al incremento de las tarifas eléctricas, como lo ejemplifica el siguiente gráfico de balance anual para los primeros 25 años de generación. El detalle de esto se elabora en el Anexo 2.2, partiendo de una vida útil de 25 años -mínimo según garantías-



### Anexo 2.2.1: Detalle de Flujos Anuales - Contado

El siguiente cuadro presenta el consumo, la generación, el cambio en la factura eléctrica, el costo del equipo, el costo por el servicio, los ingresos generados por escudos fiscales, el flujo neto y el flujo acumulado del proyecto por los próximos 25 años. Durante este periodo de tiempo los paneles fotovoltaicos funcionan dentro de su periodo de garantía, y se toma en cuenta un incremento de los costos eléctricos del 7% anual.

Año	Consumo (kWh)	Generación (kWh)	Factura Eléctrica Línea Base (\$)	Factura Eléctrica Reducida (\$)	Costo del Sistema PV (\$)	Costo del Servicio (\$)	Mantenimiento (\$)	Ingresos por Escudo Fiscal: Renta y Depreciación (\$)	Flujo Neto (\$)	Flujo Acumulado (\$)
0	2211036		\$515,833		\$23,820	\$15,880		\$4,764	-\$34,938	-\$34,938
1	2171592	39443	\$515,833	\$513,105			\$0	\$1,429	\$4,157	-\$30,779
2	2172578	39457	\$551,941	\$549,109			\$538	\$1,590	\$3,888	-\$28,893
3	2172854	38181	\$590,577	\$587,573			\$552	\$1,595	\$4,047	-\$22,846
4	2173130	37905	\$631,918	\$628,731			\$568	\$1,600	\$4,218	-\$18,628
5	2173406	37629	\$676,152	\$672,772			\$585	\$1,605	\$4,399	-\$14,228
6	2173683	37352	\$723,482	\$719,898			\$603	\$181	\$3,163	-\$11,066
7	2173959	37076	\$774,126	\$770,324			\$621	\$186	\$3,367	-\$7,699
8	2174235	36800	\$828,315	\$824,284			\$640	\$192	\$3,584	-\$4,115
9	2174511	36524	\$886,297	\$882,022			\$659	\$198	\$3,814	-\$301
10	2174787	36248	\$948,338	\$943,806			\$678	\$204	\$4,057	\$3,756
11	2175063	35972	\$1,014,722	\$1,009,917			\$699	\$210	\$4,318	\$8,072
12	2175339	35696	\$1,085,752	\$1,080,658			\$720	\$216	\$4,590	\$12,662
13	2175615	35420	\$1,161,755	\$1,156,356			\$741	\$222	\$4,880	\$17,542
14	2175891	35144	\$1,243,077	\$1,237,355			\$764	\$229	\$5,188	\$22,729
15	2176167	34868	\$1,330,093	\$1,324,028			\$787	\$236	\$5,514	\$28,243
16	2176444	34591	\$1,423,199	\$1,416,773			\$810	\$243	\$5,859	\$34,103
17	2176720	34315	\$1,522,823	\$1,516,014			\$834	\$250	\$6,225	\$40,328
18	2176996	34039	\$1,629,421	\$1,622,207			\$859	\$258	\$6,613	\$46,941
19	2177272	33763	\$1,743,480	\$1,735,838			\$885	\$266	\$7,023	\$53,964
20	2177548	33487	\$1,865,524	\$1,857,428	\$3,291		\$912	\$274	\$4,167	\$58,131
21	2177824	33211	\$1,996,111	\$1,987,536			\$939	\$479	\$8,115	\$66,246
22	2178100	32935	\$2,135,839	\$2,126,757			\$967	\$488	\$8,802	\$74,848
23	2178376	32659	\$2,285,347	\$2,275,731			\$996	\$496	\$9,117	\$83,964
24	2178652	32383	\$2,445,322	\$2,435,139			\$1,026	\$505	\$9,661	\$93,626
25	2178928	32107	\$2,616,494	\$2,605,714			\$1,057	\$515	\$10,238	\$103,863

\*Se incluye en el Año 20 el costo de cambiar el Inversor.

LCOE	0.089 \$/kWh
Payback	10.07
IRR	12.05%
VAN	\$19,578

## PROPUESTA SOLAR PRELIMINAR

### Recope - La Garita 247.9 kW

La Garita, Alajuela, Costa Rica



#### SOBRE NOSOTROS

Yuxta Energy es una empresa de triple impacto, enfocada en desarrollar proyectos de ahorro energético que tengan un efecto positivo en lo ambiental, social y económico. YUXTA™ le ofrece un proyecto de Generación Fotovoltaica con el objetivo de generarle ahorros en su factura eléctrica, proteger el medio ambiente y fortalecer la matriz energética nacional. Contamos con las siguientes certificaciones:



#### BENEFICIOS DEL PROYECTO

Ahorro mensual promedio	\$2,368	Generando su propia energía de forma eficiente y amigable con el ambiente
Ahorros en el primer año	\$28,415	Representa el flujo de efectivo incremental de los ahorros en el costo e impuestos
Ahorros al cabo de 25 años	\$1,664,018	Contempla la garantía de generación del equipo de 25 años
Tasa Interna de Retorno (IRR)	18.79%	Asume un incremento del 7% del costo anual de Energía Eléctrica
Recuperación simple de la inversión	6.84	Número de años para recuperar el monto total invertido (No aplica para financiamiento)
Reducción en Huella de Carbono Anual	19.63	Toneladas de CO2 equivalentes ahorradas al año
Costo por posponer el proyecto	\$14,207	Por cada 6 meses de posponer su inversión

#### SISTEMA DE MONITOREO YUXTA

Nuestras soluciones son ÚNICAS por incluir sistemas de gestión energética que le permitirá monitorear su generación y consumo eléctrico en línea y tiempo real para así identificar posibles desperdicios.

#### DETALLE DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Potencia Instalada	247.90	kW	Generación Mensual Promedio	29363	kWh	LCOE - Costo del kWh generado	\$0.064	\$/kWh
Módulos Fotovoltaicos	670	370 W	Reducción mensual promedio de la factura eléctrica	6	%	Área necesaria	1675	m2
Precio \$/Wp	1.02	\$/Wp	Cobertura energética anual	16	%	Tiempo Estimado de Instalación	35	días hábiles

**PRECIO DEL PROYECTO \$253,930** *Llave en mano, incluye: tramitología, diseño, instalación y mantenimiento por 1 año.\**

#### OPCIONES DE PAGO

CONTADO:	FINANCIAMIENTO BANCARIO:	LEASE FINANCIERO:
Obtenga el 100% de los ahorros	Pago Mensual \$2,984	Cuota Mensual \$3,469
Ahorro Mensual Neto \$2,368	Prima \$52,817	Prima \$50,786
<i>Esquemas de pagos flexibles ajustados a sus necesidades.</i>	<i>Prima del 20%, tasa del 9% por 10 años</i>	<i>Prima del 20%, lease a 10 años con posterior traslado de activo. Incluye póliza y mantenimiento durante 10 años</i>

Para más información sobre este proyecto o agendar su ejecución, por favor contacte a:

Mariela Gómez, Desarrolladora de Negocios

Teléfono: + 506 4052-5600

Correo: mgomez@yuxtaenergy.com

Dirección: 100 mts norte de la Cruz Roja de Santa Ana, Plaza Murano, 7mo piso. Santa Ana, Costa Rica.

\*Los costos de interconexión se encuentran incluidos. Se estiman entre: \$2800 y \$3100

Se asume que un 100% de la energía producida será consumida de forma inmediata en el sitio. La tarifa de acceso se encuentra fijada en 26.77 €/kWh.

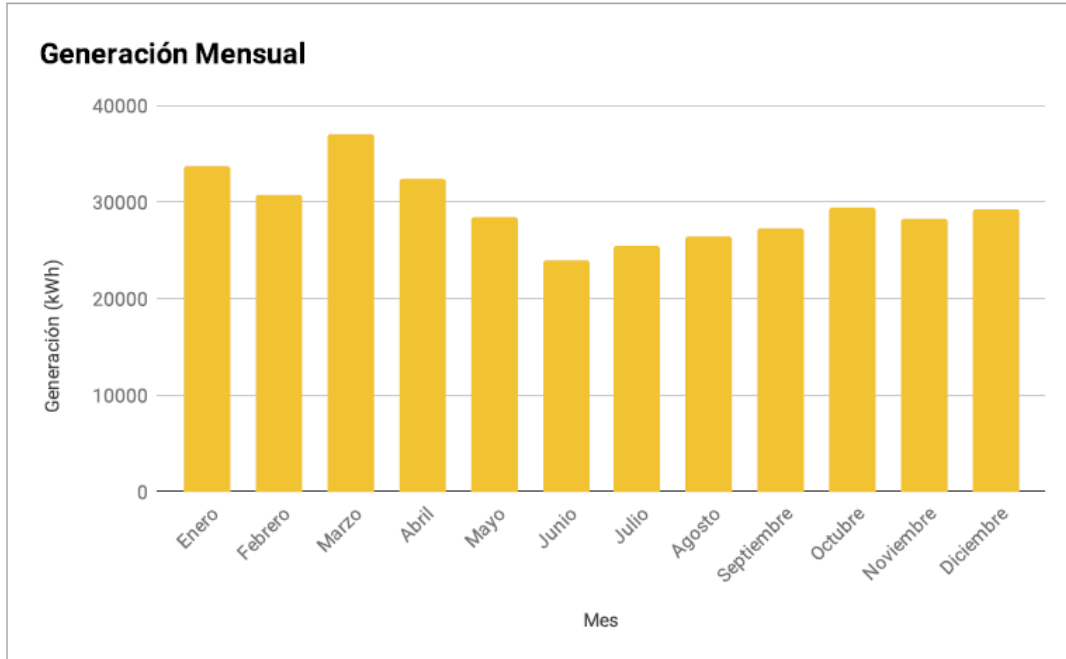
Válidez de la oferta: 15 días hábiles a partir de su entrega. Esta propuesta no corresponde a un acuerdo comercial hasta que no se haya firmado por representantes legales de YUXTA y del cliente.

Fecha: 5/7/2019

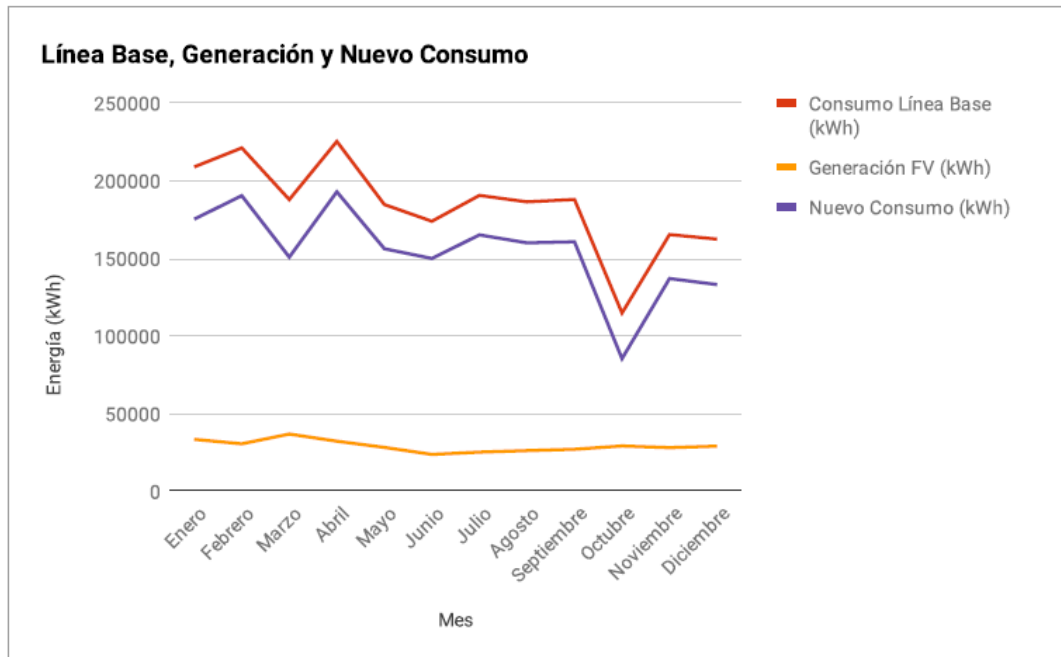
Información Adicional del Proyecto																									
El precio de este sistema es exento de impuesto de ventas por Ley 7447																									
Datos utilizados:																									
- Consumo promedio de energía de 184253kWh																									
- Demanda máxima de 1799kW por mes																									
- Gasto promedio es de Q25031654 mensuales (según tarifas que rigen el I Trimestre del 2019)																									
- Incremento en costos eléctricos del 7% anual.																									
Impacto Inmediato - Su Primer Año																									
<p style="text-align: center;"><b>Factura Mensual Promedio</b></p> <table border="1"> <caption>Factura Mensual Promedio</caption> <thead> <tr> <th>Categoría</th> <th>Valor (Q)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Pre-Yuxta</td> <td>25,031,654</td> </tr> <tr> <td>Post-Yuxta</td> <td>23,652,777</td> </tr> <tr> <td>Ahorros Generados</td> <td>1,378,877</td> </tr> </tbody> </table>						Categoría	Valor (Q)	Pre-Yuxta	25,031,654	Post-Yuxta	23,652,777	Ahorros Generados	1,378,877												
Categoría	Valor (Q)																								
Pre-Yuxta	25,031,654																								
Post-Yuxta	23,652,777																								
Ahorros Generados	1,378,877																								
Resultados en 10 años																									
<p><b>Años 1 a 10: De Gasto a Inversión</b></p> <table border="1"> <caption>Años 1 a 10: De Gasto a Inversión</caption> <thead> <tr> <th>Escenario</th> <th>Factura Eléctrica</th> <th>Inversión en Sistema PV</th> <th>Ahorros Netos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Sin Yuxta</td> <td>7,126,979</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Yuxta Financiado</td> <td>6,755,199</td> <td>325,394</td> <td>46,387</td> </tr> <tr> <td>Yuxta Contado</td> <td>6,755,199</td> <td>202,446</td> <td>169,335</td> </tr> <tr> <td>Yuxta Lease</td> <td>6,755,199</td> <td>377,493</td> <td>-5,712</td> </tr> </tbody> </table>						Escenario	Factura Eléctrica	Inversión en Sistema PV	Ahorros Netos	Sin Yuxta	7,126,979	0	0	Yuxta Financiado	6,755,199	325,394	46,387	Yuxta Contado	6,755,199	202,446	169,335	Yuxta Lease	6,755,199	377,493	-5,712
Escenario	Factura Eléctrica	Inversión en Sistema PV	Ahorros Netos																						
Sin Yuxta	7,126,979	0	0																						
Yuxta Financiado	6,755,199	325,394	46,387																						
Yuxta Contado	6,755,199	202,446	169,335																						
Yuxta Lease	6,755,199	377,493	-5,712																						
<b>Garantías &amp; Mantenimiento</b>		Los paneles solares tienen una garantía de 10 años y poseen una garantía de desempeño de 25 años. Los materiales eléctricos y mano de obra cuentan con 1 año de garantía, y el sistema de soporte de aluminio con 5 años de garantía. Yuxta le brinda el mantenimiento y soporte técnico que consisten en dos visitas al año, incluido en el costo del sistema durante el primer año y le ofrece el servicio para los años siguientes.																							
Desglose de Equipo																									
Módulos Fotovoltaicos	670	JKM370M PERC	Concentrador de datos	1	eGauge Core																				
Inversor	5	SUN2000-40-KTL (3P 480 Vac)	Transductor de Corriente	1	ML SCT-0750-150A																				
			Transductor de Corriente	2	ML SCT-0400-75A																				
Box Quattro	10																								

### Anexo 1.1: Detalle de Generación

El siguiente gráfico muestra la generación mensual pronosticada de acuerdo a la radiación local y usando un factor de rendimiento del 79%.



A continuación se presenta el nuevo consumo energético mes a mes, gracias a la generación fotovoltaica por parte del sistema de Yuxta Energy.

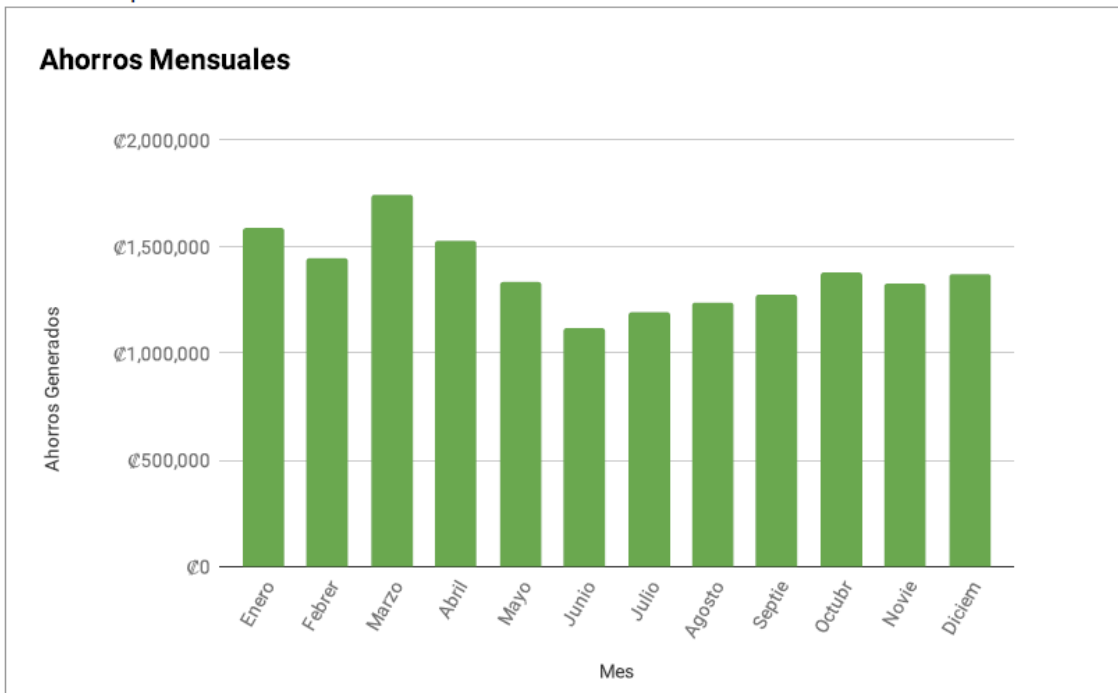


## Anexo 1.2 Nueva Factura Mensual y Ahorros

El siguiente cuadro muestra el consumo energético actual y su factura energética correspondiente, la generación pronosticada, el nuevo consumo energético y su nueva factura eléctrica correspondiente, y el ahorro mensual que se generará gracias al Sistema Fotovoltaico Yuxta.

Mes	Consumo Actual (kWh)	Factura Actual	Generación (kWh)	Nuevo Consumo (kWh)	Nueva Factura	Ahorros Generados
Enero	209060	€26,722,548	33647	175413	€25,138,616	€1,583,932
Febrero	221300	€26,323,214	30776	190524	€24,876,322	€1,446,892
Marzo	188007	€26,197,423	37060	150947	€24,450,587	€1,746,836
Abril	225461	€27,019,152	32443	193018	€25,492,555	€1,526,597
Mayo	184823	€23,890,068	28466	156357	€22,553,852	€1,336,216
Junio	174052	€24,202,774	23949	150103	€23,082,729	€1,120,045
Julio	190699	€25,233,033	25418	165281	€24,042,612	€1,190,420
Agosto	186538	€25,752,131	26393	160145	€24,515,230	€1,236,901
Septiembre	188087	€25,159,914	27252	160835	€23,881,822	€1,278,092
Octubre	114975	€21,608,702	29380	85595	€20,230,285	€1,378,417
Noviembre	165485	€24,492,513	28314	137171	€23,164,006	€1,328,507
Diciembre	162548	€23,778,380	29258	133290	€22,404,706	€1,373,674
<b>Total</b>	<b>2211035</b>	<b>€300,379,850</b>	<b>352356</b>	<b>1858679</b>	<b>€283,833,322</b>	<b>€16,546,528</b>

A continuación se presentan los ahorros generados mes a mes a partir de la generación propia de energía fotovoltaica para autoconsumo.

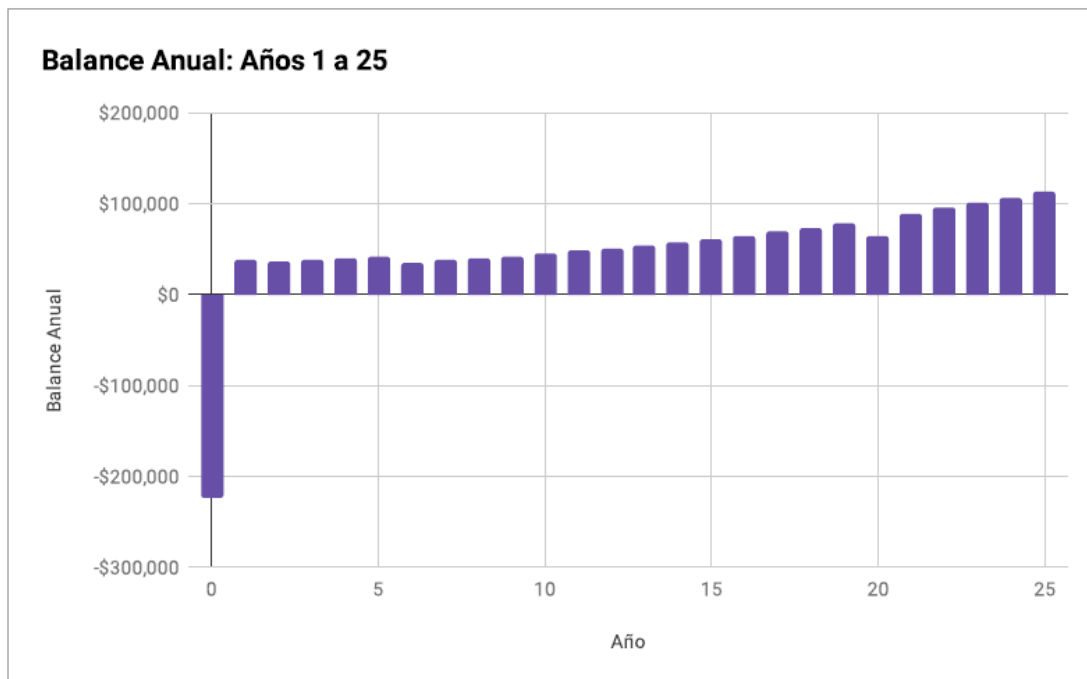


### Anexo 2.1.1 Detalles de Pago y Flujo

A continuación se detallan las condiciones de pago. Al tratarse de una compra al contado se harán cuatro pagos, uno contra la firma del contrato, otro contra la aprobación de la empresa distribuidora, el siguiente contra la finalización de la instalación y el último pago contra la entrega del proyecto.

Sistema de 247.9kW.	Condiciones de Pago
Precio del Sistema Fotovoltaico	<b>\$253,930</b>
Primer Pago: 15% - Firma de Contrato	<b>\$38,090</b>
Segundo Pago: 65% - Disponibilidad	<b>\$165,055</b>
Tercer Pago: 15% - Instalación	<b>\$38,090</b>
Tiempo de Instalación (días)	<b>35</b>
Cuarto Pago: 5% - Entrega de Proyecto	<b>\$12,697</b>

Los ahorros generados crecen año con año debido al incremento de las tarifas eléctricas, como lo ejemplifica el siguiente gráfico de balance anual para los primeros 25 años de generación. El detalle de esto se elabora en el Anexo 2.2, partiendo de una vida útil de 25 años -mínimo según garantías-



### Anexo 2.2.1: Detalle de Flujos Anuales - Contado

El siguiente cuadro presenta el consumo, la generación, el cambio en la factura eléctrica, el costo del equipo, el costo por el servicio, los ingresos generados por escudos fiscales, el flujo neto y el flujo acumulado del proyecto por los próximos 25 años. Durante este periodo de tiempo los paneles fotovoltaicos funcionan dentro de su periodo de garantía, y se toma en cuenta un incremento de los costos eléctricos del 7% anual.

Año	Consumo (kWh)	Generación (kWh)	Factura Eléctrica Línea Base (\$)	Factura Eléctrica Reducida (\$)	Costo del Sistema PV (\$)	Costo del Servicio (\$)	Mantenimiento (\$)	Ingresos por Escudo Fiscal: Renta y Depreciación (\$)	Flujo Neto (\$)	Flujo Acumulado (\$)
0	2211036		\$515,833		\$152,358	\$101,572		\$30,472	-\$223,458	-\$223,458
1	1859879	352356	\$515,833	\$487,418			\$0	\$9,141	\$37,568	-\$185,902
2	1867487	343548	\$551,941	\$522,311			\$3,473	\$10,183	\$36,341	-\$149,561
3	1869954	341081	\$590,577	\$559,105			\$3,577	\$10,215	\$38,110	-\$111,451
4	1872420	338615	\$631,918	\$598,490			\$3,684	\$10,247	\$39,990	-\$71,461
5	1874887	336148	\$676,152	\$640,650			\$3,795	\$10,280	\$41,987	-\$29,474
6	1877353	333682	\$723,482	\$685,779			\$3,908	\$1,173	\$34,967	\$5,493
7	1879820	331215	\$774,126	\$734,088			\$4,026	\$1,208	\$37,220	\$42,714
8	1882286	328749	\$828,315	\$785,799			\$4,146	\$1,244	\$39,614	\$82,327
9	1884753	326282	\$886,297	\$841,153			\$4,271	\$1,281	\$42,155	\$124,482
10	1887219	323816	\$948,338	\$900,406			\$4,399	\$1,320	\$44,853	\$169,335
11	1889686	321349	\$1,014,722	\$963,832			\$4,531	\$1,359	\$47,717	\$217,052
12	1892152	318883	\$1,085,752	\$1,031,727			\$4,667	\$1,400	\$50,758	\$267,811
13	1894619	316416	\$1,161,755	\$1,104,404			\$4,807	\$1,442	\$53,988	\$321,797
14	1897085	313950	\$1,243,077	\$1,182,200			\$4,951	\$1,485	\$57,412	\$379,208
15	1899552	311483	\$1,330,093	\$1,265,476			\$5,100	\$1,530	\$61,047	\$440,255
16	1902018	309017	\$1,423,199	\$1,354,618			\$5,253	\$1,578	\$64,904	\$505,160
17	1904485	306550	\$1,522,823	\$1,450,039			\$5,410	\$1,623	\$68,997	\$574,157
18	1906951	304084	\$1,629,421	\$1,552,181			\$5,572	\$1,672	\$73,339	\$647,496
19	1909418	301617	\$1,743,480	\$1,661,519			\$5,740	\$1,722	\$77,944	\$725,440
20	1911884	299151	\$1,865,524	\$1,778,557	\$19,000		\$5,912	\$1,774	\$83,829	\$789,269
21	1914351	296684	\$1,996,111	\$1,903,840			\$6,089	\$2,067	\$89,149	\$878,418
22	1916817	294218	\$2,135,839	\$2,037,047			\$6,272	\$3,022	\$94,642	\$973,059
23	1919284	291751	\$2,285,347	\$2,181,500			\$6,460	\$3,078	\$100,465	\$1,073,524
24	1921750	289285	\$2,445,322	\$2,335,165			\$6,654	\$3,138	\$106,839	\$1,180,363
25	1924217	286818	\$2,616,494	\$2,499,653			\$6,853	\$3,196	\$113,183	\$1,293,546

\*Se incluye en el Año 20 el costo de cambiar la totalidad de los inversores.

LCOE	0.064 \$/kWh
Payback	6.84
IRR	18.79%
VAN	\$352,947

## PROPUESTA SOLAR PRELIMINAR

### Recope - La Garita 247.9 kW

La Garita, Alajuela, Costa Rica



#### SOBRE NOSOTROS

Yuxta Energy es una empresa de triple impacto, enfocada en desarrollar proyectos de ahorro energético que tengan un efecto positivo en lo ambiental, social y económico. YUXTA™ le ofrece un proyecto de Generación Fotovoltaica con el objetivo de generarle ahorros en su factura eléctrica, proteger el medio ambiente y fortalecer la matriz energética nacional. Contamos con las siguientes certificaciones:



#### BENEFICIOS DEL PROYECTO

Ahorro mensual promedio	<b>\$709</b>	Generando su propia energía de forma eficiente y amigable con el ambiente
Ahorros en el primer año	<b>\$8,504</b>	Representa el flujo de efectivo incremental de los ahorros en el costo e impuestos
Ahorros al cabo de 25 años	<b>\$499,402</b>	Contempla la garantía de generación del equipo de 25 años
Tasa Interna de Retorno (IRR)	<b>16.72%</b>	Asume un incremento del 7% del costo anual de Energía Eléctrica
Recuperación simple de la inversión	<b>7.61</b>	Número de años para recuperar el monto total invertido (No aplica para financiamiento)
Reducción en Huella de Carbono Anual	<b>6.09</b>	Toneladas de CO2 equivalentes ahorradas al año
Costo por posponer el proyecto	<b>\$4,252</b>	Por cada 6 meses de posponer su inversión

#### SISTEMA DE MONITOREO YUXTA

Nuestras soluciones son ÚNICAS por incluir sistemas de gestión energética que le permitirá monitorear su generación y consumo eléctrico en línea y tiempo real para así identificar posibles desperdicios.

#### DETALLE DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Potencia Instalada	<b>76.96</b>	kW	Generación Mensual Promedio	<b>9116</b>	kWh	LCOE - Costo del kWh generado	<b>\$0.070</b>	\$/kWh
Módulos Fotovoltaicos	<b>208</b>	370 W	Reducción mensual promedio de la factura eléctrica	<b>2</b>	%	Área necesaria	<b>520</b>	m2
Precio \$/Wp	<b>1.14</b>	\$/Wp	Cobertura energética anual	<b>5</b>	%	Tiempo Estimado de Instalación	<b>12</b>	días hábiles

**PRECIO DEL PROYECTO** **\$87,640** *Llave en mano, incluye: tramitología, diseño, instalación y mantenimiento por 1 año.\**

#### OPCIONES DE PAGO

CONTADO:	
Obtenga el 100% de los ahorros	
Ahorro Mensual Neto	<b>\$709</b>
<i>Esquemas de pagos flexibles ajustados a sus necesidades.</i>	

FINANCIAMIENTO BANCARIO:	
Pago Mensual	<b>\$1,030</b>
Prima	<b>\$18,229</b>
<i>Prima del 20%, tasa del 9% por 10 años</i>	

LEASE FINANCIERO:	
Cuota Mensual	<b>\$1,182</b>
Prima	<b>\$17,528</b>
<i>Prima del 20%, lease a 10 años con posterior traslado de activo. Incluye póliza y mantenimiento durante 10 años</i>	

Para más información sobre este proyecto o agendar su ejecución, por favor contacte a:

Mariela Gómez, Desarrolladora de Negocios

Teléfono: + 506 4052-5600

Correo: mgomez@yuxtaenergy.com

Dirección: 100 mts norte de la Cruz Roja de Santa Ana, Plaza Murano, 7mo piso. Santa Ana, Costa Rica.

\*Los costos de interconexión se encuentran incluidos. Se estiman entre: \$2800 y \$3100

Se asume que un 100% de la energía producida será consumida de forma inmediata en el sitio. La tarifa de acceso se encuentra fijada en 26.77 €/kWh.

Válidez de la oferta: 15 días hábiles a partir de su entrega. Esta propuesta no corresponde a un acuerdo comercial hasta que no se haya firmado por representantes legales de YUXTA y del cliente.

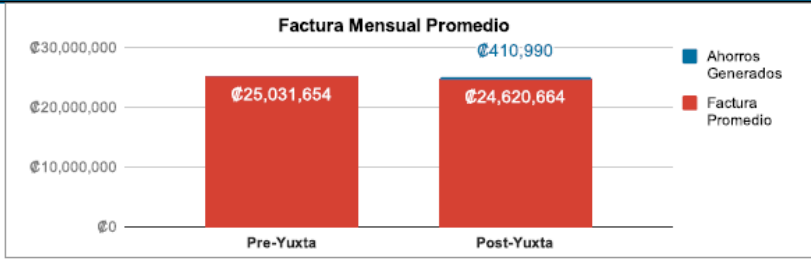
Fecha: 5/7/2019

**Información Adicional del Proyecto**

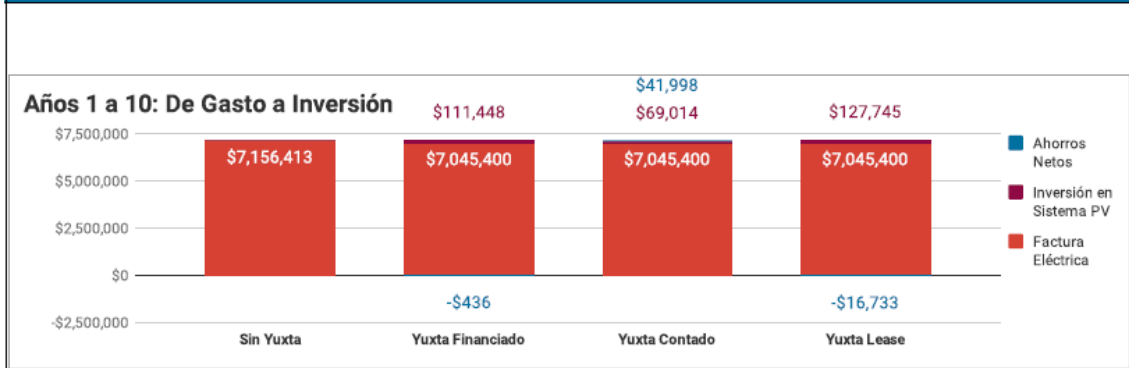
El precio de este sistema es exento de impuesto de ventas por Ley 7447

Datos utilizados:  
 - Consumo promedio de energía de 184253kWh  
 - Demanda máxima de 1799kW por mes  
 - Gasto promedio es de ₡25031654 mensuales (según tarifas que rigen el I Trimestre del 2019)  
 - Incremento en costos eléctricos del 7% anual.

**Impacto Inmediato - Su Primer Año**



**Resultados en 10 años**



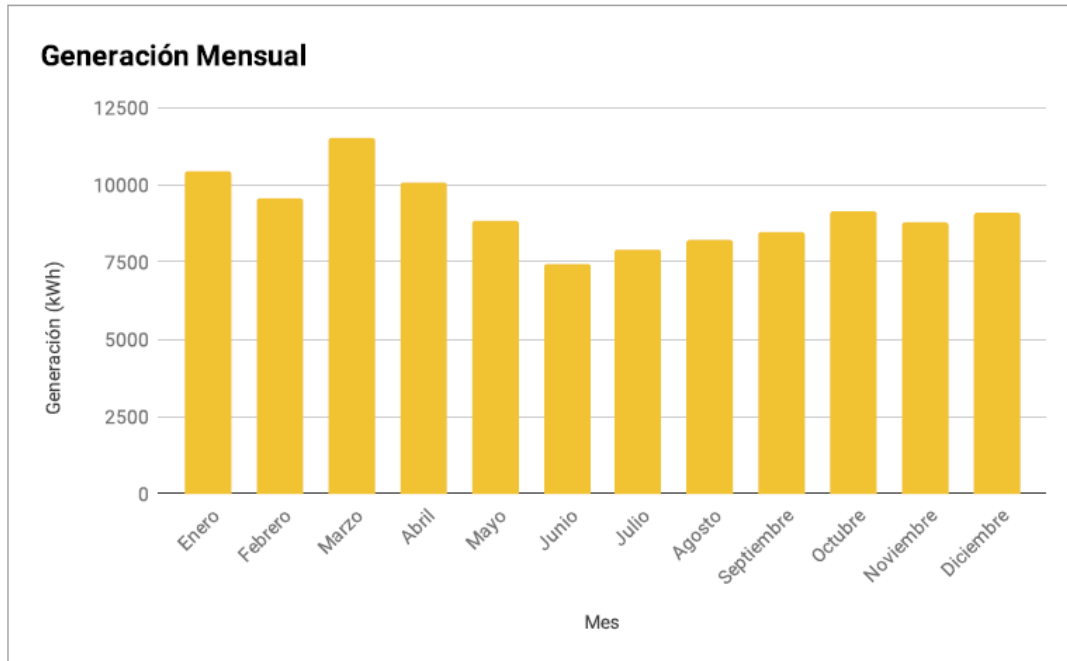
**Garantías & Mantenimiento** Los paneles solares tienen una garantía de 10 años y poseen una garantía de desempeño de 25 años. Los materiales eléctricos y mano de obra cuentan con 1 año de garantía, y el sistema de soporte de aluminio con 5 años de garantía. Yuxta le brinda el mantenimiento y soporte técnico que consisten en dos visitas al año, incluido en el costo del sistema durante el primer año y le ofrece el servicio para los años siguientes.

**Desglose de Equipo**

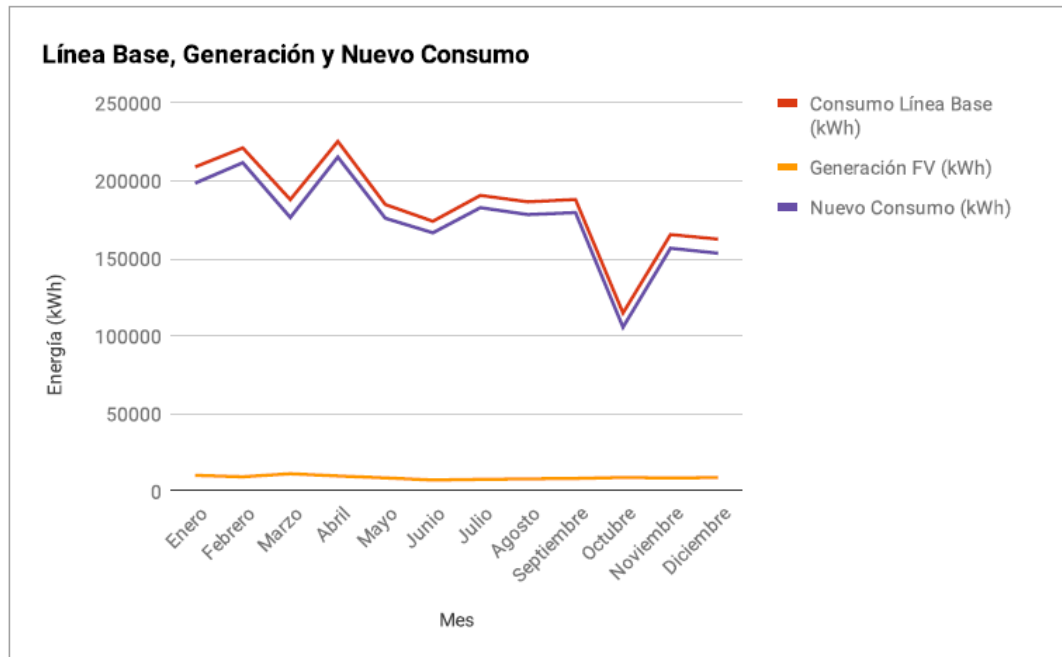
Módulos Fotovoltaicos	208	JKM370M PERC	Concentrador de datos	1	eGauge Core
Inversor	2	SUN2000-40-KTL (3P 480 Vac)	Transductor de Corriente	1	ML SCT-0750-150A
			Transductor de Corriente	2	ML SCT-0400-75A
Box Quattro	4				

## Anexo 1.1: Detalle de Generación

El siguiente gráfico muestra la generación mensual pronosticada de acuerdo a la radiación local y usando un factor de rendimiento del 79%.



A continuación se presenta el nuevo consumo energético mes a mes, gracias a la generación fotovoltaica por parte del sistema de Yuxta Energy.

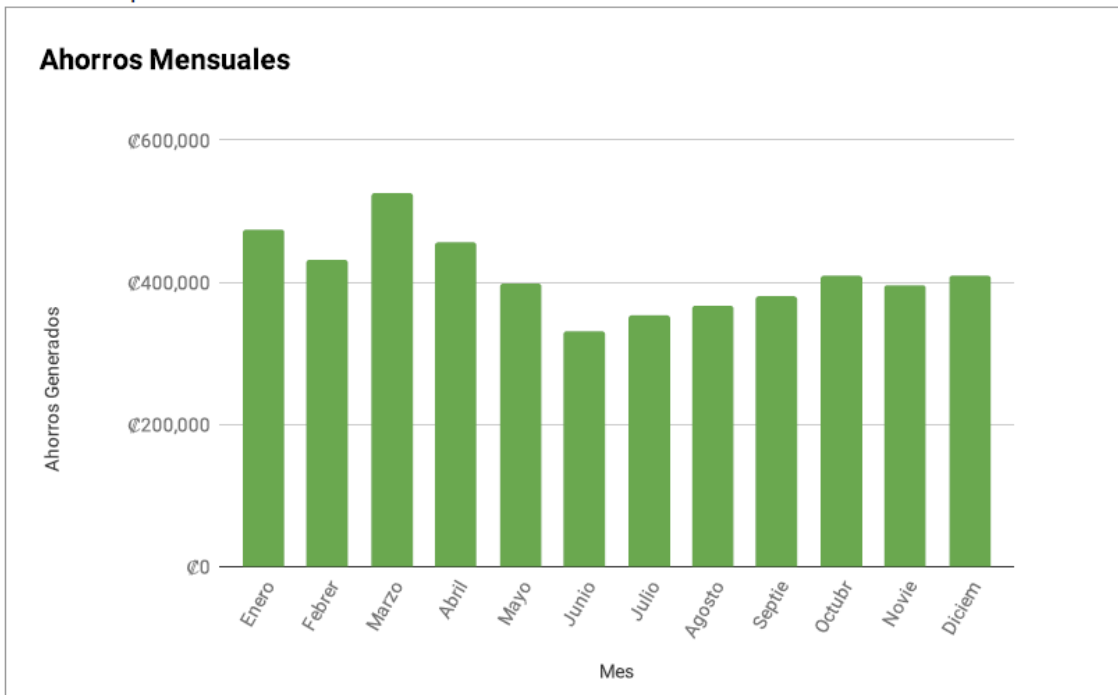


## Anexo 1.2 Nueva Factura Mensual y Ahorros

El siguiente cuadro muestra el consumo energético actual y su factura energética correspondiente, la generación pronosticada, el nuevo consumo energético y su nueva factura eléctrica correspondiente, y el ahorro mensual que se generará gracias al Sistema Fotovoltaico Yuxta.

Mes	Consumo Actual (kWh)	Factura Actual	Generación (kWh)	Nuevo Consumo (kWh)	Nueva Factura	Ahorros Generados
Enero	209060	€26,722,548	10446	198614	€26,247,699	€474,849
Febrero	221300	€26,323,214	9554	211746	€25,890,760	€432,454
Marzo	188007	€26,197,423	11505	176502	€25,672,215	€525,207
Abril	225461	€27,019,152	10072	215389	€26,561,957	€457,194
Mayo	184823	€23,890,068	8837	175986	€23,492,150	€397,918
Junio	174052	€24,202,774	7435	166617	€23,872,140	€330,635
Julio	190699	€25,233,033	7891	182808	€24,880,433	€352,600
Agosto	186538	€25,752,131	8194	178344	€25,385,204	€366,926
Septiembre	188087	€25,159,914	8460	179627	€24,780,122	€379,791
Octubre	114975	€21,608,702	9121	105854	€21,198,811	€409,891
Noviembre	165485	€24,492,513	8790	156695	€24,097,329	€395,185
Diciembre	162548	€23,778,380	9083	153465	€23,369,146	€409,234
<b>Total</b>	<b>2211035</b>	<b>€300,379,850</b>	<b>109388</b>	<b>2101647</b>	<b>€295,447,967</b>	<b>€4,931,883</b>

A continuación se presentan los ahorros generados mes a mes a partir de la generación propia de energía fotovoltaica para autoconsumo.

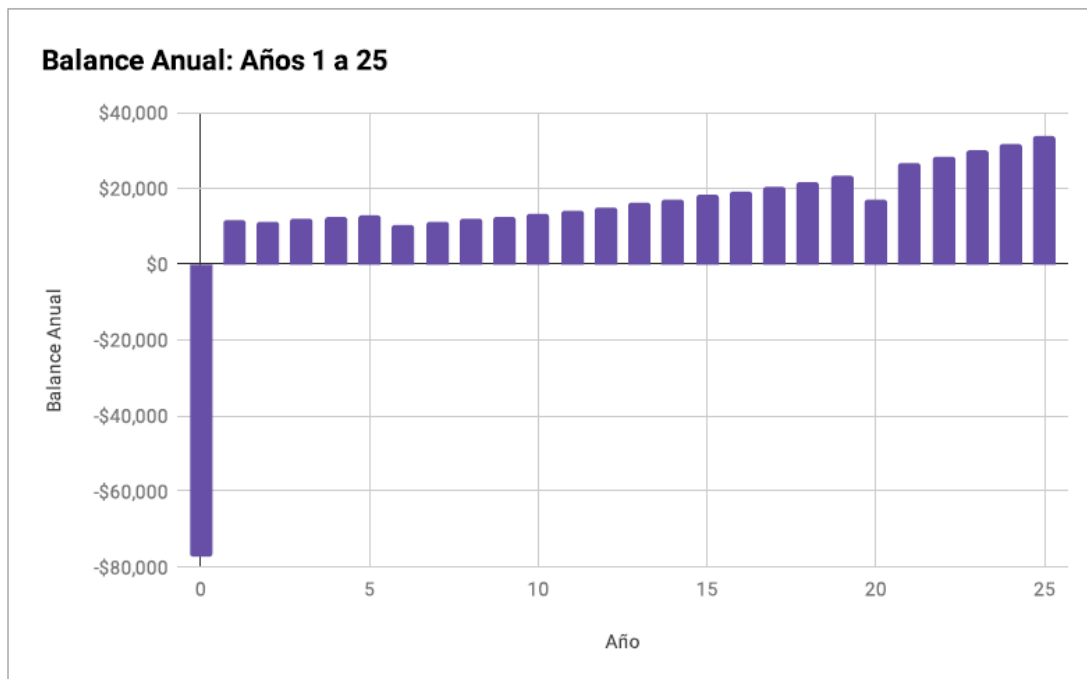


### Anexo 2.1.1 Detalles de Pago y Flujo

A continuación se detallan las condiciones de pago. Al tratarse de una compra al contado se harán cuatro pagos, uno contra la firma del contrato, otro contra la aprobación de la empresa distribuidora, el siguiente contra la finalización de la instalación y el último pago contra la entrega del proyecto.

Sistema de 77kW.	Condiciones de Pago
Precio del Sistema Fotovoltaico	<b>\$87,640</b>
Primer Pago: 15% - Firma de Contrato	<b>\$13,146</b>
Segundo Pago: 65% - Disponibilidad	<b>\$56,966</b>
Tercer Pago: 15% - Instalación	<b>\$13,146</b>
Tiempo de Instalación (días)	<b>12</b>
Cuarto Pago: 5% - Entrega de Proyecto	<b>\$4,382</b>

Los ahorros generados crecen año con año debido al incremento de las tarifas eléctricas, como lo ejemplifica el siguiente gráfico de balance anual para los primeros 25 años de generación. El detalle de esto se elabora en el Anexo 2.2, partiendo de una vida útil de 25 años -mínimo según garantías-



### Anexo 2.2.1: Detalle de Flujos Anuales - Contado

El siguiente cuadro presenta el consumo, la generación, el cambio en la factura eléctrica, el costo del equipo, el costo por el servicio, los ingresos generados por escudos fiscales, el flujo neto y el flujo acumulado del proyecto por los próximos 25 años. Durante este periodo de tiempo los paneles fotovoltaicos funcionan dentro de su periodo de garantía, y se toma en cuenta un incremento de los costos eléctricos del 7% anual.

Año	Consumo (kWh)	Generación (kWh)	Factura Eléctrica Línea Base (\$)	Factura Eléctrica Reducida (\$)	Costo del Sistema PV (\$)	Costo del Servicio (\$)	Mantenimiento (\$)	Ingresos por Escudo Fiscal: Renta y Depreciación (\$)	Flujo Neto (\$)	Flujo Acumulado (\$)
0	2211036		\$517,963		\$52,584	\$35,056		\$10,517	-\$77,123	-\$77,123
1	2101847	109388	\$517,963	\$509,459			\$0	\$3,155	\$11,659	-\$65,464
2	2104381	106654	\$554,221	\$545,362			\$1,078	\$3,478	\$11,259	-\$54,205
3	2105147	105888	\$593,016	\$583,610			\$1,110	\$3,488	\$11,784	-\$42,421
4	2105913	105122	\$634,527	\$624,540			\$1,144	\$3,498	\$12,342	-\$30,079
5	2106679	104356	\$678,944	\$668,340			\$1,178	\$3,508	\$12,934	-\$17,145
6	2107444	103591	\$728,470	\$715,213			\$1,213	\$364	\$10,408	-\$6,737
7	2108210	102825	\$777,323	\$765,372			\$1,250	\$375	\$11,076	\$4,339
8	2108976	102059	\$831,736	\$819,050			\$1,287	\$386	\$11,785	\$16,124
9	2109741	101294	\$889,957	\$876,492			\$1,326	\$398	\$12,537	\$28,662
10	2110507	100528	\$952,254	\$937,962			\$1,366	\$410	\$13,338	\$41,998
11	2111273	99762	\$1,018,912	\$1,003,744			\$1,407	\$422	\$14,184	\$56,182
12	2112039	98996	\$1,090,236	\$1,074,139			\$1,449	\$435	\$15,083	\$71,265
13	2112804	98231	\$1,166,553	\$1,149,470			\$1,492	\$448	\$16,037	\$87,302
14	2113570	97465	\$1,248,211	\$1,230,086			\$1,537	\$461	\$17,050	\$104,352
15	2114336	96699	\$1,335,586	\$1,316,354			\$1,583	\$475	\$18,124	\$122,478
16	2115101	95934	\$1,429,077	\$1,408,673			\$1,631	\$489	\$19,262	\$141,738
17	2115867	95168	\$1,529,112	\$1,507,467			\$1,680	\$504	\$20,470	\$162,208
18	2116633	94402	\$1,636,150	\$1,613,189			\$1,730	\$519	\$21,751	\$183,959
19	2117399	93636	\$1,750,681	\$1,726,325			\$1,782	\$535	\$23,108	\$207,067
20	2118164	92871	\$1,873,228	\$1,847,396	\$7,600		\$1,835	\$551	\$16,947	\$224,014
21	2118930	92105	\$2,004,354	\$1,976,958			\$1,890	\$1,023	\$26,529	\$250,543
22	2119696	91339	\$2,144,659	\$2,115,607			\$1,947	\$1,040	\$28,146	\$278,689
23	2120462	90573	\$2,294,785	\$2,263,979			\$2,006	\$1,058	\$29,859	\$308,547
24	2121227	89808	\$2,455,420	\$2,422,757			\$2,066	\$1,076	\$31,674	\$340,221
25	2121993	89042	\$2,627,300	\$2,592,670			\$2,128	\$1,094	\$33,597	\$373,818

\*Se incluye en el Año 20 el costo de cambiar la totalidad de los inversores.

LCOE	0.07 \$/kWh
Payback	7.61
IRR	16.72%
VAN	\$95,704

**Anexo 5 Carta de ampliación del alcance del proyecto**

Lunes 24 de Junio del 2019.

A quien corresponda  
UIA  
Barrio Aranjuez.

A quien corresponda:

Primeramente saludarles muy cordialmente, y comentar que en la reunión sostenida por parte del estudiante de Ingeniería en Electromecánica José Pablo Zúñiga Villalobos de la UIA y el representante de la Refinadora Costarricense de Petróleo, el Lic. Juan José Quesada Fernández, se llega al acuerdo de seguir las recomendaciones hechas por el Ing. Quesada, de ampliar los alcances del anteproyecto **“Diseño de un sistema de iluminación asistido por paneles solares en el plantel de almacenamiento de combustible en la Refinadora Costarricense de Petróleo ubicado en La Garita de Alajuela”** el cual estaba orientado solo para la iluminación del plantel, e incluir la totalidad de la carga del mismo, esto motivando la transformación que esta llevando a cabo la empresa hacia las energías limpias y la carbono neutralidad.

Sin más por agregar se despiden

Atentamente,

Ing. Juan José Quesada Fernández.

**Anexo 6 Archivo de Excel con el nombre “Anexo 6”**

**Este archivo contiene las hojas de cálculo del promedio de facturación, análisis financiero, gastos anuales, gráfica del TIR y caída de tensión, el cual se incluye en la carpeta de anexos del disco entregable.**

**Anexo 7 Archivo de AutoCad con el nombre “Anexo 7”**

**Este archivo contiene el diagrama unifilar de todo el plantel de RECOPE ubicado en La Garita de Alajuela, el cual se incluye en la carpeta de anexos del disco entregable.**

**Anexo 8 Archivo de AutoCad con el nombre “Anexo 8”**

**Este archivo contiene el diagrama unifilar del sistema fotovoltaico propuesto para el plantel de RECOPE ubicado en La Garita de Alajuela, el cual se incluye en la carpeta de anexos del disco entregable.**