



Universidad Internacional de las Américas

Escuela de Ingeniería Electromecánica

**Proyecto de graduación para optar por el grado de bachillerato
en Ingeniería Electromecánica**

**“Diseño de un sistema que incluya energía renovable
fotovoltaica y la detección contra incendios para un edificio de
oficinas ubicado en barrio La California.”**

Autor:

Ronald Solano Castillo

Tutor:

Máster Billy Retana Peña

Lector:

Máster Álvaro Rojas Camacho

San José, Costa Rica

Índice	
Introducción	1
Problemática:	2
Objetivo General:	2
Objetivos Específicos:	2
Justificación	3
Alcances	5
Limitantes	6
Antecedentes	7
CAPÍTULO I	11
Diagnóstico	11
CAPÍTULO II	15
Marco Teórico	15
2.1 Incendio.....	16
2.1.1 Causas de incendios	16
2.2 Sistemas contra incendios	17
2.2.1 Sistemas básicos contra incendios	18
2.2.1.1 Sistema de detección de incendios convencional	18
2.2.1.2 Sistema de detección analógica/inteligente	18
2.3 Sistema de detección y alarma	19
2.3.1 ¿Qué es un detector?.....	19
2.3.1.2 Detección automática de incendios.....	19
2.4 Seguridad industrial y manejo del riesgo.....	20
2.5 Riesgo	20
2.5.1 Clasificación de los riesgos para incendios bajo NFPA 10.....	21
2.5.1.1 Riesgo ligero (bajo)	21

2.5.1.2 Riesgo ordinario (moderado).....	21
2.5.1.3 Riesgo extra (alto).....	21
2.6 Tetraedro de fuego.....	21
2.7 Materiales combustibles.....	22
2.7.1 Combustibles sólidos.....	22
2.7.2 Combustibles líquidos.....	22
2.7.3 Combustibles gaseosos.....	23
2.8 Clasificación de los fuegos.....	23
2.8.1 Clase A.....	23
2.8.2 Clase B.....	23
2.8.3 Clase C.....	23
2.8.4 Clase D.....	24
2.8.5 Clase K.....	24
2.9 Agentes extintores.....	24
2.9.1 Agua.....	24
2.9.2 Espuma.....	25
2.9.3 Dióxido de carbono.....	25
2.9.4 Derivados halogenados.....	26
2.10 Principales elementos que componen un diseño eléctrico.....	27
2.10.1 Conductor eléctrico.....	27
2.10.2 Cable THHN.....	27
2.10.3 Cable TGP.....	28
2.10.4 Calibre de alambre estadounidense.....	28
2.11 Acometida eléctrica.....	29
2.12 Medidor eléctrico.....	29
2.13 Centro de carga e interruptores.....	30

2.13.1 Centro de carga.....	30
2.13.2 Interruptor termomagnético	30
2.13.3 Interruptor de circuito por falla de arco.....	31
2.13.4 Interruptor de circuito por falla a tierra.....	31
2.14 Sistemas de puesta a tierra.....	32
2.14.1 Tierra de protección	33
2.14.2 Tierra de servicio.....	33
2.14.3 Electrodo de tierra	33
2.15 Fórmulas necesarias.....	34
2.15.1 Ley de Ohm.....	34
2.15.2 Potencia	34
2.16 Conceptos importantes sobre energía solar.....	35
2.16.1 Irradiancia	35
2.16.2 Insolación	35
2.16.3 Heliofanía	35
2.17 Energía solar	36
2.18 Efecto fotovoltaico	37
2.19 Celdas Fotovoltaicas.....	38
2.19.1 Componentes Básicos de una Celda Fotovoltaica.....	39
2.19.1.1 Placa de vidrio.....	39
2.19.1.2 Capa anti-reflectiva.	39
2.19.1.3 La capa de semiconductor tipo n.....	39
2.19.1.4 Plancha de semiconductores tipo n y tipo p.	39
2.19.1.5 La capa de semiconductor tipo p.....	40
2.19.1.6 Corriente de cortocircuito (I_{cc})	40
2.19.1.7 Voltaje de circuito abierto (V_{co}).....	40

2.19.1.8 Corriente óptima (I_m)	41
2.19.1.9 Voltaje óptimo (V_m).....	41
2.19.1.10 Potencia Máxima (P_{max})	41
2.19.1.11 Rendimiento (η).....	41
2.20 Panel Fotovoltaico.....	41
2.20.1 Tipos de Paneles Fotovoltaicos	42
2.20.1.1 Celdas de Silicio cristalino.....	42
2.20.1.2 Silicio Monocristalino.....	43
2.20.1.3 Silicio Policristalino.....	43
2.20.1.4 Silicio Amorfo	43
2.21 Radiación solar	44
2.21.1 Tipos de radiación.....	45
2.21.1.1 Radiación directa.....	45
2.21.1.2 Radiación difusa.....	45
2.21.1.3 Radiación reflejada.....	45
2.22 Orientación de un Panel Fotovoltaico.....	46
2.23 Ángulo de inclinación de un Panel Fotovoltaico	48
2.24 Temperatura de un panel Fotovoltaico.....	50
2.25 Coeficiente de Rendimiento	52
2.26 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos.....	52
2.26.1 Sistema FV autónomo	52
2.26.2 Sistemas FV interconectado	53
2.27 Micro-inversor	53
2.28 Generación distribuida y sistemas conectados a la red	54
2.28.1 Artículos Norma técnica AR-NT-POASEN	55
Artículo 3. Definiciones.....	55

Artículo 124. Modalidades de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables interconectadas a la red.....	55
Artículo 125. Generación distribuida para autoconsumo en su modalidad medición neta sencilla.....	56
Artículo 127. Relación empresa distribuidora y productores consumidores. ..	56
Artículo 128. Cumplimiento de normativa técnica en materia de distribución.	56
2.28.2 Artículos Norma técnica AR-NT-SUCOM.....	57
Artículo 126. Libre interconexión y operación de generadores a la red de distribución.....	57
Artículo 127. Requisito para la interconexión de generadores a la red de distribución.....	57
Artículo 128. Capacidad de acceso.....	58
Artículo 129. Limitaciones de acceso.....	58
Artículo 131. Punto de interconexión	58
Artículo 132. Contrato de interconexión	59
Artículo 133. Cargo por acceso e interconexión a la red de distribución.....	59
Artículo 136. Sistema de medición.....	60
Artículo 137. Facturación de la modalidad contractual “Medición Neta Sencilla”	60
2.28.3 Artículos del reglamento de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables en su modalidad neta sencilla	61
Artículo 34. Autorización para almacenamiento y retiro de energía.	61
Artículo 41. Pagos de excedentes de energía.....	61
2.27 Matemáticas financieras.....	61
2.27.1 Valor Actual Neto (VAN).....	61
2.27.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)	63
2.28 Investigación “Cálculos energéticos”	65

2.28.1 Pérdidas por suciedad de los módulos fotovoltaicos.....	65
2.28.2 Pérdidas por degradación fotónica.....	65
2.28.3 Pérdidas por reflectancia.....	65
CAPÍTULO III	66
Marco Metodológico	66
CAPÍTULO IV	69
Desarrollo	69
4.1 Sistema fotovoltaico	70
4.1.1 Cálculo de pérdidas por temperatura	74
4.1.2 Caso 1	75
4.1.3 Energía generada.....	76
4.1.4 Cálculo del inversor.....	76
4.1.5 Área de paneles	77
4.1.6 Conductores y protección contra sobretensión en AC	77
4.1.7 Análisis financiero	78
4.1.8 Costo de la energía sin sistema fotovoltaico	79
4.1.9 Costo de la energía con sistema fotovoltaico	80
4.1.10 Costo del sistema fotovoltaico.....	81
4.1.11 Retorno de la inversión	82
4.2 Caso 2.....	86
4.2.1 Cálculo del inversor.....	86
4.2.2 Conductores y protección contra sobretensión en DC y AC	87
4.2.3 Costo del sistema fotovoltaico.....	88
4.3 Caso 3.....	90
4.3.1 Cálculo para la generación del 70% de la demanda	90
4.3.2 Cálculo de la cantidad de paneles solares requeridos	91

4.3.3 Cálculo del inversor.....	91
4.3.4 Área de paneles	91
4.3.5 Conductores y protección contra sobretensión en AC	92
4.3.6 Análisis financiero	93
4.3.7 Costo de la energía sin sistema fotovoltaico	93
4.3.8 Costo de la energía con sistema fotovoltaico	94
4.3.9 Costo del sistema fotovoltaico.....	96
4.3.10 Retorno de la inversión	97
4.4 Caso 4.....	99
4.4.1 Cálculo para la generación del 95% de la demanda	100
4.4.2 Cálculo de la cantidad de paneles solares requeridos	100
4.4.3 Cálculo del inversor.....	100
4.4.4 Área de paneles	101
4.4.5 Conductores y protección contra sobretensión en AC	101
4.4.6 Análisis financiero, retorno de inversión.....	102
4.4.7 Costo de la energía sin sistema fotovoltaico	102
4.4.8 Costo de la energía con sistema fotovoltaico	103
4.4.9 Costo del sistema fotovoltaico.....	105
4.4.10 Retorno de la inversión	106
4.5 Diseño contra incendio.....	108
4.5.1 Artículos para la ubicación de los dispositivos de iniciación y señalización.	109
4.5.2 Estaciones manuales	118
4.6 Diseño de sistema Siemens.....	118
4.6.1 Equipos	119
4.6.2 Baterías.....	120

4.6.3 Estimación económica del sistema nuevo.....	120
4.6.4 Valoración económica del equipo donado.....	120
4.6.5 Valoración económica para implementar el equipo.....	121
4.7 Diseño de sistema Simplex	122
4.7.1 Equipos	122
4.7.3 Estimación económica del sistema nuevo.....	123
4.8 Costos	124
Análisis de Resultados.....	125
Conclusiones	137
Recomendaciones	139
Bibliografía.....	140
Anexos.....	144

LISTA DE FIGURAS/ILUSTRACIONES

Figura 1. 1 Imagen satelital ubicación del proyecto.....	12
Figura 1. 2 Planta del sótano	13
Figura 1. 3 Planta del piso 1	13
Figura 1. 4 Planta del piso 2	13
Figura 1. 5 Planta del piso 3	14
Figura 1. 6 Planta de la cubierta del techo.....	14
Figura 2. 1 Tetraedro de fuego.	22
Figura 2. 2 Extintor tipo A.	25
Figura 2. 3 Extintor tipo A y B.	25
Figura 2. 4 Extintor tipo B y C.Polvo químico seco.	26
Figura 2. 5 Extintor tipo A, B y C.....	26
Figura 2. 6 Extintor Tipo A, B y C.	27
Figura 2. 7 Conductor THHN	28

Figura 2. 8 Acometida aérea en edificación con tapia	29
Figura 2. 9 Centro de carga	30
Figura 2. 10 Interruptores AFCI	31
Figura 2. 11 Sistema de puesta a tierra	32
Figura 2. 12 Partes básicas de una puesta a tierra	34
Figura 2. 14 Brillo solar anual en Costa Rica.....	36
Figura 2. 15 Producción de electricidad por energía solar.....	37
Figura 2. 16 Efecto fotovoltaico.	37
Figura 2. 17 Componentes básicos de una celda fotovoltaica. Características de una celda fotovoltaica	40
Figura 2. 18 Terminología fotovoltaica.....	42
Figura 2. 19 Tipos de paneles fotovoltaicos.....	43
Figura 2. 20 Curva de radiación solar y horas solares pico.	44
Figura 2. 21 Componentes de la radiación solar terrestre.	46
Figura 2. 22 Inclinação del sol a lo largo del año.	47
Figura 2. 23 Orientación de un arreglo fotovoltaico para la máxima producción anual.....	48
Figura 2. 24 Diagrama de inclinación de un panel fotovoltaico forma óptima de recepción de rayos solares.	49
Figura 2. 25 Dependencia de la corriente producida en función del voltaje para diferentes intensidades de radiación.	51
Figura 2. 26 Dependencia de la corriente producida en función del voltaje para diferentes temperaturas de operación (radiación constante 1000W/m2).....	51
Figura 2. 27 Sistema autónomo.....	52
Figura 2. 28 Sistema conectado a la red eléctrica pública.....	53
Figura 2. 29 Micro-inversor marca Apsystems.....	54
Ilustración 1 Factura del edificio de oficinas	144
Ilustración 2 Datos de la base de datos de Solargis	145
Ilustración 3 Gráfico de radiación de la base de datos de Solargis	145
Ilustración 4 Panel solar Canadian Solar	147
Ilustración 5 Micro-inversor APsystems	149

Ilustración 6 Ficha técnica de detector HFP-11	151
Ilustración 7 Hoja técnica de panel de control FS-250 Siemens.....	154
Ilustración 8 Hoja técnica de detector de calor HFPT-11 Siemens.....	155
Ilustración 9 Hoja técnica de activador manual Siemens.....	157
Ilustración 10 Planta de la cubierta del techo	158
Ilustración 11 Cotización de equipo fotovoltaico	161
Ilustración 12 Cotización de mantenimiento preventivo para sistema fotovoltaico	161
Ilustración 13 Cotización de equipo contra incendio marca Simplex	162
Ilustración 14 Cotización de referencia de precios del equipo contra incendio marca Siemens.....	163
Ilustración 15 Acomodo de paneles de 305Wp.....	164

LISTA DE CUADROS

Tabla 2. 1 Inclinación de acuerdo con la estación del año.	49
Tabla 4. 1 Resumen de pérdidas contempladas por el Performance Ratio.	74
Tabla 4. 2 Tabla resumen de consumo por mes.....	75
Tabla 4. 3 Tabla resumen de consumo de energía promedio mensual y diaria para el 40 % del consumo total.....	76
Tabla 4. 4 Costo de la energía consumida en promedio sin sistema fotovoltaico	79
Tabla 4. 5 Generación estimada mes a mes, total anual y promedio para el 40%	80
Tabla 4. 6 Generación propia y consumo de la red para el 40%	81
Tabla 4. 7 Costo de la energía consumida con sistema fotovoltaico	81
Tabla 4. 8 Costo del sistema fotovoltaico propuesto	82
Tabla 4. 9 Evolución de la tarifa eléctrica general/comercial del CNFL y promedio de aumento anual.	83
Tabla 4. 10 Flujos de efectivo proyectado por periodo	84
Tabla 4. 11 Retorno de la inversión	85

Tabla 4. 12 Costo del sistema fotovoltaico propuesto	88
Tabla 4. 13 Retorno de la inversión	89
Tabla 4. 14 Tabla resumen de consumo de energía promedio mensual y diaria para el 70 % del consumo total.....	90
Tabla 4. 15 Costo de la energía consumida en promedio sin sistema fotovoltaico	94
Tabla 4. 16 Generación estimada mes a mes, total anual y promedio para el 70%	95
Tabla 4. 17 Generación propia y consumo de la red para el 70%	95
Tabla 4. 18 Costo de la energía consumida con sistema fotovoltaico	96
Tabla 4. 19 Costo del sistema fotovoltaico propuesto	96
Tabla 4. 20 Flujos de efectivo proyectado por periodo	97
Tabla 4. 21 Retorno de la inversión	98
Tabla 4. 22 Tabla resumen de consumo de energía promedio mensual y diaria para el 95 % del consumo total.....	100
Tabla 4. 23 Costo de la energía consumida en promedio sin sistema fotovoltaico	103
Tabla 4. 24 Generación estimada mes a mes, total anual y promedio para el 95%	104
Tabla 4. 25 Generación propia y consumo de la red para el 95%	104
Tabla 4. 26 Costo de la energía consumida con sistema fotovoltaico	105
Tabla 4. 27 Costo del sistema fotovoltaico propuesto	105
Tabla 4. 28 Flujos de efectivo proyectado por periodo	106
Tabla 4. 29 Retorno de la inversión	107
Tabla 4. 30 Tabla resumen de equipos conectados al panel de control marca Siemens, piso 1, 2, 3 y sótano.....	119
Tabla 4. 31 Valor total del equipo contra incendio Siemens	120
Tabla 4. 32 Valor del equipo contra incendio Siemens donado	120
Tabla 4. 33 Tabla resumen del costo total final del equipo contra incendio marca Siemens.....	121
Tabla 4. 34 Tabla resumen de equipos conectados al panel de control marca Simplex, piso 1, 2, 3 y sótano	122

Tabla 4. 35 Valor total del equipo contra incendio Simplex	123
Tabla 4. 36 Costo total de la implementación del equipo	124
Tabla 4. 38 Comparación de casos 1, 2, 3 y 4.....	131

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1 Ley de Ohm.....	34
Ecuación 2 Potencia	34
Ecuación 3 Irradiancia	35
Ecuación 4 Valor actual neto.	61
Ecuación 5 Tasa interna de retorno.....	64
Ecuación 6 Número de paneles incluyendo Performance Ratio.	71
Ecuación 7 Performance Ratio.	72
Ecuación 8 Pérdidas por incremento de temperatura.....	72
Ecuación 9 Temperatura media mensual a la que trabajan los paneles.....	72
Ecuación 10 Energía generada para cada sección de techo.....	76
Ecuación 11 Número de inversores requeridos.	77
Ecuación 12 Costo de la energía consumida.....	79
Ecuación 13 Costo por alumbrado público.	79
Ecuación 14 Costo por Impuesto de Ventas.....	79
Ecuación 15 Corriente del circuito DC	87
Ecuación 16 Corriente del circuito AC	88

Introducción

Problemática:

¿Cuál es el diseño de un sistema de detección contra incendios incluyendo un sistema de energía renovable fotovoltaica más adecuado para un edificio de oficinas ubicado en barrio La California?

Objetivo General:

-Diseñar un sistema de detección contra incendios incluyendo un sistema de energía renovable fotovoltaica para un edificio de oficinas ubicado en barrio La California.

Objetivos Específicos:

-Realizar el diseño de un sistema de detección contra incendio basándose en la norma NFPA 72 que cumpla para la protección del edificio de oficinas ubicado en barrio La California.

-Ejecutar una investigación para determinar si el equipo donado que posee el propietario son aptos para llevar a cabo el diseño del sistema de detección contra incendio con los requerimientos actuales de la norma NFPA 72.

-Estudiar la legislación vigente y la metodología básica para el diseño fotovoltaico de manera que permita ver si es posible implementar un sistema de generación fotovoltaica en el edificio de oficinas ubicado en barrio La California.

-Realizar un estudio financiero para ver la factibilidad de la implementación del sistema fotovoltaico.

-Determinar el valor de la implementación del sistema de detección contra incendio donado para el edificio de oficinas ubicado en barrio La California.

Justificación

La necesidad de reducir posibles daños dentro de las instalaciones de la empresa Vida Plena, evitar daños a infraestructuras o equipos de difícil reemplazo, así como el hecho de reducir los tiempos de respuestas ante emergencias, disminuir los posibles costos derivados del combate de incendios y posteriores reparaciones para el reinicio de actividades normales en las áreas productivas de la empresa, y principalmente, el cuidado de la salud de los trabajadores, hace imperioso el empleo de un sistema de detección contra incendios para las instalaciones ésta.

La ausencia de sistemas públicos de respuesta a emergencias cercano a la instalación, además, que cuente con las suficientes herramientas y de rápida acción ante la posibilidad de presentarse un incendio de gran magnitud, hace que esta empresa requiera de la implementación de un sistema de detección contra incendios para el manejo y control de este tipo de riesgo, así como de consideraciones que deben cumplirse para lograr el mantenimiento adecuado de las instalaciones.

Con respecto del segundo objetivo de esta tesis que corresponde a las energías renovables, se justifica este tema desde el punto de vista del ahorro de electricidad que se va a dar en el caso que se cogenera en forma distribuida con auto-cogeneración.

Como estudiante de la Escuela de Ingeniería Electromecánica, de la Universidad Internacional de las Américas, al contar con las competencias formativas en los ámbitos de seguridad industrial, manejo de normativas, electrónica y diseño eléctrico principalmente, hace imperioso el desarrollo del presente trabajo de tesis.

Alcances

Como producto de este trabajo se entregará lo siguiente:

1. Los planos en digital con el diseño del sistema de detección contra incendio en los que se especifica la ubicación de los equipos.
2. Plano en digital con el acomodo de los paneles solares sobre el área del techo.
3. La memoria de cálculo en formato digital del diseño basado en la norma NFPA72 (versión en español).
4. Propuesta del sistema fotovoltaico.
5. Presupuesto de costos estimados de materiales del proyecto fotovoltaico.
6. Una tabla en la que se cuantifica el costo de la implementación del equipo de detección contra incendios que, actualmente, posee el propietario.

Limitantes

Una de las limitantes es que el edificio cuenta con un sótano donde se tiene un cuarto de máquinas y una bodega de mantenimiento, los cuales son de espacios reducidos, por lo que, hay que tomar en cuenta esto ya que, si para efectos de diseño se necesitase espacio considerable para la instalación de equipos, esta limitante podría hacer el o los diseños ineficientes o irrealizables.

También, se tiene por limitante que el edificio no cuenta con espacio disponible alrededor, por lo tanto, para el diseño del sistema de paneles solares solo se puede utilizar el área disponible en el techo para el desarrollo de este trabajo.

Antecedentes

Tesis n°1

Tema: Diseño eléctrico para villas turísticas incluyendo paneles fotovoltaicos

Autores: José Francisco Calderón Varela

Año: 2016

Este proyecto consiste en el diseño de las instalaciones eléctricas necesarias para un proyecto familiar y con posibilidades de explotación comercial, que incluye, además, el diseño y análisis económico de los sistemas fotovoltaicos necesarios para suplir parte de su demanda, con el fin no solo de contribuir con el medio ambiente, sino también, el de disminuir los costos de operación para así poder reinvertir el dinero ahorrado en el mismo proyecto.

El diseño eléctrico se realiza basado en el NEC 2008, vigente en el país para este tipo de proyectos, por ende, se usa su metodología y parámetros con el fin de obtener no solo un diseño eléctrico funcional, sino también, seguro. Este se realiza basado en las necesidades del proyecto, por tanto, en su desarrollo se atravesó por etapas de definición de éstas, evaluación de la ubicación más adecuada para tableros, equipos y otros, además de la búsqueda de las referencias de equipos por instalar, con el fin de definir cargas estimadas en salidas eléctricas específicas.

En cuanto a lo que se refiere al diseño del sistema fotovoltaico, se introduce el concepto de energía solar como fuente de generación eléctrica y el esquema básico de los proyectos fotovoltaicos, sus componentes principales,

características que los definen, tipos de sistemas y conceptos básicos que se deben conocer a la hora de su diseño.

En la fase de diseño, se utilizó datos de sistemas satelitales, con el fin de obtener la radiación de la zona, temperatura y otros, para estimar cómo estos paneles se comportan en la realidad desde un amplio rango de temperaturas y luz solar, para lograr llegar a un diseño adecuado para el proyecto en lo que corresponde a la instalación eléctrica, calibre de conductores, protecciones, y desarrollo de la instalación fotovoltaica con inversor central conectado a la red de distribución eléctrica.

El cálculo del sistema se realiza tomando en cuenta el Performance Ratio que es la relación de la energía real obtenida por el módulo entre la salida teórica que se debería obtener con el fin de realizar una predicción más precisa de rendimiento y del retorno de inversión a largo plazo de los sistemas fotovoltaicos.

Finalmente, se lleva a cabo un análisis de viabilidad económica del proyecto donde se calculó el VAN, TIR y retorno de la inversión, los cuales son parámetros básicos para analizar un proyecto a largo plazo. A partir del análisis financiero se determinó la rentabilidad de los sistemas propuestos y su retorno de inversión.

Tesis nº2

Tema: Diseño de un sistema de detección de incendio para una torre de condominios vertical de 20 niveles

Autores: Sergio Rojas Valle

Año: 2016

Este proyecto consiste en diseñar un sistema de incendios costo efectivo para una torre vertical de 20 niveles, basado en la normativa nacional de sistemas de detección de incendios.

En el NFPA72, en su versión en español, como parte de un proyecto de tesis se le plantean al cliente final dos opciones de diferentes marcas reconocidas mundialmente, como son Simplex Grinnell de Tyco y Notifier de Honeywell. Esto con el fin de que el cliente pueda decidir cuál opción considera mejor para el proyecto, estimando no solo el precio, sino también, las diferentes ventajas que pueda tener una marca sobre la otra.

El sistema cuenta con las diferentes tecnologías de activación: sensores de humo, temperatura, monóxido, infrarrojo, estaciones manuales, entre otras. La tecnología por utilizar dependerá del área en donde se vaya a instalar cada dispositivo y de lo que indique la norma NFPA72, y de igual manera, se procederá con los dispositivos de señalización (lámparas, sirenas, rotulación, etc.).

Adicionalmente a los sistemas de activación y señalización, éste cuenta con los cortes de corriente que se requieran para áreas especiales como ascensores, válvulas de gas, etc., con el fin de que la solución sea completa y así poder ofrecer mayor seguridad, tanto a los usuarios finales como al edificio.

La elaboración del diseño del sistema de incendios se hará con base en la norma NFPA72, que establece los requerimientos de diseño, aplicación, instalación, ubicación, inspección, pruebas y rutinas de mantenimiento necesarias para el correcto funcionamiento del sistema.

El objetivo del código NFPA72 es proveer un grado razonable de protección contra fuego para la vida y las propiedades, mediante requerimientos de instalación de alarmas contra incendios basadas en principios de ingeniería, información de prueba y experiencia en el campo.

CAPÍTULO I

Diagnóstico

La ubicación exacta en donde se planea hacer el estudio de generación fotovoltaica y el diseño de detección contra incendio se encuentra ubicada en la provincia de San José, específicamente, en las coordenadas $9^{\circ} 55' 56.31''$ N, $84^{\circ} 04' 05.38''$ O, como se muestra en la imagen satelital de la figura 1.1.

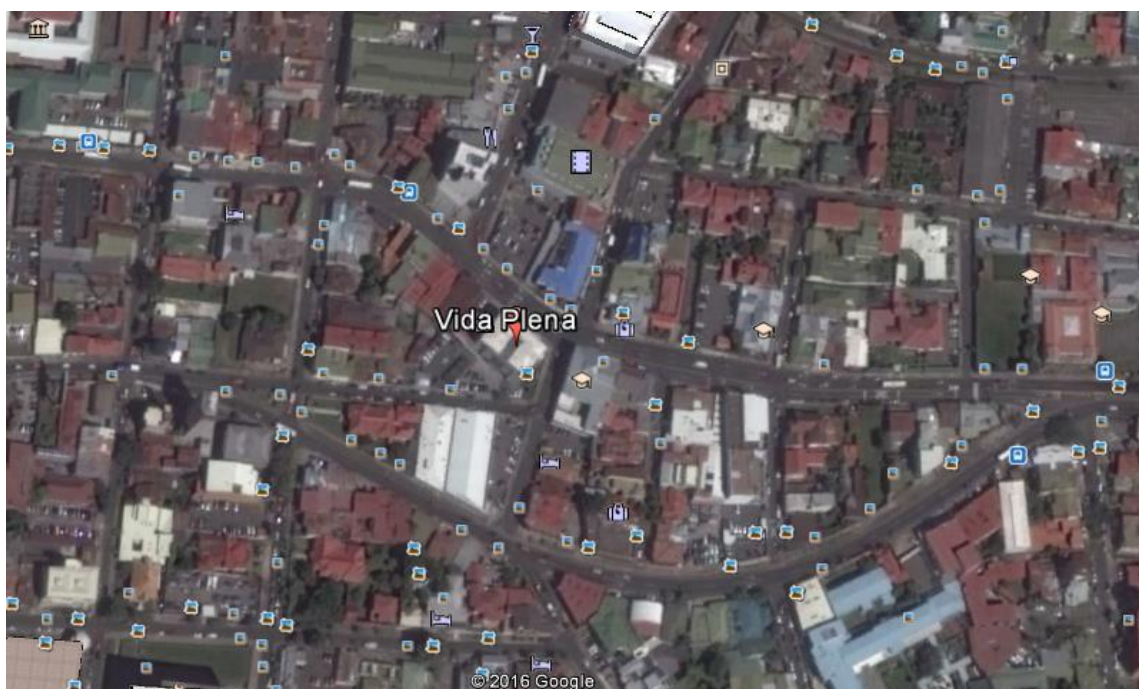


Figura 1. 1 Imagen satelital ubicación del proyecto.

Fuente: Google maps

Se realiza el estudio y el diseño en un solo edificio que cuenta con 4 niveles. Con el fin de tener esto claro, se muestra, a continuación, la distribución arquitectónica, con el fin de visualizar las necesidades que se presentan.

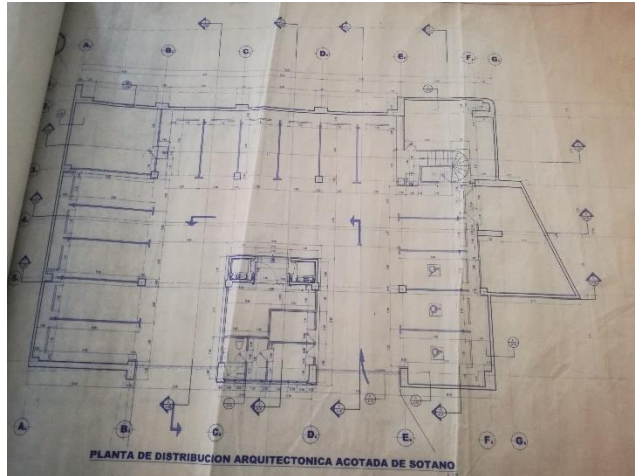


Figura 1. 2 Planta del sótano

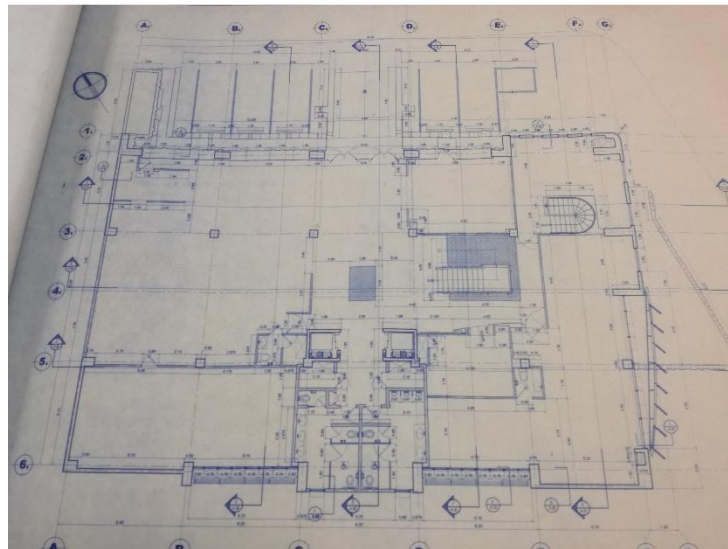


Figura 1. 3 Planta del piso 1

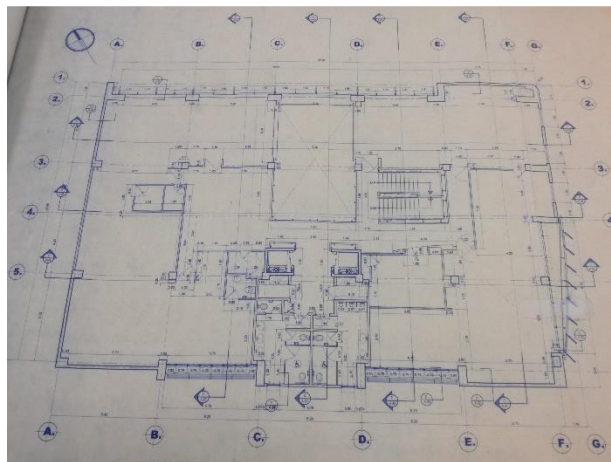


Figura 1. 4 Planta del piso 2

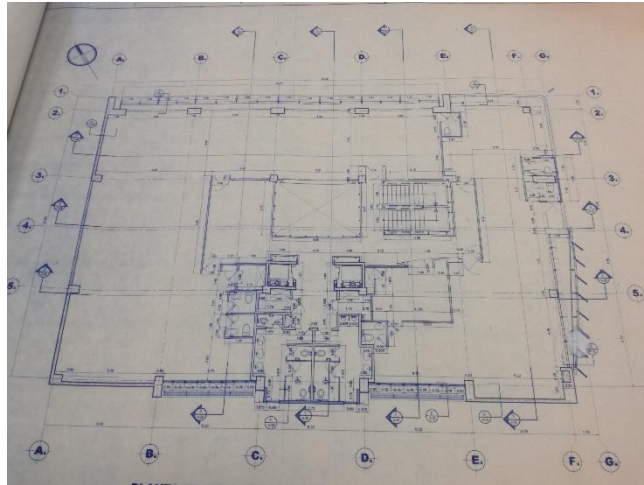


Figura 1. 5 Planta del piso 3

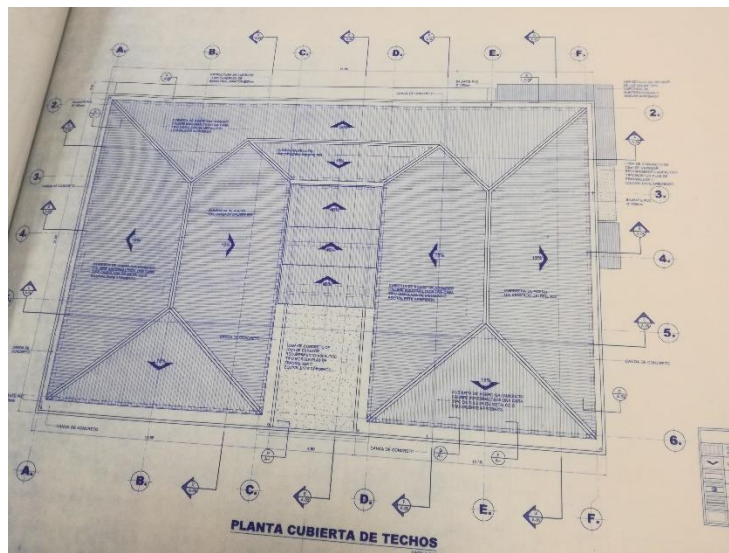


Figura 1. 6 Planta de la cubierta del techo

CAPÍTULO II

Marco Teórico

2.1 Incendio

Un incendio es un fuego de grandes proporciones que se desarrolla sin control, el cual puede presentarse de manera instantánea o gradual, pudiendo provocar daños materiales, interrupción de los procesos de producción, pérdida de vidas humanas y afectación al ambiente.

2.1.1 Causas de incendios

-Fuentes de Ignición: llamas, alambrado eléctrico, fumar, fuentes de calor y superficies calientes, soldar y cortar materiales, fricción, chispas, reacciones químicas y compresión de gases.

-Materiales Inflamables: madera, tela, plásticos, combustibles, pinturas, solventes, líquidos para limpiar, líquidos hidráulicos.

-Riesgos Constructivos: puertas y/o portales, pasillos, techos falsos, subpisos, ductos para tuberías, y alambrado eléctrico, escaleras, celdas y/o columnas verticales para ascensores y/o ductos para tuberías, poleas y otros elementos.

-Riesgos para el Personal / Facilidad para escapar: distancia de una salida, iluminación de la ruta de evacuación, cantidad e ubicación de las salidas, iluminación de la ruta de evacuación, cantidad e ubicación de las salidas de emergencia, señalización de las salidas, rutas de salida, puertas y vías de escape. (Masdairi, 2017)

2.2 Sistemas contra incendios

Un sistema de protección contra incendios es el conjunto de medidas que se disponen en edificaciones, fábricas, construcciones, y todo tipo de entidades para protegerlos contra la acción del fuego. Generalmente, con ellas se trata de conseguir tres fines:

- Salvar vidas humanas
- Minimizar las pérdidas económicas producidas por el fuego.
- Conseguir que las actividades de las empresas puedan reanudarse en el plazo de tiempo más corto posible.

Para poder determinar las medidas de prevención y protección necesarias para controlar los riesgos de incendio en las instituciones, se debe evaluar el grado de riesgo, para así, tomar las medidas adecuadas, según el caso. Para esto se debe considerar lo siguiente:

- El riesgo de que el incendio se inicie.
- El riesgo de que el incendio se propague.

El riesgo de que el incendio se inicie o se propague viene determinado por las medidas de prevención no adoptada.

2.2.1 Sistemas básicos contra incendios

Según su configuración y tecnología de fabricación, los sistemas de detección de incendios se clasifican en:

2.2.1.1 Sistema de detección de incendios convencional

Las instalaciones de detección de incendios convencionales son concebidas para una máxima duración y mínimo mantenimiento, además de su facilidad de manejo, por lo que son muy comunes en pequeños locales comerciales y garajes de viviendas, además de ser una instalación de obligado montaje en prácticamente todos los locales citados anteriormente.

En caso de incendio, esta central sólo dice qué zona está en alarma, pero no la ubicación exacta del detector en alarma.

2.2.1.2 Sistema de detección analógica/inteligente

La detección de incendios analógica es un tipo de instalación mucho más compleja que la detección convencional, a diferencia de ésta, el sistema analógico reconoce individualmente a cada uno de los detectores, pulsadores, sirenas o módulos que la conforman, por lo que, a la hora de reflejar una alarma, indica el punto exacto donde ésta se produce, ya que, previamente y mediante la programación, se nombran todos los elementos. Esto hace que sea, sin duda, el tipo de instalación más adecuado para grandes edificios administrativos, hoteles, hospitales, etc., donde sería muy difícil la localización del punto de alarma con una detección por zonas debido a la gran compartimentación de estos edificios.

Asimismo, en un sistema de detección analógico se pueden integrar centrales de detección convencional o de extinción automática por gases y ser controladas desde la misma central analógica, lo que hace de este sistema el más completa en cuanto a instalaciones de detección de incendios se refiere. (Rodríguez, 2015)

2.3 Sistema de detección y alarma

El sistema de detección y alarma busca como prioridad notificar a los ocupantes de la presencia de un incendio o emergencia de otro tipo para iniciar la extinción y evacuación. (Desconocido, Ingeniería integral contra incendio, 2017)

2.3.1 ¿Qué es un detector?

Dispositivo para conectarse a un circuito provisto de un sensor que responde a un estímulo físico como el gas, el calor o el humo.

2.3.1.2 Detección automática de incendios

Las instalaciones fijas de detección de incendios permiten la detección y localización automática del incendio, así como la puesta en marcha automática de aquellas secuencias del plan de alarma incorporadas a la central de detección.

En general, la rapidez de detección es superior a la detección por vigilante, si bien, caben las detecciones erróneas. Pueden vigilar permanentemente zonas inaccesibles a la detección humana. (Muñoz, 2017)

2.4 Seguridad industrial y manejo del riesgo

La seguridad industrial es un área multidisciplinaria que se encarga de minimizar los riesgos en la industria, además es el conjunto de actividades destinadas a la identificación, prevención de riesgos de trabajo y control mediante la aplicación de medidas normativas y correctivas estandarizadas.

La innovación tecnológica, el cambio de maquinarias, la capacitación de los trabajadores y los controles habituales son algunas de las actividades vinculadas a la seguridad industrial.

No puede obviarse que, muchas veces, las empresas deciden no invertir en seguridad para ahorrar costos, lo que pone en riesgo la vida de los trabajadores y el de las instalaciones mismas; por lo tanto, requiere de la protección de los empleados a través de minimizar los riesgos en la fuente generadora (del riesgo), en el medio, y más importante aún, en el individuo (equipo de protección personal) y su permanente monitoreo médico.

Cabe destacar que la seguridad industrial siempre es relativa, ya que es imposible garantizar que nunca se producirá ningún tipo de accidente. De todas formas, su misión principal es trabajar para prevenir los siniestros.

2.5 Riesgo

El riesgo es la probabilidad de que se produzca un evento adverso, que ponga en peligro el confort y la salud de un trabajador, así como la integridad de las instalaciones, equipo, maquinaria, etc.

2.5.1 Clasificación de los riesgos para incendios bajo NFPA 10

Los riesgos se clasifican en:

2.5.1.1 Riesgo ligero (bajo)

Son aquellos en donde el total de materiales combustibles de clase A y clase B es de menor cantidad, y la cantidad de combustible de clase A no supera un galón en cualquier lugar del área.

2.5.1.2 Riesgo ordinario (moderado)

Son aquellos en donde el total de materiales combustibles de clase B es moderado y la cantidad total de inflamable clase B está entre 1 y 5 galones en cualquier lugar del área.

2.5.1.3 Riesgo extra (alto)

Son aquellos en donde la cantidad de materiales combustibles clase A es alta y la cantidad de materiales combustibles clase B están presentes en concentraciones mayores a 5 galones en cualquier lugar del área.

2.6 Tetraedro de fuego

Para que se produzca el fuego o la explosión tienen que coexistir los siguientes elementos: combustible, oxígeno y energía en forma de calor; existe un cuarto elemento por tener en cuenta: la reacción de los gases de la combustión entre sí y con el propio oxígeno del aire lo que produce una reacción en cadena.

De esta forma, como resultado de la misma combustión, el triángulo de fuego se transforma en un tetraedro de fuego, que permite su propagación. Si llegara a faltar uno de sus cuatro elementos la combustión no tendría lugar o se extinguiría rápidamente. (Desconocido, Mis Extintores, 2017)



Figura 2. 1 Tetraedro de fuego.

2.7 Materiales combustibles

Básicamente, un combustible es toda sustancia que, bajo ciertas condiciones, resulta capaz de arder.

2.7.1 Combustibles sólidos

Los materiales sólidos más combustibles son de naturaleza celulósica (en general, papel).

2.7.2 Combustibles líquidos

Los líquidos inflamables son muy usados en distintas actividades, y su empleo negligente o inadecuado provoca muchos incendios.

Los líquidos no arden, los que lo hacen son los vapores que se desprenden de ellos. Los combustibles líquidos más pesados -como los aceites- no arden a temperaturas ordinarias, pero cuando se los calienta, desprenden vapores que,

en forma progresiva, favorecen la posibilidad de la combustión, cuya concreción se logra a una temperatura suficientemente alta.

2.7.3 Combustibles gaseosos

Los gases inflamables arden en una atmósfera de aire o de oxígeno. Es necesario conocer algunos aspectos relevantes acerca de lo que es el fuego, por esto, existen diferentes clases de fuego y distintos tipos de fuego.

2.8 Clasificación de los fuegos

Las clases de fuegos se designan con las letras A-B-C-D-K.

2.8.1 Clase A

Fuegos que se desarrollan sobre combustible sólidos, ejemplo: madera, tela, goma, papel, etc.

2.8.2 Clase B

Fuegos sobre líquidos inflamables, grasa, pinturas, ceras, asfalto, aceites, etano, metano, gasolina, etc.

2.8.3 Clase C

Fuegos sobre materiales, instalaciones o equipos sometidos a la acción de la corriente eléctrica, ejemplo: motores, transformadores, cables, tableros, interruptores, cajas de fusibles, etc.

2.8.4 Clase D

Fuegos sobre metales combustibles, ejemplo: magnesio, titanio, potasio, sodio, circonio, uranio, etc. Estos metales arden a altas temperaturas y exhalan suficiente oxígeno como para mantener la combustión, pueden reaccionar violentamente con el agua u otros químicos. La acción del matafuego puede tener un efecto contraproducente, pero, eventualmente, la utilización de arena o tierra es efectiva.

2.8.5 Clase K

Los fuegos de la clase K implican el combustible de cocina como grasas, aceites, etc. Un agente químico mojado especial extingue y suprime estos fuegos muy calientes.

2.9 Agentes extintores

Los agentes pueden ser encontrados en estado líquido, sólido y gaseoso. Los agentes más utilizados en la extinción de incendios son los siguientes: agua, espuma, anhídrido carbónico, polvo químico seco.

2.9.1 Agua

Es el agente extintor más empleado, debido a su abundancia y a su relativo bajo costo. Además, el método más común de extinción de incendios es el de enfriamiento, y la característica del agua en estado líquido es su temperatura promedio de 15° C, lo que lo hace idóneo para dicho fin.



Figura 2. 2 Extintor tipo A.

2.9.2 Espuma

Está constituida de una gran cantidad de bolas de aire o gas (CO_2) formadas por películas de agua. Para que se formen las películas, es necesario mezclarla con un agente espumante. El objetivo de la formación de espuma es volver al agua más liviana gasificándola para que de, esta manera, pueda flotar sobre los líquidos (combustibles).



Figura 2. 3 Extintor tipo A y B.

2.9.3 Dióxido de carbono

El (CO_2), anhídrido carbónico o bióxido de carbono, es un gas que se utiliza en la extinción de incendios y que tiene las siguientes propiedades:

- Es incombustible e inerte (no reacciona químicamente).
- Se almacena comprimido.
- Es incoloro e inodoro.
- Fácilmente licuable solidificable, mediante compresión y enfriamiento.

No es apto para fuegos de clase D pues los materiales incendiados descomponen el (CO_2) en sus productos básicos (carbono y oxígeno), proporcionando combustible y comburente al fuego.

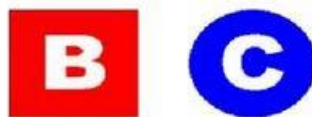


Figura 2. 4 Extintor tipo B y C. Polvo químico seco.

El polvo químico seco (PQS) es una mezcla de sales metálicas finamente pulverizadas. Los compuestos más utilizados son: bicarbonato sódico, bicarbonato potásico y fosfato amónico. Los polvos químicos no son tóxicos, aunque su uso en gran cantidad puede causar dificultades respiratorias al producirse una atmósfera particulada que, también, puede dificultar la visión.



Figura 2. 5 Extintor tipo A, B y C.

2.9.4 Derivados halogenados

Son productos químicos resultantes de la halogenación de hidrocarburos. Antiguamente, se empleaba el tetra cloruro de carbono y el bromuro de metilo, hoy prohibidos en todo el mundo debido a su gran toxicidad. Pueden emplearse en fuegos sólidos (clase A), de líquidos (clase B) y gases (clase C). No son conductores de la corriente eléctrica, no dejan residuo alguno, pero al ser ligeramente tóxicos debe ventilarse los locales después de su uso. (Desconocido, Mis Extintores , 2010)



Figura 2. 6 Extintor Tipo A, B y C.

2.10 Principales elementos que componen un diseño eléctrico

2.10.1 Conductor eléctrico

Un conductor eléctrico es un material que ofrece poca resistencia al movimiento de carga eléctrica. Son materiales cuya resistencia al paso de la electricidad es muy baja. Los mejores conductores eléctricos son metales, como el cobre, el oro, el hierro y el aluminio, y sus aleaciones. (Zúñiga, 2014)

2.10.2 Cable THHN

Los conductores de cobre tipo THHN son utilizados para circuitos de fuerza y alumbrado en edificaciones industriales, comerciales y residenciales, son, especialmente, aptos para instalaciones por ductos difíciles y usarse en zonas abrasivas o contaminadas con aceites, grasas, gasolinas, etc. y otras sustancias químicas corrosivas como pinturas, solventes, etc., tal como se especifica en el National Electrical Code. Puede ser usado en lugares secos y húmedos con temperatura máxima de operación de 90 °C. Su tensión de servicio para todas las aplicaciones, es de 600 V. (Desconocido, Electro cables, 2012)



Figura 2. 7 Conductor THHN

Fuente: http://www.nexans.co/eservice/Colombia-es_CO/navigate_275943/Cable_Tipo_THHN_THWN_2.html#doc_and_info

2.10.3 Cable TGP

Cable de dos a cuatro conductores de cobre suave, con aislamiento individual termoplástico de policloruro de vinilo (PVC) y sobrecapa protectora de poliamida (nylon), identificados de acuerdo con código de colores, conductor de puesta a tierra opcional, relleno interior integral y cubierta exterior termoplástica de policloruro de vinilo (PVC).

Están diseñados para alimentar circuitos de baja tensión en plantas industriales en donde se requieran características de no propagación de incendio. Pueden instalarse en charolas o tubería conduit y en instalaciones subterráneas o expuestas a la luz solar, en lugares húmedos o secos. (Desconocido, Viakon, 2013)

2.10.4 Calibre de alambre estadounidense

El calibre de alambre estadounidense (en inglés *american wire gauge* o *AWG*) es una referencia de clasificación de diámetros. Cuanto más alto es este número, más delgado es el alambre. El alambre de mayor grosor (AWG más bajo) es menos susceptible a la interferencia, posee menos resistencia interna y, por lo tanto, soporta mayores corrientes a distancias más grandes. (Desconocido, Wikipedia, 2016)

2.11 Acometida eléctrica

Se llama acometida en las instalaciones eléctricas a la derivación desde la red de distribución de la empresa suministradora (también llamada de 'servicio eléctrico') hacia la edificación o propiedad donde se hará uso de la energía eléctrica (normalmente conocido como 'usuario').

Un tipo de acometida es aérea, la cual proviene de redes aéreas de baja tensión. La acometida podrá ser aérea para cargas instaladas iguales o menores a 35 kW. (Desconocido, Wikipedia, 2017)

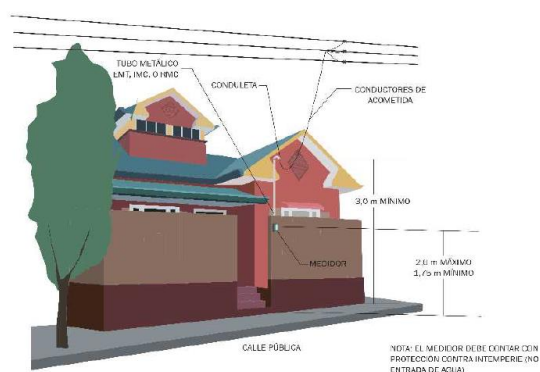


Figura 2. 8 Acometida aérea en edificación con tapia

Fuente: ARESEP

2.12 Medidor eléctrico

El vatímetro, contador eléctrico o medidor de consumo eléctrico es un dispositivo que mide el consumo de energía eléctrica de un circuito o un servicio eléctrico, siendo ésta la aplicación usual. Existen medidores electromecánicos y electrónicos. Los medidores electromecánicos utilizan bobinados de corriente y de tensión para crear corrientes parásitas en un disco que, bajo la influencia de los campos magnéticos, produce un giro que mueve las agujas de la carátula.

Los medidores electrónicos utilizan convertidores analógico-digitales para hacer la conversión. (Venio, 2010)

2.13 Centro de carga e interruptores

2.13.1 Centro de carga

Un centro de carga es un tablero metálico que contiene una cantidad determinada de interruptores magnétotérmicos, generalmente, empleados para la protección y desconexión de pequeñas cargas eléctricas y alumbrado. Los centros de carga pueden ser monofásicos o trifásicos, razón por la cual pueden soportar interruptores termomagnéticos monopolares, bipolares o tripolares. De acuerdo con el número de circuitos, pueden contener 1, 2, 4, 6, 8, 12, 20, 30, 40, 42 y hasta 80 unidades. (Karen, 2010)



Figura 2. 9 Centro de carga

Fuente: https://www.google.com/search?q=centro+de+carga&biw=1366&bih=613&source=lnms&tbn=isch&sa=X&ved=0ahUKEwjIqcaSodzRAhWI6yYKHwLqC8kQ_AUIBigB#imgrc=mnCzoK9vZubhWM%3A

2.13.2 Interruptor termomagnético

Un interruptor magnetotérmico, interruptor termomagnético o llave térmica, es un dispositivo capaz de interrumpir la corriente eléctrica de un circuito cuando ésta sobrepasa ciertos valores máximos. Su funcionamiento se basa en dos de los efectos producidos por la circulación de corriente eléctrica en un circuito: el

magnético y el térmico (efecto Joule). El dispositivo consta, por tanto, de dos partes, un electroimán y una lámina bimetálica, conectadas en serie y por las que circula la corriente que va hacia la carga. (Goró, 2013)

2.13.3 Interruptor de circuito por falla de arco

AFCI tiene la habilidad de detectar y neutralizar un fallo de arco paralelo, que es el flujo inintencionado de electricidad entre dos cables separados. Existen tres tipos de fallos de arco paralelos: línea a línea, línea a tierra y línea a neutral. (Electric, 2017)



Figura 2. 10 Interruptores AFCI

Fuente: <http://www.fryerconsulting.com/afci-protection/>

2.13.4 Interruptor de circuito por falla a tierra

Los interruptores con detección de falla a tierra (GFCI, por sus siglas en inglés de Ground Fault Circuit Interrupters) son dispositivos diseñados para evitar choques eléctricos accidentales o electrocución, evitando el paso de la corriente a tierra. El uso de las tomas GFCI es recomendado en lugares “húmedos”, tales como cocinas, baños, lavanderías, vestidores, estacionamiento, patios de servicios, lugares a la intemperie, etc. (Desconocido, MEyE Seguridad y Protección, 2013)

2.14 Sistemas de puesta a tierra

La toma de tierra, también, denominado hilo de tierra, toma de conexión a tierra, puesta a tierra, pozo a tierra, polo a tierra, conexión a tierra, conexión de puesta a tierra, o simplemente tierra, se emplea en las instalaciones eléctricas para llevar a tierra cualquier derivación indebida de la corriente eléctrica a los elementos que puedan estar en contacto, ya sea directa o indirectamente, con los usuarios (carcasas, aislamientos, etc.) de aparatos de uso normal, por un fallo del aislamiento de los conductores activos, evitando el paso de corriente al posible usuario.

La puesta a tierra es una unión de todos los elementos metálicos que, mediante cables de sección suficiente entre las partes de una instalación y un conjunto de electrodos, permite la desviación de corrientes de falla o de las descargas de tipo atmosférico, y consigue que no se pueda dar una diferencia de potencial peligrosa en los edificios, instalaciones y superficie próxima al terreno.

(Desconocido, Wikipedia, 2016)

Algunos conceptos básicos que son importantes definir:

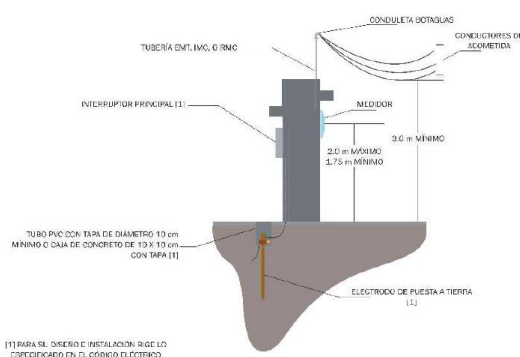


Figura 2. 11 Sistema de puesta a tierra

Fuente: ARESEP

2.14.1 Tierra de protección

Los sistemas eléctricos se conectan a tierra con el fin de limitar la tensión que pudiera aparecer en ellos, por estar expuestos a descargas atmosféricas, por interconexión en casos de fallas con sistemas de conexiones superiores, o bien, para limitar el potencial máximo con respecto de la tierra, producto por la tensión nominal del sistema. Este tipo de conexión se denominará Tierra de Servicio.

2.14.2 Tierra de servicio

Los equipos eléctricos se conectan a tierra para evitar que la carcasa o cubierta metálica de ellos represente un potencial respecto de tierra que pueda significar un peligro para el operario u usuario del equipo. Este tipo de conexión a tierra se denominará Tierra de Protección.

2.14.3 Electrodo de tierra

Se entiende por electrodo de tierra a un conductor (cable, barra, tubo, placa, etc.) enterrado en contacto directo con la tierra o sumergido en agua que esté en contacto con la tierra. (Cardozo, 2015)

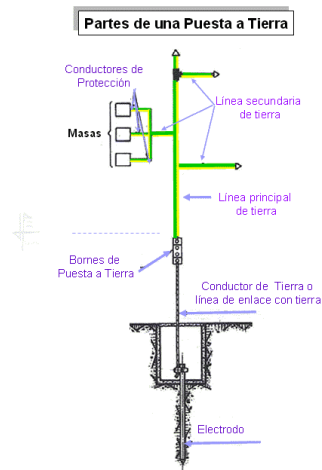


Figura 2. 12 Partes básicas de una puesta a tierra

Fuente: <http://saamiseg.com/sistemas-de-seguridad/sistema-de-puesta-a-tierra-yo-pozos-a-tierra>

2.15 Fórmulas necesarias

2.15.1 Ley de Ohm

$$V=I \times R$$

Ecuación 1 Ley de Ohm

Donde:

V es la diferencia de potencial [V]

I es la intensidad de corriente [A]

R es la resistencia eléctrica [Ω]

2.15.2 Potencia

$$P=V \times I$$

Ecuación 2 Potencia

Donde:

P es la potencia disipada [VA]

V es la diferencia de potencial [V]

I es la intensidad de corriente [A]

2.16 Conceptos importantes sobre energía solar

2.16.1 Irradiancia

Esta magnitud es utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética. En unidades del sistema internacional se mide en W/m^2 (watio / metro cuadrado).

$$I = \frac{P_{inc}}{A_s}$$

Ecuación 3 Irradiancia

P_{inc} = Potencia incidente

A_s = Área de la superficie en que incide la onda

2.16.2 Insolación

La insolación es la cantidad de energía en forma de radiación solar que llega a un lugar de la Tierra en un día concreto (insolación diurna) o un año (insolación anual). (Sebastián, 2013)

2.16.3 Heliofanía

La heliofanía representa la duración del brillo solar u horas de sol, y está ligada al hecho de que el instrumento utilizado para su medición, heliofanógrafo, registra el tiempo cuando recibe la radiación solar directa. La ocurrencia de nubosidad determina que la radiación recibida por el instrumento sea radiación solar difusa, interrumpiéndose el registro. Por lo tanto, si bien, hay energía

incidente disponible, la concentración o densidad de ésta no es suficiente para ser registrada. (Furest, 2017)

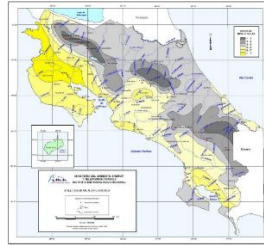


Figura 2. 13 Brillo solar anual en Costa Rica

Fuente: <https://www.imn.ac.cr/documents/10179/20909/Series+de+Brillo+Solar+en+Costa+Rica>

2.17 Energía solar

La energía solar es la potencia radiante producida por el Sol, como resultado de reacciones nucleares de fusión, que llegan a la Tierra a través del espacio en cuantos de energía. Estos son llamados fotones, que interactúan con la atmósfera y la superficie terrestre. Es transmitida por medio de ondas electromagnéticas presentes en los rayos solares, las cuales son generadas en forma continua y emitida permanentemente al espacio, esta energía se puede percibir en forma de luz y calor.

La energía solar cumple un rol fundamental como fuente de vida y origen de la mayoría de las formas de energía en la tierra, además de que es una fuente de energía renovable, inagotable, limpia, sustentable y que se encuentra en todo el mundo sin dependencias externas de ningún tipo.

Una importante ventaja de la energía solar es que permite la generación de electricidad en el mismo lugar de consumo mediante la integración arquitectónica, pero para poder producirla se requiere de la utilización de

dispositivos que capten la energía solar y la transformen en otra energía compatible con la demanda que se pretende satisfacer. Las diferentes tecnologías fotovoltaicas se adaptan para sacar el máximo rendimiento posible de la energía solar (figura 2.15). (Desconocido, 2017)



Figura 2. 14 Producción de electricidad por energía solar.

2.18 Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico es la base del proceso mediante el cual una celda fotovoltaica convierte la luz solar en electricidad. La luz solar está compuesta por fotones, o partículas energéticas. Cuando los fotones inciden sobre una celda fotovoltaica pueden ser reflejados, absorbidos, o pueden pasar a través de la celda. Únicamente, los fotones absorbidos generan electricidad. Una celda fotovoltaica típica de silicio, como se muestra en la figura 2.16, se compone de dos partes unidas formando un emparedado.

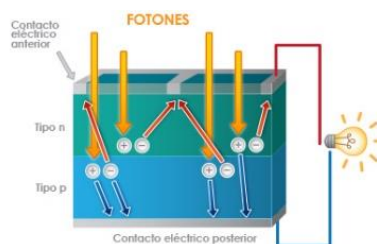


Figura 2. 15 Efecto fotovoltaico.

La parte superior de la celda es dopada o "contaminada" de manera controlada con fósforo para darle un carácter negativo o denominado tipo N. La parte posterior es dopada con boro para darle un carácter positivo o denominado

tipo P. Esta diferencia de cargas forma un campo eléctrico estático entre ambas capas el cual le llaman unión. Es, entonces, que la luz solar o partículas, conocidas como fotones, son absorbidas en la región de la unión, liberando electrones en la celda, que, a la vez, superan el campo eléctrico, para pasar a través de la celda. Finalmente, estos electrones recorren un circuito externo produciendo así electricidad. Las celdas fotovoltaicas son, usualmente, interconectadas eléctricamente para obtener el voltaje y corriente necesarios para una aplicación dada. (Desconocido, Galeon , 2017)

2.19 Celdas Fotovoltaicas

Las celdas fotovoltaicas son dispositivos que convierten energía solar en electricidad, ya sea directamente vía el efecto fotovoltaico, o indirectamente mediante la previa conversión de energía solar a calor o a energía química. Aunque las celdas pueden ser hechas de diversos materiales, es el silicio en su grado de pureza electrónico el más utilizado en escala comercial.

Las celdas FV no tienen partes mecánicas, están hechas de delgadas capas de material semiconductor y son capaces de generar corrientes de 2 a 4 amperes, a un voltaje de 0.46 a 0.48Volts, tienen la propiedad de tener una gran conductividad y una ausencia total de resistividad eléctrica, están unidas a contactos de metal para completar el circuito eléctrico que se encuentran encapsuladas en vidrio o plástico. Las celdas se montan en serie sobre paneles solares para conseguir un voltaje adecuado. La capa antirreflejo aumenta la eficacia de la celda.

2.19.1 Componentes Básicos de una Celda Fotovoltaica

Los Componentes básicos de una celda FV son los siguientes:

2.19.1.1 Placa de vidrio.

Es aquella que permite ingresar la luz a las celdas y protege a los semiconductores.

2.19.1.2 Capa anti-reflectiva.

Es aquella que está entre la placa de vidrio y el semiconductor, y tiene la función de minimizar la pérdida de luz por reflejo.

2.19.1.3 La capa de semiconductor tipo n.

Es aquella que tiene una concentración de electrones excitados mayor a la de la capa tipo p, lo cual provoca que las cargas eléctricas de esta capa se pasen a la capa de tipo p provocando una diferencia de potencial con la otra capa.

2.19.1.4 Plancha de semiconductores tipo n y tipo p.

Es aquella en la que se encuentran colocados los semiconductores tipo n y tipo p y están enlazados a través de un camino o vía que actúa como conductor por el cual circulan los electrones para ir del semiconductor tipo n al tipo p, generando un campo eléctrico en este cable.

2.19.1.5 La capa de semiconductor tipo p.

Es aquella que tiene una deficiencia de electrones, lo cual atrae a los electrones excitados provenientes de la capa tipo n, provocando que se genere una diferencia de potencial entre ambas capas de semiconductor, mejor conocido como voltaje. (Medrano , Díaz, Cruz, & López, 2017)

La figura 2.17 muestra los componentes descritos anteriormente

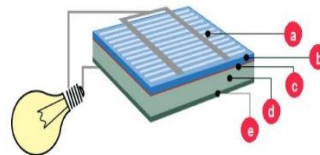


Figura 2. 16 Componentes básicos de una celda fotovoltaica. Características de una celda fotovoltaica

2.19.1.6 Corriente de cortocircuito (I_{cc})

Esta magnitud es la intensidad que circula con la celda en cortocircuito, con una iluminación determinada y fija. Su valor es directamente proporcional a la energía solar recibida, y por lo tanto, a la superficie total y al nivel de iluminación.

2.19.1.7 Voltaje de circuito abierto (V_{co})

Esta magnitud es la diferencia de potencial entre los bornes de la celda en ausencia de consumo, con una iluminación fija y a una temperatura determinada. Su valor depende del acoplamiento utilizado y varía muy poco con la intensidad luminosa.

2.19.1.8 Corriente óptima (I_m)

Esta magnitud es la intensidad que circula por la celda en el punto de funcionamiento óptimo, aplicada una carga (R_m) de valor óptimo, elegida de modo de que la potencia eléctrica sea máxima.

2.19.1.9 Voltaje óptimo (V_m)

Esta magnitud es la tensión que origina la corriente óptima, al ser aplicada sobre una carga R_m de valor óptimo, elegida de modo de que la potencia eléctrica sea máxima.

2.19.1.10 Potencia Máxima (P_{max})

Es la máxima energía que es entregada por una celda FV cuando pasa por un valor máximo para valores determinados de tensión y corriente fijados en función de la resistencia óptima de carga (R_m). Su unidad de medición es el Watt.

2.19.1.11 Rendimiento (η)

Esta magnitud es la relación entre la energía eléctrica entregada y la energía luminosa recibida. Su valor ronda el 18 %, según la tecnología constructiva de la celda. (Espluga, 2004)

2.20 Panel Fotovoltaico

Un panel fotovoltaico es un conjunto de celdas fotovoltaicas interconectadas entre sí. Un panel fotovoltaico es usado como componente de un sistema FV para ofrecer electricidad limpia y renovable, tanto a la industria

comercial como a la residencial. La mayoría de los paneles FV son rígidos, pero ya existen paneles flexibles basados en las celdas solares delgadas. Las conexiones eléctricas son hechas en serie para alcanzar la salida de voltaje deseada, y en paralelo para lograr la cantidad de corriente necesaria. (Antonio, Guerrero, Hernández , & Santillán, 2011) En la figura 2.18, se muestra visualmente la terminología fotovoltaica.



Figura 2. 17 Terminología fotovoltaica.

2.20.1 Tipos de Paneles Fotovoltaicos

Existen distintos tipos de paneles fotovoltaicos, su clasificación depende de su proceso de fabricación, ya que tienen diferente rendimiento, aplicación y precio.

2.20.1.1 Celdas de Silicio cristalino

Son las celdas que predominan hoy en el mercado mundial. Esto se debe a sus características: madurez, confiabilidad y larga vida útil (de 20 a 30 años).

2.20.1.2 Silicio Monocristalino

Este tipo de celdas están hechas de un solo cristal de silicio de muy alta pureza. Los módulos con estas celdas son los más maduros del mercado, proporcionando con eso confiabilidad en el dispositivo.

2.20.1.3 Silicio Policristalino

Estas son fabricadas de Silicio, mezclado con Arsenio y Galio. Son más sencillas de conseguir y tienen un rendimiento menor que las anteriores, pero no son nada despreciable. Son perfectas para lugares en los que las condiciones ambientales hagan que, la celda no se rompa aún siendo éstas muy duraderas para otras condiciones ambientales.

2.20.1.4 Silicio Amorfo

Este tipo de celdas tienen baja durabilidad, pero bajo costo. Su eficiencia es más baja de 6 a 10% y tiende a cero con su envejecimiento. Proporcionan una cantidad de energía muy baja.

La figura 2.19 muestra los diferentes tipos de paneles fotovoltaicos antes descritos



Figura 2. 18 Tipos de paneles fotovoltaicos.

2.21 Radiación solar

Es la energía radiante que incide en una superficie de área conocida en un intervalo de tiempo dado. Su unidad de medida es el Watt-hora por metro cuadrado (Wh/ m^2). La Radiación, también, se expresa en términos de horas solares pico. Una hora de energía es equivalente a la energía recibida durante una hora, a una radiación promedio de $1,000 \text{ W/m}^2$, es decir, la potencia incidente de 1000 Watts por unidad de superficie. La energía útil que entrega el panel fotovoltaico es directamente proporcional a la radiación incidente. Para calcularla se puede asumir que no hay atmósfera o que se mide en la parte alta de ella y se denomina insolación diurna o anual no atenuada, otra forma es medir en la superficie de la Tierra teniendo en cuenta la presencia de la atmósfera, en este caso, se denomina radiación atenuada siendo más complejo calcularla. En la figura 2.20, se muestra la radiación correspondiente a un día, la cual es representada por el área amarilla en ésta.

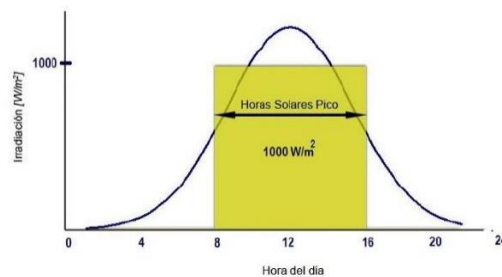


Figura 2. 19 Curva de radiación solar y horas solares pico.

La radiación es un parámetro muy importante en el diseño de sistemas solares. Los factores climáticos y el ángulo de posicionamiento del panel con respecto del sol afectan la radiación sobre la superficie de captación. En zonas de poco sol, ya sea por nubes, neblina u otro factor, la radiación promedio en un

periodo determinado es menor. En días de invierno los niveles de radiación promedio son considerablemente menores en comparación a los días de verano, esto se da para lugares cuya latitud sea mayor a los 15°. (Márquez, 2014)

2.21.1 Tipos de radiación

2.21.1.1 Radiación directa

La radiación directa es, como su propio nombre indica, la que proviene directamente del sol.

2.21.1.2 Radiación difusa

La radiación difusa es aquella recibida de la atmósfera como consecuencia de la dispersión de parte de la radiación del sol en ésta. Esta energía puede suponer aproximadamente un 15% de la radiación global en los días soleados, pero en los días nublados, en los cuales la radiación directa es muy baja, la radiación difusa supone un porcentaje mucho mayor. Por otra parte, las superficies horizontales son las que más radiación difusa reciben, ya que "ven" toda la semiesfera celeste, mientras que las superficies verticales reciben menos porque solo "ven" la mitad de la semiesfera celeste.

2.21.1.3 Radiación reflejada

La radiación reflejada es, como su propio nombre indica, aquella reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo. Por otra

parte, las superficies horizontales no reciben ninguna radiación reflejada, porque no "ven" superficie terrestre, mientras que las superficies verticales son las que más reciben. (Desconocido, Wiki EOI, 2012)

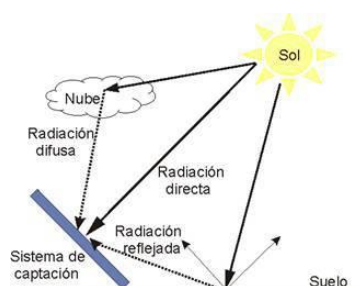


Figura 2. 20 Componentes de la radiación solar terrestre.

2.22 Orientación de un Panel Fotovoltaico

La orientación e inclinación son aspectos determinantes en los arreglos fotovoltaicos para su producción eléctrica. La radiación solar que incide sobre una placa variará con el ángulo que forme la misma con la radiación. La captación de energía solar será máxima cuando la posición de la placa solar sea perpendicular a la radiación. La inclinación de los rayos del sol respecto de la superficie horizontal es variable a lo largo del año (máxima en verano y mínima en invierno) y, por tanto, en aquellas instalaciones cuyos paneles estén fijos, existirá un ángulo de inclinación que optimizará la colección de energía sobre una base anual como se muestra en la figura 2.22. Es decir, conviene buscar el ángulo de inclinación de los paneles respecto del plano horizontal que hace máxima la potencia media anual recibida. Si se establece una orientación hacia el sur geográfico y un ángulo de inclinación igual al ángulo de latitud, se maximiza la producción en términos anuales. Puede ocurrir que la instalación no vaya a usarse todo el año, sino sólo en ciertas épocas. Si la instalación se va a usar,

preferentemente, en verano conviene que la inclinación del colector sea menor que la latitud del lugar, aproximadamente en 15° . Evidentemente, las pérdidas de las superficies horizontales con respecto a las que están inclinadas aumentan progresivamente a medida que se acerque al norte (en el hemisferio norte) o al sur (en el hemisferio sur). En los polos, los planos horizontales son inútiles. No obstante, es extremadamente difícil valorar las pérdidas en los climas templados ya que la proporción de luz difusa del sol es más grande debido a la presencia de polvo, vapor de agua y nubes. La orientación no ofrece ninguna ventaja en cuanto a la energía recibida desde la radiación indirecta. Por el contrario, debido a que los paneles inclinados reciben la luz de una parte del hemisferio, estos recogen menos luz difusa que los receptores horizontales.

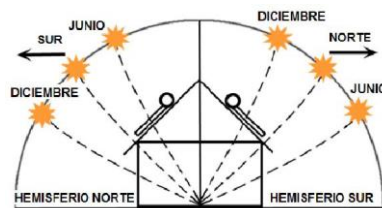


Figura 2. 21 Inclinación del sol a lo largo del año.

La localización aparente del sol al Este u Oeste del Sur Verdadero se llama azimut, el cual se mide en grados al Este u Oeste del Sur, como hay 360 grados en una circunferencia y 24 horas en un día, el sol parece moverse 15 grados en azimut cada hora (360 grados divididos entre 24 horas). El Sur magnético o el Sur marcado por una brújula 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 del Sur geográfico o Sur verdadero recibe el nombre de declinación magnética. En la figura 2.23, se muestra la orientación de un arreglo FV para la máxima producción anual.

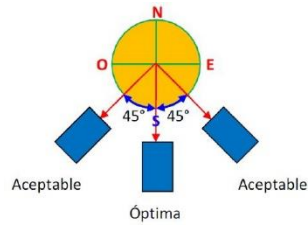


Figura 2. 22 Orientación de un arreglo fotovoltaico para la máxima producción anual

El rendimiento diario puede optimizarse si los colectores montados se fijan frente al Sur geográfico (verdadero) o con azimut 0 grados, que es la mejor orientación genérica.

2.23 Ángulo de inclinación de un Panel Fotovoltaico

La altura del sol por encima del horizonte se llama altitud, la cual se mide en grados por encima del horizonte. Cuando el sol parece estar saliendo o poniéndose, su altitud es de cero grados. Cuando el sol está al Sur verdadero en el cielo con azimut de cero grados, estará en su altitud máxima para ese día. Ese momento se llama mediodía solar. La latitud de una localidad determina cuán alto aparecerá el sol por encima del horizonte en el mediodía solar a lo largo del año. Como resultado del movimiento orbital alrededor del sol con un eje inclinado, el sol aparece a diferentes altitudes 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. En la figura 2.24 se puede apreciar que la elevación del panel FV es igual a la latitud, así como la forma óptima de recepción de rayos solares.

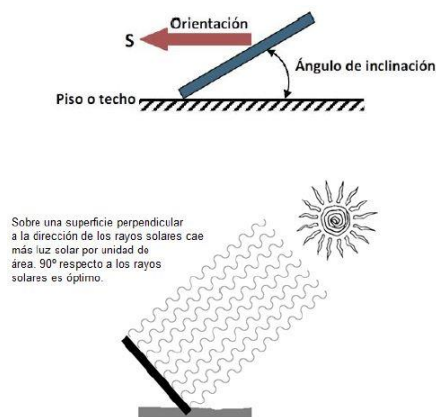


Figura 2. 23 Diagrama de inclinación de un panel fotovoltaico forma óptima de recepción de rayos solares.

En la tabla 2.1, se bosqueja el ángulo de inclinación óptimo de un arreglo fotovoltaico para diferentes cargas estacionales.

Ángulo de inclinación	Resultado
Latitud del lugar de la instalación	Máxima generación eléctrica anualizada y durante la primavera y el otoño.
Latitud del lugar de la instalación menos 15°	Máxima generación eléctrica en el verano.
Latitud del lugar de la instalación más 15°	Máxima generación eléctrica en el invierno.

Tabla 2. 1 Inclinación de acuerdo con la estación del año.

Los arreglos fotovoltaicos trabajan mejor cuando los rayos del sol inciden perpendicularmente (90 grados) a las celdas. Como los sistemas acoplados a la red tienen al sistema eléctrico público como fuente de respaldo, hay más flexibilidad en la ubicación del arreglo que para los sistemas autónomos.

Para un arreglo acoplado a la red, si no se puede lograr el ángulo óptimo, el sistema producirá un por ciento de la energía total disponible ya que el servicio público proveerá la diferencia. Como los sistemas acoplados a red compensan el uso promedio anual de la energía, (en lugar de alimentar directamente a las cargas), los diseñadores pueden elegir un montaje empotrado del arreglo en la

cubierta más por razones estéticas que para lograr los ángulos de inclinación y orientación óptimos.

2.24 Temperatura de un panel Fotovoltaico

El aumento de temperatura en las celdas supone un incremento en la corriente, pero al mismo tiempo una disminución mucho mayor, en proporción, de la tensión. El efecto global es que la potencia del panel solar disminuye al aumentar la temperatura de trabajo de éste. Tanto la corriente de cortocircuito como el voltaje a cortocircuito abierto, se ven afectados por la temperatura de trabajo, así mismo, como su magnitud porcentual, son distintos para estos dos parámetros. Cuando la temperatura de trabajo es menor que 25°C, el voltaje de circuito abierto crece, y la corriente de cortocircuito disminuye. Para la mayoría de los paneles FV, cuando la temperatura de trabajo aumenta, el valor de la potencia de salida disminuye. En la práctica, debido a la disipación de calor dentro de las celdas del panel, salvo en climas muy fríos, la temperatura de trabajo excede los 25°C. Cuando ello ocurre, la potencia de salida nunca alcanza el valor pico especificado por el fabricante. El diseño de un sistema FV debe tener en cuenta esta degradación del panel, a fin de asegurar que los requerimientos eléctricos del sistema pueden ser satisfechos durante los días más calurosos del verano. Para el periodo invernal, si el mínimo para la temperatura promedio es menor a los 25°C, no se considera ninguna degradación para la potencia de salida pico.

El funcionamiento del módulo FV se ve afectado por la intensidad de la radiación y de la temperatura. La figura 2.25 muestra el comportamiento de la

corriente producida en función del voltaje para diferentes intensidades de la radiación solar. Se presenta un aumento proporcional de la corriente producida con el aumento de la intensidad. También, se debe observar que el voltaje a circuito abierto (V_{ca}), no cambió, lo cual demuestra su estabilidad frente a los cambios de iluminación.

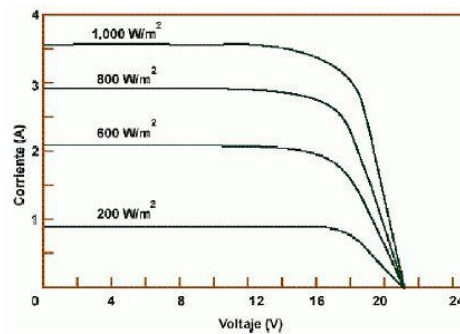


Figura 2. 24 Dependencia de la corriente producida en función del voltaje para diferentes intensidades de radiación.

En la figura 2.26, se muestra el efecto que produce la temperatura sobre la producción de corriente en el módulo. El efecto se manifiesta en el voltaje del módulo. La potencia nominal se reduce aproximadamente 0.5% por cada grado centígrado por encima de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. (Greenloft, 2014)

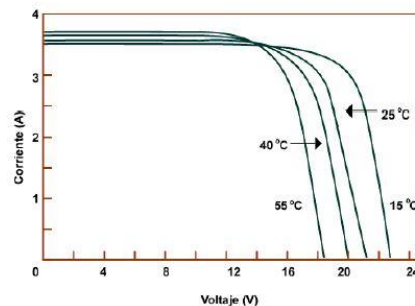


Figura 2. 25 Dependencia de la corriente producida en función del voltaje para diferentes temperaturas de operación (radiación constante 1000 W/m^2).

2.25 Coeficiente de Rendimiento

El coeficiente de rendimiento (en inglés performance ratio) es una magnitud, independiente del lugar de ubicación, de la calidad de una instalación fotovoltaica y, por ello, constituye a menudo, también, un factor de calidad. El coeficiente de rendimiento se indica en porcentaje y expresa la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de la instalación fotovoltaica. De esta forma, indica qué proporción de la energía está realmente disponible para la alimentación tras haber descontado las pérdidas energéticas (p. ej. debido a pérdidas térmicas y a pérdidas por cableado) y el consumo propio para la operación. (SMA, 2017)

2.26 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

2.26.1 Sistema FV autónomo

Los sistemas autónomos son los que están conectados a baterías que permiten el suministro eléctrico en periodos de poco o nulo, aprovechamiento de la radiación solar. Estos, a su vez, pueden diferenciarse por el consumo al que están conectados: así puede haber sistemas autónomos con elementos de consumo en corriente alterna o elementos de consumo de corriente continua, como se muestra en la figura 2.27.

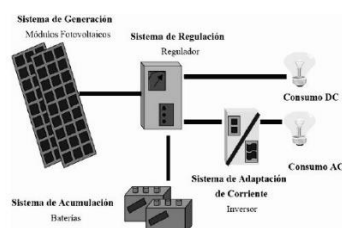


Figura 2. 26 Sistema autónomo.

2.26.2 Sistemas FV interconectado

Son sistemas que necesitan de conexión con la red eléctrica convencional. Son los sistemas en los que la energía generada por el campo fotovoltaico se entrega directamente a la red general de distribución como se muestra en la figura 2.28. Las instalaciones conectadas a la red no poseen baterías ni reguladores, componiéndose, únicamente, de los módulos fotovoltaicos y del inversor. Los módulos fotovoltaicos son los mismos que para las instalaciones aisladas de la red, sin embargo, los inversores deben disponer de un sistema de medida de la energía consumida y entregada, ser capaz de interrumpir o reanudar el suministro en función del estado de campo de paneles y adaptar la corriente alterna producida en el inversor a la fase de la energía de la red.

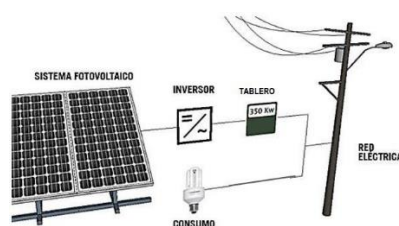


Figura 2. 27 Sistema conectado a la red eléctrica pública.

2.27 Micro-inversor

Un microinversor solar, o microinversor es un inversor fotovoltaico que convierte la corriente eléctrica (corriente continua) de uno o dos, dependiendo del fabricante, paneles solares a corriente alterna (AC).

Se suele combinar la salida de varios microinversores, para alimentar a la red eléctrica. Los microinversores contrastan con los inversores de cadena

convencional o dispositivos de inversión central, que están conectados a múltiples paneles solares



Figura 2. 28 Micro-inversor marca Apsystems

2.28 Generación distribuida y sistemas conectados a la red

Un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red consiste, básicamente, en un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica convencional.

En cuanto a la legislación costarricense sobre la generación distribuida para autoconsumo y acceso al Sistema Eléctrico Nacional, de ahora en adelante SEN, se tiene la norma técnica Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional AR-NT-POASEN 2015 y su última modificación publicada en marzo de 2016, la norma Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión AR-NT-SUCOM en su última modificación publicada en marzo de 2016 y el reglamento del MINAE sobre Generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla.

Ambas normas y el reglamento cuentan con capítulos que se refieren a la generación a pequeña escala para autoconsumo.

2.28.1 Artículos Norma técnica AR-NT-POASEN

Artículo 3. Definiciones

Abonado productor o Productor consumidor: toda persona física o jurídica que ha suscrito un contrato para el aprovechamiento de la energía eléctrica y que, además, produce electricidad con fuentes renovables para ser aprovechada exclusivamente por él, en el mismo sitio donde se genera, con el único propósito de suplir parcial o totalmente sus necesidades de energía eléctrica. ("ARESEP", 2015)

Artículo 124. Modalidades de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables interconectadas a la red.

La actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables interconectadas a la red se desarrollará y operará desde las siguientes modalidades:

- a. **Neta sencilla:** alternativa para que los abonados generen electricidad mediante fuentes renovables con el propósito de satisfacer sus necesidades, funcionando en paralelo con la red de distribución eléctrica, bajo el concepto de depósito y devolución de energía.
- b. **Neta completa (venta de excedentes):** alternativa para que los abonados generen electricidad mediante fuentes renovables con el propósito de satisfacer sus necesidades, funcionando en paralelo con la red de distribución eléctrica, desde el concepto de venta de excedentes de energía. ("ARESEP", 2015)

Artículo 125. Generación distribuida para autoconsumo en su modalidad medición neta sencilla.

La actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla, no es servicio público; consecuentemente, no estará sujeta a la regulación de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Dicha actividad se registrará por lo que establezca, para tales efectos, el Ministerio de Ambiente y Energía como ente rector en la materia. No obstante, lo anterior, en lo que se refiere a su interacción con la red de distribución, estará sujeta a la regulación dictada por la Autoridad Reguladora en esta materia.

Artículo 127. Relación empresa distribuidora y productores consumidores.

Las relaciones entre las empresas distribuidoras y los productores-consumidores con un sistema de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, interconectado a la red de distribución, utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla, se registrarán por el contrato de interconexión determinado por el MINAE, respetando para ello la regulación establecida por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos en lo relativo a sus competencias.

Artículo 128. Cumplimiento de normativa técnica en materia de distribución.

Corresponde a las empresas distribuidoras y al productor-consumidor con un sistema de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, interconectado a la red de distribución, utilizando el modelo contractual de

medición neta sencilla, cumplir con los criterios de calidad, de conformidad con las normas y reglamentos técnicos establecidos por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos en lo que corresponda ("ARESEP", 2015)

2.28.2 Artículos Norma técnica AR-NT-SUCOM

En cuanto a esta norma, se agregó el capítulo XII Interconexión, acceso y suministro eléctrico para abonados-usuarios-productores, donde los artículos relevantes para la generación distribuida son:

Artículo 126. Libre interconexión y operación de generadores a la red de distribución.

Las empresas distribuidoras permitirán a sus abonados o usuarios (con la autorización del abonado y su disposición a firmar el contrato respectivo) actuales o futuros, interconectar y operar sistemas de generación para autoconsumo a partir de fuentes de energía renovables, siempre y cuando la red de distribución cuente con las condiciones técnicas para tal efecto y el interesado cumpla con las condiciones técnicas, comerciales y requisitos establecidos en esta norma, y las que con fundamento en ella, establezcan las empresas distribuidoras. ("ARESEP", 2014)

Artículo 127. Requisito para la interconexión de generadores a la red de distribución

Cualquier abonado o usuario actual o futuro, puede constituirse como abonado o usuario productor, mediante la firma de un "Contrato de interconexión para abonados productores".

Artículo 128. Capacidad de acceso

Las empresas eléctricas efectuarán los estudios técnicos necesarios para cuantificar la capacidad de sus redes de distribución para la operación en paralelo de abonados productores, según lo establecido en el Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla , garantizando que la operación de sus generadores para autoconsumo no interfieran con la calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima del suministro eléctrico, de conformidad con las normas técnicas regulatorias emitidas por la Autoridad Reguladora.

Artículo 129. Limitaciones de acceso

En toda solicitud de conexión de un generador a la red de distribución, la empresa distribuidora deberá efectuar el estudio de viabilidad técnica correspondiente, velando porque el suministro eléctrico al interesado y a los demás abonados o usuarios, se mantenga acorde con los criterios normativos emitidos por la Autoridad Reguladora en lo que respecta de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima. ("ARESEP", 2014)

Artículo 131. Punto de interconexión

El punto de interconexión, para efectos comerciales, técnicos y de límites de responsabilidad, del abonado productor con la red de distribución, lo será el punto de entrega, de conformidad con lo establecido en el artículo 15 de esta norma técnica regulatoria. La habilitación de todo servicio para un abonado productor, requiere la verificación determinada en la norma técnica regulatoria

AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” vigente.

Artículo 132. Contrato de interconexión

Es responsabilidad de la empresa distribuidora asegurar que el contrato de interconexión y operación de un generador para autoconsumo, por parte de un abonado o usuario productor, contenga las cláusulas contractuales necesarias para que: a. La infraestructura de la interconexión se construya y se mantenga conforme con la norma ARNT-SINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” vigente. b. La operación del generador para autoconsumo no interfiera en la calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de otros abonado o usuarios, establecida en las normas técnicas regulatorias emitidas por la ARESEP. c. El abonado o usuario productor se haga responsable de los daños que cause a la empresa eléctrica y a otros abonados o usuarios. No obstante, la empresa eléctrica deberá resarcir los daños, que la operación del generador del abonado o auto productor, cause a otros usuarios, debiendo en sede administrativa o judicial, cobrar dichos costos al abonado productor. (“ARESEP”, 2014)

Artículo 133. Cargo por acceso e interconexión a la red de distribución

El abonado-productor deberá cancelar mensualmente a la empresa eléctrica el costo de acceso e interconexión a la red de distribución, según lo establezca la Autoridad Reguladora. (“ARESEP”, 2014)

Artículo 136. Sistema de medición

El costo del sistema de medición para el registro de la energía depositada y retirada en los servicios con generación para autoconsumo en su modalidad medición neta sencilla no podrá ser cargado a las tarifas del servicio de suministro de energía eléctrica en su etapa de distribución y dicho sistema de medición deberá ser administrado, operado y mantenido por la empresa eléctrica. Este sistema de medición deberá cumplir con lo establecido en el capítulo IV Inscripción del Modelo de la Norma AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica”.

Artículo 137. Facturación de la modalidad contractual “Medición Neta Sencilla”

En el caso de existir un excedente de la producción con respecto del consumo mensual, éste debe reflejarse en la facturación del respectivo mes, junto con el acumulado correspondiente, a efectos de compensar el excedente en las facturaciones subsiguientes y facturar el costo de acceso indicado en el artículo 133 de esta norma. El cierre para la liquidación de excedentes se hará en la facturación correspondiente al doceavo mes del periodo de doce meses consecutivos convenidos entre las partes. ("ARESEP", 2014)

2.28.3 Artículos del reglamento de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables en su modalidad neta sencilla

Artículo 34. Autorización para almacenamiento y retiro de energía.

El productor consumidor podrá almacenar en la red de distribución la energía no consumida, y tendrá derecho a retirar hasta un máximo del 49% de la energía total generada, para utilizarla en el mes o meses siguientes en un periodo anual. ("MINAE", 2014)

Artículo 41. Pagos de excedentes de energía.

Cualquier exceso de energía superior al 49% de la energía total generada que haya sido depositada en la red de distribución, no será sujeta a ningún tipo de retribución económica, ni de intercambio de energía.

2.27 Matemáticas financieras

2.27.1 Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN) es un método que se utiliza para la valoración de distintas opciones de inversión. Este método consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión y calcular su diferencia. El VAN va a expresar una medida de rentabilidad del proyecto en términos absolutos netos, es decir, en n° de unidades monetarias.

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

Ecuación 4 Valor actual neto.

Donde:

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 periodos determinados

k es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión

El VAN sirve para generar dos tipos de decisiones: en primer lugar, ver si las inversiones son efectuales y en segundo lugar, ver qué inversión es mejor que otra en términos absolutos. Los criterios de decisión van a ser los siguientes:

$VAN > 0$: el valor actualizado de los cobro y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.

$VAN = 0$: el proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente.

$VAN < 0$: el proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

El VAN tiene varias ventajas a la hora de evaluar proyectos de inversión, principalmente que es un método fácil de calcular y, a su vez, proporciona útiles predicciones sobre los efectos de los proyectos de inversión sobre el valor de la empresa. Además, presenta la ventaja de tener en cuenta los diferentes vencimientos de los flujos netos de caja.

Pero a pesar de sus ventajas, también, tiene algunos inconvenientes como la dificultad de especificar una tasa de descuento la

hipótesis de reinversión de los flujos netos de caja (se supone implícitamente que los flujos netos de caja positivos son reinvertidos inmediatamente a una tasa que coincide con el tipo de descuento, y que los flujos netos de caja negativos son financiados con unos recursos cuyo coste, también, es el tipo de descuento. (Morales, 2017)

2.27.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de interés o 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.

Es 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) da una medida relativa de la rentabilidad, es decir, va a venir expresada en tanto por ciento. El principal problema radica en su cálculo, ya que el número de periodos dará 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 basándonos 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, generando 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 5 Tasa interna de retorno.

Donde:

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 periodos determinados

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 que se obtiene es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.

Si $TIR = k$, estaríamos en 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 se le pide a la inversión.

La TIR es muy útil para evaluar proyectos de inversión ya que indica la rentabilidad de dicho proyecto. Sin embargo, tiene algunos inconvenientes:

- Hipótesis de reinversión de los flujos intermedios de caja: supone que los flujos netos de caja positivos son reinvertidos a “ r ” y que los flujos netos de caja negativos son financiados a “ r ”.
- La inconsistencia de la TIR: no garantiza asignar una rentabilidad a todos los proyectos de inversión y existen soluciones (resultados) matemáticos que no tienen sentido económico. (Arias, 2017)

2.28 Investigación “Cálculos energéticos”

2.28.1 Pérdidas por suciedad de los módulos fotovoltaicos

En condiciones normales de situación y realizando los trabajos de mantenimiento y limpieza correspondientes los paneles fotovoltaicos no tienen por qué superar unas pérdidas del 3%. (Santos, 2017)

2.28.2 Pérdidas por degradación fotónica

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez el panel fotovoltaico y se admite como valor el del 1%. (Santos, 2017)

2.28.3 Pérdidas por reflectancia

Las pérdidas estimadas por la Universidad de Ginebra y que hacen referencia a los efectos angulares de reflexión deben considerarse en un 2,7%. (Santos, 2017)

CAPÍTULO III

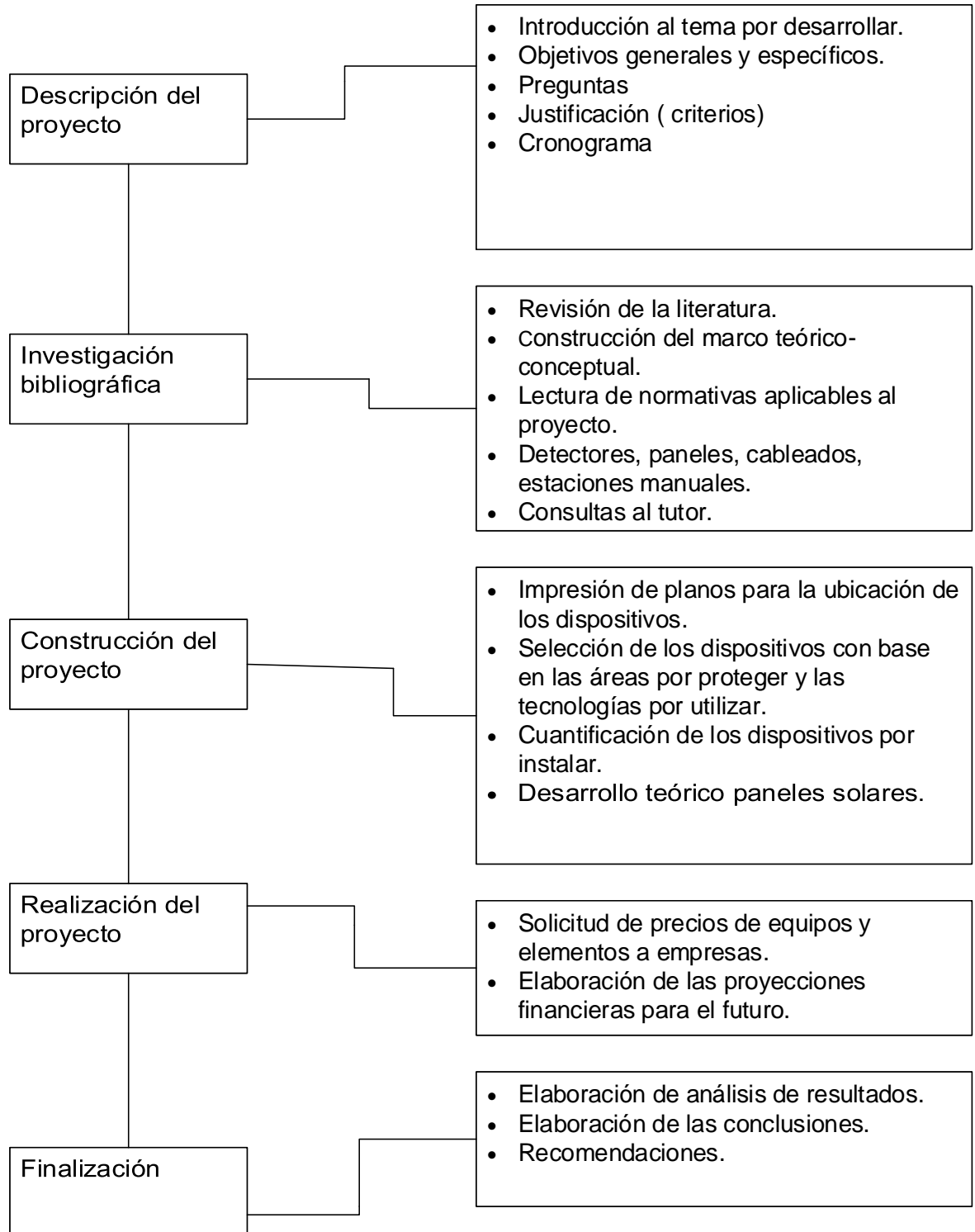
Marco Metodológico

En este proyecto se empleará una metodología, la cual busca establecer un ordenamiento secuencial de los pasos necesarios para alcanzar de la manera más eficaz los objetivos de dicho proyecto, como el abordaje de los conocimientos y herramientas teóricas; así como elaborar la propuesta final para la ejecución práctica del proyecto; en este caso, enfocada en un sistema de detección de incendios y generación de energía fotovoltaica.

En la investigación documental se toma como fuente principal de información; páginas webs, artículos de revistas digitales y normativas.

Las normas utilizadas en este proyecto están referidas a la National Fire Protection Association” (NFPA72, edición 2013), (NFPA 70, edición 2008), (NFPA 101, edición 2000).

El proyecto se dividirá por etapas de avance, necesarias para la efectiva realización y conclusión del proyecto, representadas en el siguiente diagrama de flujo:



CAPÍTULO IV

Desarrollo

4.1 Sistema fotovoltaico

El diseño para el sistema fotovoltaico (FV) será del tipo conectado a la red, donde el sistema entregará la energía generada a la red para ser almacenada, en caso de ocurrir esto, y que las condiciones climáticas sean desfavorables y no se genere la cantidad de energía necesaria para suplir la demanda en un dado momento, en este caso la red eléctrica contribuirá para cubrir la energía total demandada.

La zona del techo donde se va a llevar a cabo la implementación del proyecto fotovoltaico se ha dividido en varias secciones como se muestra en la figura 4.1. Se tienen las secciones A1, A1a, A2 y A3, esto por mayor facilidad de ubicación y mayor facilidad a la hora de realizar los cálculos respectivos por zona. Con base en esto se procede al desarrollo de los diferentes cálculos necesarios.

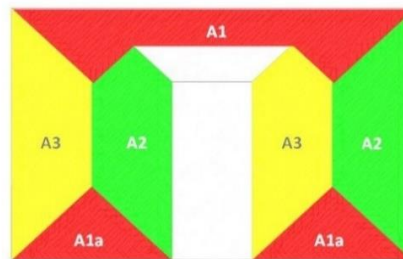


Figura 4. 1 Área del techo identificada por secciones

Fuente: Ing. Carlos Oreamuno

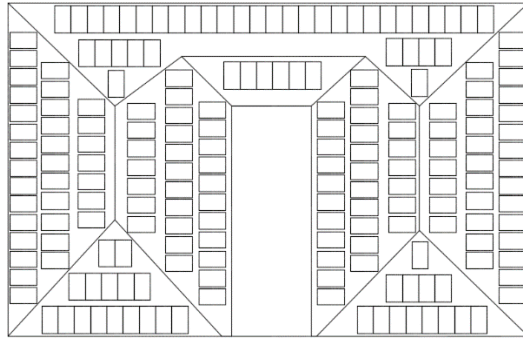


Figura 4. 2 Recreación del techo en AutoCAD con la cantidad de paneles que caben en cada sección

Fuente: Elaboración propia

De la figura 4.2 se obtienen las cantidades de paneles que caben correspondientes a cada sección del techo, por lo tanto, se tiene que:

A1= 44 paneles

A1a= 29 paneles

A2= 58 paneles

A3= 66 paneles

Total de paneles = 197 paneles

$$N_{\text{mod}} = \frac{Ced}{PMP * HSP_{\text{crit}} * PR}$$

Ecuación 6 Número de paneles incluyendo Performance Ratio.

Donde:

- Nmod es el número de paneles requeridos
- Ced es el consumo diario estimado [Wh]
- PMP es la potencia pico del panel seleccionado [W]
- HSPcrit son las horas de sol pico [HSP]
- PR es el Performance Ratio

$$PR=100\%-\Sigma P\acute{e}rdidas\%$$

Ecuaci3n 7 Performance Ratio.

Donde las p3rdidas contempladas por el Performance Ratio son:

- P3rdidas por dispersi3n de potencia de los m3dulos: La potencia que desarrollan los paneles, aunque sean de la misma marca no es igual, tampoco su intensidad ni tensi3n. Este dato lo brinda el fabricante. (Ver ficha t3cnica, ilustraci3n 4, situada en anexos)
- P3rdidas por incremento de temperatura de las c3lulas fotovoltaicas: El rendimiento de los paneles disminuye con el incremento de la temperatura de su superficie. Esto se calcula con la siguiente ecuaci3n:

$$P_T=K_T*(T_C-25^\circ C)$$

Ecuaci3n 8 P3rdidas por incremento de temperatura.

Donde:

- P_T es la p3rdida por incremento de temperatura
- K_T es el coeficiente de temperatura, lo da el fabricante [$^\circ C^{-1}$]
- T_C es la temperatura media mensual a la que trabajan los paneles [$^\circ C$]

$$T_C=T_{amb}+\frac{(T_{onc}-20^\circ C)*E}{800}$$

Ecuaci3n 9 Temperatura media mensual a la que trabajan los paneles.

Donde:

- T_C es la temperatura media mensual a la que trabajan los paneles [$^\circ C$]
- T_{amb} es la temperatura media mensual del lugar de instalaci3n [$^\circ C$]

- T_{onc} es la temperatura de operación nominal del panel [$^{\circ}C$]
- E es la radiación media de un día soleado [W/m^2]
- Pérdidas debidas a la acumulación de suciedad en los módulos: En condiciones normales de funcionamiento se obtiene hasta un 6%, pero con mantenimiento regular no tienen por qué superar el 3%.
- Pérdidas por degradación de los módulos: Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez el panel fotovoltaico y se admite como valor el del 1%.
- Pérdidas eléctricas: se estiman pérdidas eléctricas máximas de un 3%.
- Pérdidas por Reflectancia: Las pérdidas estimadas por la Universidad de Ginebra y que hacen referencia a los efectos angulares de reflexión deben considerarse en un 2,7%.

Las pérdidas anteriormente mencionadas fueron extraídas de un estudio llamado “Cálculos energéticos” como se observa en la sección 2.28 del marco teórico.

4.1.1 Cálculo de pérdidas por temperatura

$$T_C = 27.3 + \frac{(45^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}) * 271}{800} = 35.76^\circ\text{C}$$

Donde:

- T_{amb} es 27.3°C
- T_{onc} es 45°C
- E es 271 W/m^2

$$P_T = 0.41 * (35.76^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) = 4.41\%$$

Donde:

- K_T es 0.41°C^{-1} (De ficha técnica CS6P-270P)
- T_C es 35.76°C

Tipo de pérdida	Fuente	Cantidad [%]
Dispersión de potencia	Ficha técnica CS6P-270P	3
Incremento de temperatura	Ecuación 4	4,41
Acumulación de suciedad	Máximo permisible	3
Sombras	Estimado	0
Degradación	Estimado	1
Eléctricas	Estimado	3
Reflectancia	Universidad de Ginebra	2,9
	Total	17,31

Tabla 4. 1 Resumen de pérdidas contempladas por el Performance Ratio.

Fuente: Elaboración propia

Así:

$$PR = 100\% - 17.31\% = 82.69\%$$

Teniendo así este factor de rendimiento calculado, se procede a calcular la energía generada por sección de techo.

Mes	Consumo KWh
Enero	15 240
Febrero	15 840
Marzo	16 320
Abril	17 640
Mayo	16 680
Junio	17 280
Julio	16 080
Agosto	16 320
Septiembre	17 280
Octubre	17 880
Noviembre	16 560
Diciembre	15 840
Promedio	16 580

Tabla 4. 2 Tabla resumen de consumo por mes.

En la tabla 4.2 se puede observar el consumo mes a mes de dicha empresa, con base en estos consumos se desarrollarán los cálculos para cada caso de generación fotovoltaica. (Ver factura, ilustración 1 en la sección de anexos)

4.1.2 Caso 1

En este caso, se va a realizar un arreglo de paneles fotovoltaicos en toda el área total disponible del techo. De esta forma visualizar y calcular la energía máxima posible para generar, la cantidad de micro-inversores que se requerirían, como también, el precio total del sistema y llevar a cabo un análisis financiero donde se proyectará la recuperación de la inversión para ver si es factible o no dicha implementación.

4.1.3 Energía generada

Despejando la ecuación 6, de esta forma se puede obtener la energía generada por sección de techo en función a la cantidad de paneles que en cada una de ellas se encuentra, se tiene que:

$$Ced = N_{mod} * PMP * HSP * PR$$

Ecuación 10 Energía generada para cada sección de techo.

$$A1) Ced = 36 * 270 * 4.98 * 0.8269 = 40\ 027\ Wh$$

$$A1a) Ced = 29 * 270 * 4.98 * 0.8269 = 32\ 244\ Wh$$

$$A2) Ced = 62 * 270 * 4.98 * 0.8269 = 68\ 935\ Wh$$

$$A3) Ced = 70 * 270 * 4.98 * 0.8269 = 77\ 830\ Wh$$

Porcentaje de consumo (%)	Total KWh (mes)	Total KWh (día)
40	6 571	219

Tabla 4. 3 Tabla resumen de consumo de energía promedio mensual y diaria para el 40 % del consumo total.

Para un total de 219 036 Wh/día generados que, con base en la factura ubicada en la sección de anexos, ilustración 1, se puede ver que representa un 40% de la energía demandada en promedio por la compañía. Como se nota en la sección de anexos B, se realizó un acomodo con paneles de mayor potencia, pero como se logra observar, su generación es menor, por lo tanto, no se estudiará.

4.1.4 Cálculo del inversor

Para este caso, se hará uso de micro-inversores marca Apsystems de 500W cada uno (ver ilustración 5). Dichos micro-inversores permiten conectar

dos paneles por cada micro-inversor, para obtener el número de micro-inversores necesarios para el sistema se tiene la siguiente ecuación:

$$\text{Número de inversores} = \frac{\text{Cantidad total de paneles}}{\text{Número de paneles por inversor}}$$

Ecuación 11 Número de inversores requeridos.

$$\text{Número de inversores} = \frac{197}{2} = 98.5 = 99 \text{ inversores}$$

4.1.5 Área de paneles

Como se definió, los paneles serán instalados con micro-inversores en el techo, de acuerdo con las especificaciones (ver ilustración 5), se pueden conectar hasta 7 micro-inversores en serie, de esta forma, se tendrían 14 arreglos en total. Las dimensiones de los paneles se obtienen de la ficha técnica CS6P-270P, dicho arreglo se puede observar en la misma figura 4.2. El área ocupada por 197 paneles es la siguiente:

$$\text{Área de un panel} = 1.638 * 0.982 = 1.61m^2$$

$$\text{Área de 197 paneles} = 1.61 * 197 = 317m^2$$

4.1.6 Conductores y protección contra sobretensión en AC

Como se definió, los paneles serán instalados con micro-inversores en el techo, de acuerdo con las especificaciones, se pueden conectar hasta 7 micro-inversores en serie, para este arreglo en específico, la hoja técnica del micro-inversor establece que se necesita una protección de 20A por arreglo. Teniendo el valor de la protección y de acuerdo con la tabla 310.16 del código NEC 2008 (ver ilustración) se recomienda que el conductor sea número 12. En este caso,

como el conductor será instalado sobre el techo y no hay necesidad de pasarlo por lugares forzados o donde haya alguna sustancia abrasiva se utilizará cable TGP el cual es resistente a los diferentes factores ambientales.

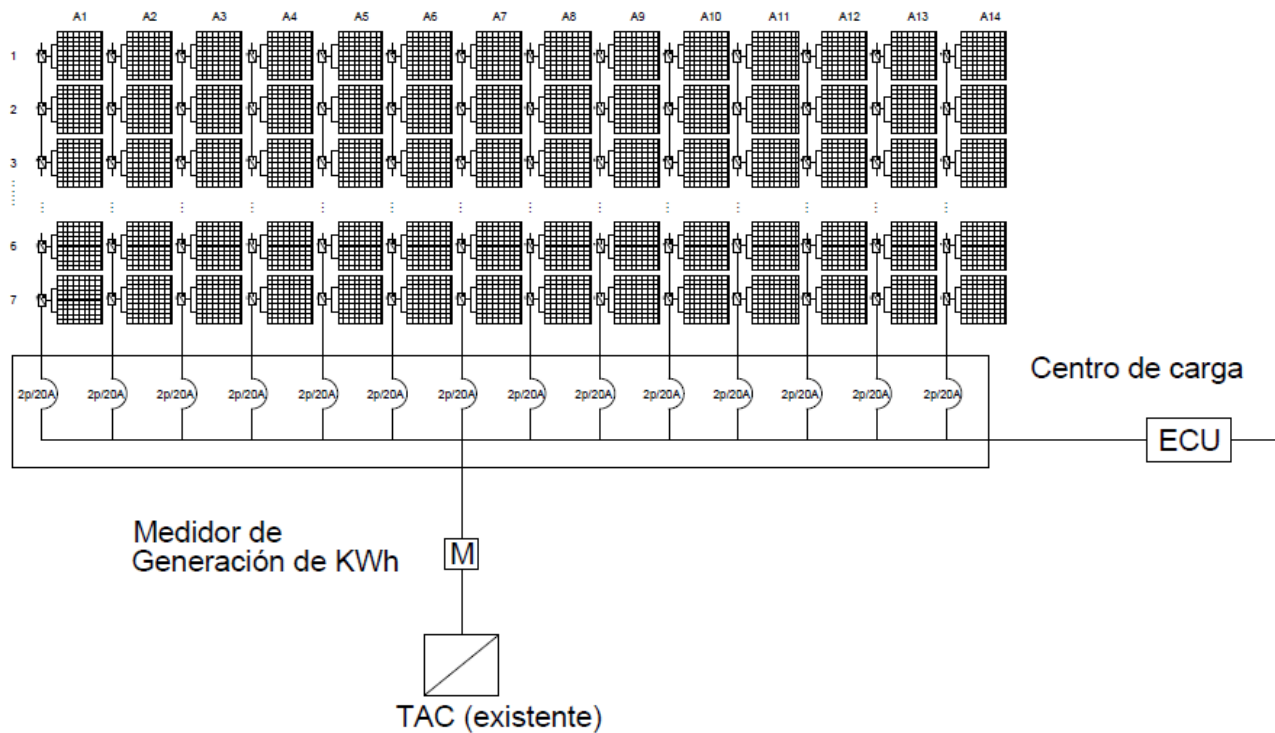


Figura 4. 3 Diagrama unifilar para 197 paneles solares, 2 paneles por micro-inversor.

Fuente: Elaboración propia

4.1.7 Análisis financiero

Con el fin de realizar un análisis financiero realista del sistema fotovoltaico propuesto, se debe de tomar en cuenta que estos sistemas producen más energía eléctrica en la época seca, cuando los cielos están más despejados, y menos energía en la época lluviosa, en que hay menos luminosidad por la intervención de nubes, por esto el ahorro en algunos meses será mayor y en otros menor, por lo cual se busca realizar un promedio de generación mensual estimada, utilizando los datos de los sistemas satelitales, con el fin de calcular el ahorro generado por el sistema.

Además, se debe de estudiar el comportamiento de las tarifas eléctricas en los últimos años, con el fin de establecer un promedio de aumento anual del costo de la energía eléctrica y así utilizarlo en este análisis.

Los componentes del costo de un recibo por servicios eléctricos brindados por el CNFL, que es la empresa que sirve la zona donde se ubica el proyecto, son mostrados en las ecuaciones 12, 13 y 14 y la suma de estos tres es el total por pagar por energía.

$$\text{Costo de la energía} = \text{Cantidad de KWh consumidos} * \text{Precio Vigente KWh}$$

Ecuación 12 Costo de la energía consumida.

$$\text{Costo por alumbrado público} = \text{Cantidad de KWh} * 3.51/\text{KWh}$$

Ecuación 13 Costo por alumbrado público.

$$\text{Costo por impuesto de ventas} = \text{Costo energía consumida} * 12\%$$

Ecuación 14 Costo por Impuesto de Ventas.

4.1.8 Costo de la energía sin sistema fotovoltaico

Utilizando las ecuaciones 12, 13 y 14, se calcula el costo por energía de la zona del edificio, cuyo resultado se muestra en la siguiente tabla.

Costo	Cantidad (KWh)	Tarifa	Total(₡)
Energía	16 580	₡63,36	1 050 509
Alumbrado público	16 580	₡3,51	58 196
Impuesto de ventas		13%	144 132
		Total	1 252 837

Tabla 4. 4 Costo de la energía consumida en promedio sin sistema fotovoltaico

Fuente: Elaboración propia

-Consumo promedio de 16 580 KWh (Ver factura en anexos, ilustración 1)

-Tarifa vigente por alumbrado público es de ₡3,51 (Consultado en página de ARESEP el 16 de marzo del 2017)

-Tarifa vigente por cada KWh en la tarifa comercial y de servicios es de ₡63,36
(Consultado en página de ARESEP el 16 de marzo del 2017)

4.1.9 Costo de la energía con sistema fotovoltaico

Con el fin de realizar este cálculo, primero se utiliza los datos de HSP de la base de datos Solargis mostrados en la ilustración 2 de anexos con el fin de estimar la generación del sistema y obtener un promedio de ésta, este resultado se muestra en la siguiente tabla:

Mes	HSP	Generación (KWh)
Enero	5,4	7 125,21
Febrero	6,03	7 956,49
Marzo	6,2	8 180,8
Abril	5,5	7 257,16
Mayo	4,75	6 267,55
Junio	4,46	5 884,9
Julio	4,35	5 739,75
Agosto	4,64	6 122,4
Septiembre	4,87	6 425,88
Octubre	4,6	6 069,62
Noviembre	4,28	5 647,39
Diciembre	4,76	6 280,74
Anual	59,84	78 957,89
Promedio	4,99	6 579,82

Tabla 4. 5 Generación estimada mes a mes, total anual y promedio para el 40%

Fuente: Elaboración propia

Los datos de la tabla 4.5 fueron estimados con los datos de HSP de la base de datos Solargis mostrados en la ilustración 2 de anexos.

Luego realizando la diferencia entre la energía generada y la consumida de la red (ver factura, ilustración 1 de anexos), se obtiene la siguiente tabla:

Mes	Consumo mensual (KWh)	Generación (KWh)	Diferencia (KWh)
Enero	15 240	7 125,21	8 114,79
Febrero	15 840	7 956,49	7 883,51
Marzo	16 320	8 180,8	8 139,2
Abril	17 640	7 257,16	10 382,84
Mayo	16 680	6 267,55	10 412,45
Junio	17 280	5 884,9	11 395,1
Julio	16 080	5 739,75	10 340,25
Agosto	16 320	6 122,4	10 197,6
Septiembre	17 280	6 425,88	10 854,12
Octubre	17 880	6 069,62	11 810,38
Noviembre	16 540	5 647,39	10 912,61
Diciembre	15 840	6 280,74	9 559,26
Anual	198 960	78 957,89	120 002,11
Promedio	16 580,00	6 579,82	10 000,17

Tabla 4. 6 Generación propia y consumo de la red para el 40%

Fuente: Elaboración propia

Así, utilizando el dato de consumo promedio de la red se puede calcular el pago mensual por concepto de energía, con el sistema fotovoltaico operando, para esto se realiza el mismo procedimiento de la sección 4.1.7 con los datos de la tabla 4.6, con lo que se obtiene:

Costo	Cantidad (KWh)	Tarifa	Total(₡)
Energía	10 000.17	₡63,36	633 610,77
Alumbrado público	10 000.17	₡3,51	35 100,59
Impuesto de ventas		13%	86 932,47
		Total	755 643,84

Tabla 4. 7 Costo de la energía consumida con sistema fotovoltaico

Fuente: Elaboración propia

4.1.10 Costo del sistema fotovoltaico

Para esto se realizó la respectiva cotización en el mercado nacional del sistema con las características definidas en el presente trabajo, los datos mostrados en la siguiente tabla fueron cotizados por la empresa Almacén El

Eléctrico S.A para un sistema de 197 paneles con micro-inversores. (Ver ilustraciones 4, 5, 10 en anexos)

Componente	Cantidad
Paneles solares Canadian Solar (270W)	197
Micro-inversores Apsystems	99
Equipo de monitoreo	1
Estructura de soporte, material eléctrico y mano de obra	1
Precio del sistema	\$123 648

Tabla 4. 8 Costo del sistema fotovoltaico propuesto

Fuente: Elaboración propia

El costo total del proyecto en colones utilizando un tipo de cambio de ₡598 por dólar (Consultado en página web del Banco Central de Costa Rica el 24 de mayo del 2017), es de:

$$\text{Costo total del proyecto} = \$123\,648 * ₡598 = ₡73\,941\,504$$

4.1.11 Retorno de la inversión

Para realizar el cálculo del retorno de la inversión, se realiza la diferencia o ahorro en el pago por concepto de consumo eléctrico mensual, calculado para el edificio de oficinas, mostrado en las tablas 4.4, 4.7 además, se debe de tomar en cuenta el aumento anual en el costo de la electricidad, para esto se realizó un estudio de las tarifas eléctricas del CNFL de los últimos años y se obtuvo un promedio de aumento anual, con el fin de utilizarlo en la estimación del retorno de la inversión.

Año	Mes	Precio KWh(¢)	Incremento(%)	Año	Mes	Precio KWh(¢)	Incremento(%)
2015	Enero	77,19	0	2016	Marzo	70,64	0
2015	Febrero	79	2,34	2016	Abril	73,83	4,51
2015	Marzo	79	0	2016	Mayo	73,83	0
2015	Abril	71	-10,12	2016	Junio	73,83	0
2015	Mayo	71	0	2016	Julio	77,12	4,45
2015	Junio	71	0	2016	Agosto	77,12	0
2015	Julio	68,2	-3,94	2016	Septiembre	77,12	0
2015	Agosto	68,2	0	2016	Octubre	75,01	-2,73
2015	Septiembre	68,2	0	2016	Noviembre	75,01	0
2015	Octubre	69,37	1,71	2016	Diciembre	75,01	0
2015	Noviembre	69,37	0	2017	Enero	63,36	-15,53
2015	Diciembre	69,37	0	2017	Febrero	63,36	0
2016	Enero	70,64	1,83	2017	Marzo	63,36	0
2016	Febrero	70,64	0	Promedio(%)			5,24

Tabla 4. 9 Evolución de la tarifa eléctrica general/comercial del CNFL y promedio de aumento anual.

Fuente: Elaboración propia

Año	Factura sin sistema fotovoltaico	Factura con sistema fotovoltaico	Mantenimiento prev.	Ahorro mensual	Acumulado anual
1	₡1 252 837	₡755 644	Gratis	₡497 193	₡5 966 316
2	₡1 318 486	₡795 240	₡300 000	₡523 246	₡5 978 952
3	₡1 387 574	₡836 910	₡300 000	₡550 664	₡6 307 968
4	₡1 460 283	₡880 764	₡300 000	₡579 519	₡6 654 228
5	₡1 536 802	₡926 916	₡300 000	₡609 886	₡7 018 632
6	₡1 617 330	₡975 487	₡300 000	₡641 843	₡7 402 116
7	₡1 702 079	₡1 026 602	₡300 000	₡675 477	₡7 805 724
8	₡1 791 268	₡1 080 396	₡300 000	₡710 872	₡8 230 464
9	₡1 885 130	₡1 137 009	₡300 000	₡748 121	₡8 677 452
10	₡1 983 911	₡1 196 588	₡300 000	₡787 323	₡9 147 876
11	₡2 087 868	₡1 259 289	₡300 000	₡828 579	₡9 642 948
12	₡2 197 272	₡1 325 276	₡300 000	₡871 996	₡10 163 952
13	₡2 312 409	₡1 394 721	₡300 000	₡917 688	₡10 712 256
14	₡2 433 579	₡1 467 804	₡300 000	₡965 775	₡11 289 300
15	₡2 561 099	₡1 544 717	₡300 000	₡1 016 382	₡11 896 584
16	₡2 695 300	₡1 625 660	₡300 000	₡1 069 640	₡12 535 680
17	₡2 836 534	₡1 710 845	₡300 000	₡1 125 689	₡13 208 268
18	₡2 985 168	₡1 800 493	₡300 000	₡1 184 675	₡13 916 100
19	₡3 141 591	₡1 894 839	₡300 000	₡1 246 752	₡14 661 024
20	₡3 306 211	₡1 994 128	₡300 000	₡1 312 083	₡15 444 996

Tabla 4. 10 Flujos de efectivo proyectado por periodo

Para el cálculo de la factura, se utilizó el promedio de aumento calculado en la tabla 4.9 de un 5,24%, los resultados obtenidos de las tablas 4.4 y 4.7 con un promedio de 16 580 KWh/mes en todos los años y el costo de mantenimiento preventivo por un valor de ₡300 000 anual el cual fue cotizado a la empresa Electromecánica Solar(ver cotización en anexos, ilustración 12). Para obtener el acumulado anual, se calculó de la siguiente forma:

$$(\text{Factura sin sistema fotovoltaico} - \text{Factura con sistema fotovoltaico}) = \text{Ahorro mensual}$$

$$(\text{Ahorro mensual} * 12) = \text{Ahorro anual}$$

$$(\text{Ahorro anual} - \text{Mantenimiento prev.}) = \text{Acumulado Anual}$$

Periodo	Flujo neto efectivo(₡)	Factor de descuento(%)	Valor actual(₡)	Ahorro acumulado(₡)
0	-₡73 941 504	100	-₡73 941 504	-₡73 941 504
1	₡5 966 316	93,2	₡10 212 615,22	-₡63 728 888,78
2	₡5 978 952	80,95	₡4 839 783,12	-₡58 889 105,66
3	₡6 307 968	75,44	₡4 758 724,84	-₡54 130 380,82
4	₡6 654 228	70,31	₡4 678 418,49	-₡49 451 962,32
5	₡7 018 632	65,52	₡4 598 901,84	-₡44 853 060,48
6	₡7 402 116	61,07	₡4 520 201,89	-₡40 332 858,59
7	₡7 805 724	56,91	₡4 442 377,04	-₡35 890 481,55
8	₡8 230 464	53,04	₡4 365 427,92	-₡31 525 053,63
9	₡8 677 452	49,43	₡4 289 384,72	-₡27 235 668,91
10	₡9 147 876	46,07	₡4 214 279,42	-₡23 021 389,49
11	₡9 642 948	42,93	₡4 140 122,21	-₡18 881 267,28
12	₡10 163 952	40,01	₡4 066 925,53	-₡14 814 341,75
13	₡10 712 256	37,29	₡3 994 706,12	-₡10 819 635,62
14	₡11 289 300	34,75	₡3 923 477,66	-₡6 896 157,96
15	₡11 896 584	32,39	₡3 853 245,89	-₡3 042 912,07
16	₡12 535 680	30,19	₡3 784 013,04	₡741 100,97
17	₡13 208 268	28,13	₡3 715 787,56	₡4 456 888,53
18	₡13 916 100	26,22	₡3 648 571,18	₡8 105 459,71
19	₡14 661 024	24,43	₡3 582 365,27	₡11 687 824,98
20	₡15 444 996	22,77	₡3 517 172,26	₡15 204 997,24

Tabla 4. 11 Retorno de la inversión

Fuente: Elaboración propia

La tasa de descuento o tipo de interés utilizado que se define para este análisis es el interés capitalizable de los Certificados de Depósito a Plazo (CDP) del Banco de Costa Rica, los cuales son inversiones de bajo riesgo, como lo debería ser un sistema fotovoltaico y constituye una buena referencia del rendimiento que se debe esperar de nuestra inversión. La tasa de CDP en colones del BCR, consultada el día 24 de mayo del 2017, a un plazo de 15 años

es del 7,3%, con la cual se obtuvo los valores de los factores de descuento de este análisis.

Así, se observa en la tabla 4.11 que la inversión se recupera entre el año 15 y el año 16.

Luego se calcula el VAN y el TIR, utilizando las ecuaciones 4 y 5, para el proyecto obteniendo los siguientes resultados:

VAN	¢15 204 997,24
TIR	10%

4.2 Caso 2

En este caso número 2, se pretende analizar la misma propuesta del caso número 1, pero con la implementación de inversores, por lo tanto, las únicas secciones a analizar serán: el cálculo del inversor, cálculo del conductor, costo del sistema y el retorno de la inversión ya que las otras secciones del caso 1 serán iguales para el caso 2. Por lo tanto, se tiene que:

4.2.1 Cálculo del inversor

Para el sistema fotovoltaico, se utilizarán inversores centrales. Con el fin de calcular el inversor, se debe sumar los voltajes de cada panel conectado en serie para obtener el voltaje total del arreglo de la siguiente forma:

$$V_{total\ paneles} = \text{Número de paneles} * \text{Voltaje máximo panel}$$

$$V_{total\ paneles} = 197 * 30.8 = 6\ 068V$$

De la ficha técnica de los paneles CS6P-270P (ilustración 5) se tiene que la corriente máxima del panel es de 8.76 A, así aplicando la ecuación 2 se obtiene:

$$P = 6\,068 \times 8.76 = 53\,152 \text{ W}$$

Por lo tanto, el inversor necesario debe ser de un mínimo de 53 152 W. Debido a que no hay en el mercado un solo inversor de dicha magnitud, se deben hacer 9 arreglos de 22 paneles empleando inversores de 6 000 W por arreglo, para satisfacer dichas condiciones. A_{DC}

4.2.2 Conductores y protección contra sobretensión en DC y AC

- **Conductor en DC:** al estar los paneles conectados en serie, la corriente del circuito es igual a la corriente máxima de un solo panel, la cual, según ficha técnica es de 8,48 ADC, así se tiene, según el artículo 690.8 (B) (1):

$$I_{\text{circuito DC}} = I_{\text{max Panel}} * 1.25$$

Ecuación 15 Corriente del circuito DC

$$I_{\text{circuito DC}} = 8.76 * 1.25 = 1.95 \text{ ADC}$$

Así, para esta corriente calculada para el circuito DC se tiene que el cable #12 TGP cumple con lo necesario ya que máximo soporta una corriente de 20 A.

- **Protección de sobretensión en DC:** el inversor a instalar tiene integrada una protección de falla a tierra, protección de polaridad inversa y un medio de desconexión en DC adecuados para sus parámetros de trabajo, por tanto, no es necesario calcularlos.
- **Conductor en AC:** como se especifica en el artículo 690.10 (B), la corriente del circuito AC, debe ser igual a la corriente nominal de salida del inversor, además, según el artículo 690.8 (B) (1) para dimensionar el conductor, éste debe tener la capacidad de llevar una corriente del 125%,

así, según ficha técnica del inversor ABB PVI-6000-OUTD-US se tiene que la corriente máxima continua es de 28 A_{AC}. Por lo tanto:

$$I_{\text{circuito AC}} = I_{\text{max Cont Inv}} * 1.25$$

Ecuación 16 Corriente del circuito AC

$$I_{\text{circuito AC}} = 28 * 1.25 = 35$$

- **Protección de sobretensión en AC:** al tener que el calibre de cable #8 TGP puede soportar máximo 40 A (60°C), se establece una protección contra sobretensiones de 40 A.

4.2.3 Costo del sistema fotovoltaico

Para esto, se realizó la respectiva cotización en el mercado nacional del sistema con las características definidas en el presente trabajo, los datos mostrados en la siguiente tabla fueron cotizados por la empresa Almacén El Eléctrico S.A para un sistema de 197 paneles con inversores. (Ver ilustraciones 4, 5, en anexos).

Componente	Cantidad
Paneles solares Canadian Solar (270W)	197
Inversores ABB	9
Equipo de monitoreo	1
Estructura de soporte, material eléctrico y mano de obra	1
Precio del sistema	\$133 260

Tabla 4. 12 Costo del sistema fotovoltaico propuesto

El costo total del proyecto en colones utilizando un tipo de cambio de ₡598 por dólar (Consultado en página web del Banco Central de Costa Rica el 24 de mayo del 2017), es de:

$$\text{Costo total del proyecto} = \$133\,260 * ₡598 = ₡79\,689\,480$$

Para el cálculo de la factura, se utilizó el promedio de aumento calculado en la tabla 4.9 de un 5,24%, los resultados obtenidos de las tablas 4.4 y 4.7 con un promedio de 16 580 KWh/mes en todos los años y el costo de mantenimiento preventivo por un valor de ¢300 000 anual el cual fue cotizado a la empresa Electromecánica Solar(ver cotización en anexos, ilustración 12).

Periodo	Flujo neto efectivo(¢)	Factor de descuento(%)	Valor actual(¢)	Ahorro acumulado(¢)
0	-¢79 689 480	100	-¢79 689 480	-¢79 689 480
1	¢5 966 316	93,2	¢10 603 670,44	-¢69 085 809,56
2	¢5 978 952	80,95	¢4 839 783,12	-¢64 246 026,44
3	¢6 307 968	75,44	¢4 758 724,84	-¢59 487 301,60
4	¢6 654 228	70,31	¢4 678 418,49	-¢54 808 883,11
5	¢7 018 632	65,52	¢4 598 901,84	-¢50 209 981,26
6	¢7 402 116	61,07	¢4 520 201,89	-¢45 689 779,37
7	¢7 805 724	56,91	¢4 442 377,04	-¢41 247 402,33
8	¢8 230 464	53,04	¢4 365 427,92	-¢36 881 974,41
9	¢8 677 452	49,43	¢4 289 384,72	-¢32 592 589,69
10	¢9 147 876	46,07	¢4 214 279,42	-¢28 378 310,27
11	¢9 642 948	42,93	¢4 140 122,21	-¢24 238 188,06
12	¢10 163 952	40,01	¢4 066 925,53	-¢20 171 262,53
13	¢10 712 256	37,29	¢3 994 706,12	-¢16 176 556,41
14	¢11 289 300	34,75	¢3 923 477,66	-¢12 253 078,74
15	¢11 896 584	32,39	¢3 853 245,89	-¢8 399 832,85
16	¢12 535 680	30,19	¢3 784 013,04	-¢4 615 819,82
17	¢13 208 268	28,13	¢3 715 787,56	-¢900 032,25
18	¢13 916 100	26,22	¢3 648 571,18	¢2 748 538,93
19	¢14 661 024	24,43	¢3 582 365,27	¢6 330 904,20
20	¢15 444 996	22,77	¢3 517 172,26	¢9 848 076,45

Tabla 4. 13 Retorno de la inversión

Fuente: Elaboración propia

La tasa de descuento o tipo de interés utilizado que se define para este análisis es el interés capitalizable de los Certificados de Depósito a Plazo (CDP) del Banco de Costa Rica, los cuales son inversiones de bajo riesgo, como lo debería ser un sistema fotovoltaico y constituye una buena referencia del rendimiento que se debe esperar de nuestra inversión. La tasa de CDP en colones del BCR, consultada el día 24 de mayo del 2017, a un plazo de 15 años es del 7,3%, con la cual se obtuvo los valores de los factores de descuento de nuestro análisis.

Así, se observa en la tabla 4.13 que la inversión se recupera entre el año 17 y el año 18.

Luego se calcula el VAN y el TIR, utilizando las ecuaciones 4 y 5, para el proyecto obteniendo los siguientes resultados.

VAN	¢9 848 076,45
TIR	9%

4.3 Caso 3

En este caso se va a realizar el cálculo necesario para contabilizar la cantidad de paneles que se requieren para generar el 70% de la energía demandada, la cantidad de micro-inversores que se requerirían, también, el precio total del sistema y llevar a cabo un análisis financiero donde se proyectará la recuperación de la inversión para ver si es factible o no dicha implementación.

4.3.1 Cálculo para la generación del 70% de la demanda

Porcentaje de consumo (%)	Total KWh (mes)	Total KWh (día)
70	11606	386.86

Tabla 4. 14 Tabla resumen de consumo de energía promedio mensual y diaria para el 70 % del consumo total.

4.3.2 Cálculo de la cantidad de paneles solares requeridos

Para el cálculo del número de paneles necesarios para suplir el 70% de la demanda, se utilizará la ecuación 6 que incluye el Performance Ratio (PR), que es el rendimiento energético de la instalación.

Con un performance ratio de 82.69% calculado en la sección 4.1.1, se obtiene el número de paneles de acuerdo con la ecuación 6.

$$N_{mod} = \frac{386860}{270 * 4.98 * 0.8269} = 347.94 = 348 \text{ paneles}$$

Donde:

- Ced es 386860 [Wh] (De tabla 4.11)
- P_{MP} 270 [W] (De ficha técnica CS6P-270P)
- HSP_{crit} 4.98 [HSP] (De ilustración 2)
- PR es 82.69%

4.3.3 Cálculo del inversor

Se hará uso de micro-inversores marca Apsystems de 500W cada uno (ver ilustración 5). Dichos micro-inversores permiten conectar dos paneles por cada micro-inversor, para obtener el número de micro-inversores necesarios para el sistema se usa la ecuación 11:

$$\text{Número de inversores} = \frac{348}{2} = 174 \text{ inversores}$$

4.3.4 Área de paneles

Como se definió, los paneles serán instalados con micro-inversores en el techo, de acuerdo con las especificaciones (ver ilustración 5), se pueden conectar hasta 7 micro-inversores en serie, de esta forma, se tendrían 25 arreglos en total.

Las dimensiones de los paneles se obtienen de la ficha técnica CS6P-270P, el área ocupada por 348 paneles es la siguiente:

$$\text{Área de un panel} = 1.638 * 0.982 = 1.61m^2$$

$$\text{Área de 348 paneles} = 1.61 * 348 = 560 m^2$$

4.3.5 Conductores y protección contra sobretensión en AC

Como se definió, los paneles serán instalados con micro-inversores en el techo, de acuerdo con las especificaciones, se pueden conectar hasta 7 micro-inversores en serie, para este arreglo en específico, la hoja técnica del micro-inversor establece que se necesita una protección de 20A por arreglo. Teniendo el valor de la protección y de acuerdo con la tabla 310.16 del código NEC 2008 (ver ilustración) se recomienda que el conductor sea número 12. En este caso, como el conductor será instalado sobre el techo y no hay necesidad de pasarlo por lugares forzados o donde haya sustancias abrasivas se utilizará cable TGP el cual es resistente a los diferentes factores ambientales.

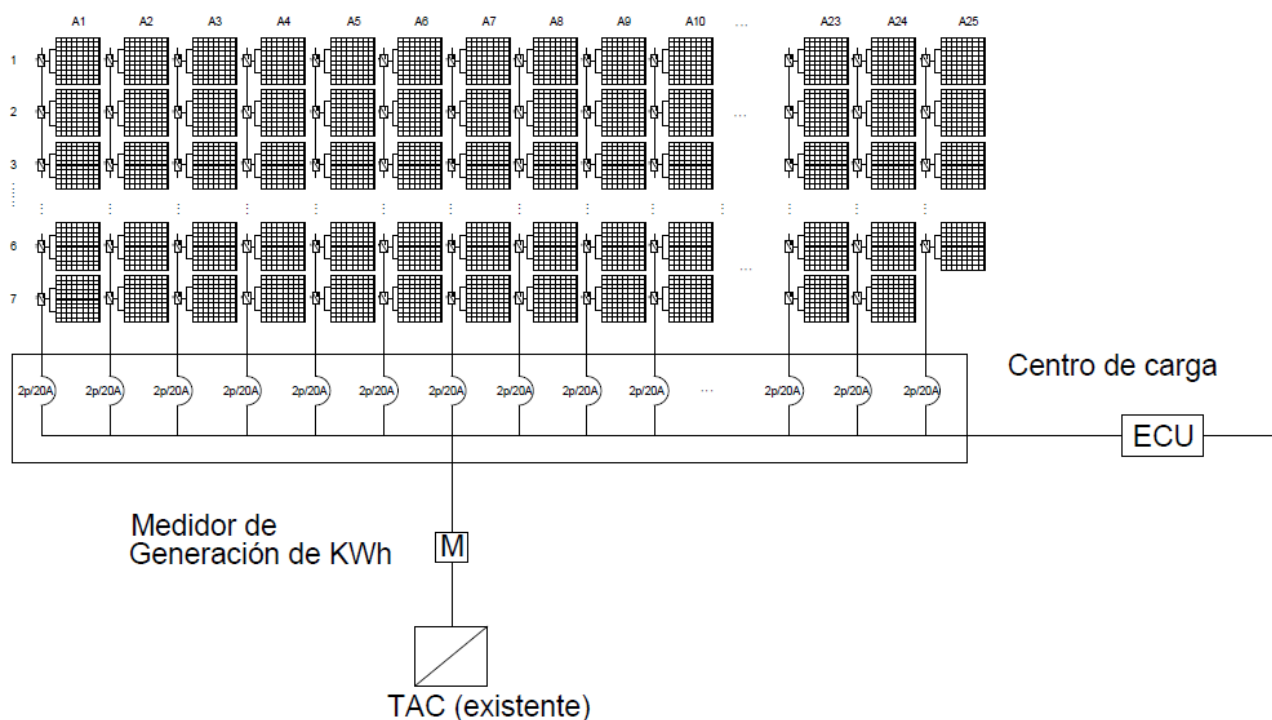


Figura 4. 4 Diagrama unifilar para 348 paneles solares, 2 paneles por micro-inversor.

Fuente: Elaboración propia

4.3.6 Análisis financiero

Utilizando la misma metodología mostrada en el análisis de la generación del 40% de la energía y con el mismo fin de efectuar un análisis financiero realista del sistema fotovoltaico propuesto, se toma en cuenta los mismos aspectos o variables, con el fin de calcular el ahorro generado por el sistema.

4.3.7 Costo de la energía sin sistema fotovoltaico

Utilizando las ecuaciones 12, 13 y 14, se calcula el costo por energía de la zona del edificio, cuyo resultado se muestra en la siguiente tabla.

Costo	Cantidad (KWh)	Tarifa	Total(€)
Energía	16 580	€63,36	1 050 509
Alumbrado público	16 580	€3,51	58 196
Impuesto de ventas		13%	144 132
		Total	1 252 837

Tabla 4. 15 Costo de la energía consumida en promedio sin sistema fotovoltaico

Fuente: Elaboración propia

-Consumo promedio de 16580 KWh (Ver factura en anexos, ilustración 1)

-Tarifa vigente por alumbrado público es de €3,51 (Consultado en página de ARESEP el 16 de marzo del 2017)

-Tarifa vigente por cada KWh en la tarifa comercial y de servicios es de €63,36 (Consultado en página de ARESEP el 16 de marzo del 2017)

4.3.8 Costo de la energía con sistema fotovoltaico

Con el fin de realizar este cálculo, primero se utiliza los datos de HSP de la base de datos Solargis mostrados en la ilustración 2 de anexos, con el fin de estimar la generación del sistema y obtener un promedio de ésta, este resultado se muestra en la siguiente tabla:

Mes	HSP	Generación (KWh)
Enero	5,4	12 586,67
Febrero	6,03	14 055,12
Marzo	6,2	14 451,36
Abril	5,5	12 819,76
Mayo	4,75	11 071,61
Junio	4,46	10 395,66
Julio	4,35	10 139,26
Agosto	4,64	10 815,22
Septiembre	4,87	11 351,31
Octubre	4,6	10 721,98
Noviembre	4,28	9 976,10
Diciembre	4,76	11 094,92
Anual	59,84	139 479
Promedio	4,99	11 631.02

Tabla 4. 16 Generación estimada mes a mes, total anual y promedio para el 70%

Los datos de la tabla 4.13 fueron estimados con los datos de HSP de la base de datos de Solargis mostrados en la ilustración 2 de anexos.

Luego realizando la diferencia entre la energía generada y la consumida de la red, se obtiene la siguiente tabla:

Mes	Consumo mensual (KWh)	Generación (KWh)	Diferencia (KWh)
Enero	15 240	12 586,67	2 653,33
Febrero	15 840	14 055,12	1 784,88
Marzo	16 320	14 451,36	1 868,64
Abril	17 640	12 819,76	4 820,24
Mayo	16 680	11 071,61	5 608,39
Junio	17 280	10 395,66	6 884,34
Julio	16 080	10 139,26	5 940,74
Agosto	16 320	10 815,22	5 504,78
Septiembre	17 280	11 351,31	5 928,69
Octubre	17 880	10 721,98	7 158,08
Noviembre	16 560	9 976,10	6 583,9
Diciembre	15 840	11 094,92	4 745,08
Anual	198 960	139 479	59 481
Promedio	16 580	11 631.02	4 948,98

Tabla 4. 17 Generación propia y consumo de la red para el 70%

Así, utilizando el dato de consumo promedio de la red se puede calcular el pago mensual por concepto de energía, con el sistema fotovoltaico operando, para esto se realiza el mismo procedimiento de la sección, con lo que se obtiene:

Costo	Cantidad (KWh)	Tarifa	Total(₡)
Energía	4948.98	₡63,36	313 567,37
Alumbrado público	4948.98	₡3,51	17 310,92
Impuesto de ventas		12%	43 014,17
		Total	373 892,46

Tabla 4. 18 Costo de la energía consumida con sistema fotovoltaico

4.3.9 Costo del sistema fotovoltaico

Para esto, se realizó la respectiva cotización en el mercado nacional del sistema con las características definidas en el presente trabajo, los datos mostrados en la siguiente tabla fueron cotizados por la empresa Almacén El Eléctrico S.A para un sistema de 348 paneles con micro-inversores. (Ver ilustraciones 4, 5 en anexos)

Componente	Cantidad
Paneles solares Canadian Solar (270W)	348
Micro-inversores Apsystems	174
Equipo de monitoreo	1
Estructura de soporte, material eléctrico y mano de obra	1
Precio del sistema	\$218 423,87

Tabla 4. 19 Costo del sistema fotovoltaico propuesto

Fuente: Elaboración propia

El costo total del proyecto en colones utilizando un tipo de cambio de ₡598 por dólar (Consultado en página web del Banco Central de Costa Rica el 24 de mayo del 2017), es de:

$$\text{Costo total del proyecto} = \$218\,423.87 * ₡598 = ₡130\,617\,474.26$$

4.3.10 Retorno de la inversión

Para realizar el cálculo del retorno de la inversión, se efectúa la diferencia o ahorro en el pago por concepto de consumo eléctrico mensual, calculado para el edificio de oficinas, mostrado en las tablas 4.15, 4.18, además se debe de tomar en cuenta el aumento anual en el costo de la electricidad, para esto se realizó un estudio de las tarifas eléctricas del CNFL de los últimos años y se obtuvo un promedio de aumento anual, con el fin de utilizarlo en la estimación del retorno de la inversión, mismo que se muestra en la tabla 4.9.

Año	Factura sin sistema fotovoltaico	Factura con sistema fotovoltaico	Mantenimiento prev.	Ahorro mensual	Acumulado anual
1	¢1 252 837	¢373 892	Gratis	¢878 945	¢10 547 340
2	¢1 318 486	¢393 484	¢300 000	¢925 002	¢10 800 024
3	¢1 387 574	¢414 103	¢300 000	¢973 471	¢11 381 652
4	¢1 460 283	¢435 802	¢300 000	¢1 024 481	¢11 993 772
5	¢1 536 802	¢458 638	¢300 000	¢1 078 164	¢12 637 968
6	¢1 617 330	¢482 671	¢300 000	¢1 134 659	¢13 315 908
7	¢1 702 079	¢507 963	¢300 000	¢1 194 116	¢14 029 392
8	¢1 791 268	¢534 580	¢300 000	¢1 256 688	¢14 780 256
9	¢1 885 130	¢562 592	¢300 000	¢1 322 538	¢15 570 456
10	¢1 983 911	¢592 072	¢300 000	¢1 391 839	¢16 402 068
11	¢2 087 868	¢623 096	¢300 000	¢1 464 772	¢17 277 264
12	¢2 197 272	¢655 746	¢300 000	¢1 541 526	¢18 198 312
13	¢2 312 409	¢690 108	¢300 000	¢1 622 301	¢19 167 612
14	¢2 433 579	¢726 269	¢300 000	¢1 707 310	¢20 187 720
15	¢2 561 099	¢764 326	¢300 000	¢1 796 773	¢21 261 276
16	¢2 695 300	¢804 376	¢300 000	¢1 890 924	¢22 391 088
17	¢2 836 534	¢846 526	¢300 000	¢1 990 008	¢23 580 096
18	¢2 985 168	¢890 884	¢300 000	¢2 094 284	¢24 831 408
19	¢3 141 591	¢937 566	¢300 000	¢2 204 025	¢26 148 300
20	¢3 306 211	¢986 694	¢300 000	¢2 319 517	¢27 534 204

Tabla 4. 20 Flujos de efectivo proyectado por periodo

Fuente: Elaboración propia

Para el cálculo de la factura, se utilizó el promedio de aumento calculado en la tabla 4.9 de un 5,24%, los resultados obtenidos de las tablas 4.12 y 4.15 con un promedio de 16 580 KWh/mes en todos los años y el costo de mantenimiento preventivo por un valor de ₡300 000 anual el cual fue cotizado a la empresa Electromecánica Solar(ver cotización en anexos, ilustración 12). Para obtener el acumulado anual, se calculó de la siguiente forma:

(Factura sin sistema fotovoltaico - Factura con sistema fotovoltaico) = Ahorro mensual

(Ahorro mensual*12) = Ahorro anual

(Ahorro anual – Mantenimiento prev.) = Acumulado Anual

Periodo	Flujo neto efectivo(₡)	Factor de descuento(%)	Valor actual(₡)	Ahorro acumulado(₡)
0	-₡130 617 474	100	-₡130 617 474	-₡130 617 474
1	₡10 547 340	93,2	₡18 047 383,62	-₡112 570 090,64
2	₡10 800 024	80,95	₡8 742 296,96	-₡103 827 793,67
3	₡11 381 652	75,44	₡8 586 307,05	-₡95 241 486,63
4	₡11 993 772	70,31	₡8 432 516,10	-₡86 808 970,53
5	₡12 637 968	65,52	₡8 280 926,30	-₡78 528 044,23
6	₡13 315 908	61,07	₡8 131 538,68	-₡70 396 505,55
7	₡14 029 392	56,91	₡7 984 377,73	-₡62 412 127,82
8	₡14 780 256	53,04	₡7 839 429,50	-₡54 572 698,33
9	₡15 570 456	49,43	₡7 696 692,08	-₡46 876 006,25
10	₡16 402 068	46,07	₡7 556 169,06	-₡39 319 837,19
11	₡17 277 264	42,93	₡7 417 854,42	-₡31 901 982,76
12	₡18 198 312	40,01	₡7 281 732,50	-₡24 620 250,26
13	₡19 167 612	37,29	₡7 147 791,93	-₡17 472 458,33
14	₡20 187 720	34,75	₡7 016 030,09	-₡10 456 428,24
15	₡21 261 276	32,39	₡6 886 424,24	-₡3 570 004,00
16	₡22 391 088	30,19	₡6 758 960,73	₡3 188 956,73
17	₡23 580 096	28,13	₡6 633 619,75	₡9 822 576,48
18	₡24 831 408	26,22	₡6 510 384,35	₡16 332 960,83
19	₡26 148 300	24,43	₡6 389 237,32	₡22 722 198,15
20	₡27 534 204	22,77	₡6 270 156,27	₡28 992 354,42

Tabla 4. 21 Retorno de la inversión

Fuente: Elaboración propia

La tasa de descuento o tipo de interés utilizado que se define para este análisis es el interés capitalizable de los Certificados de Depósito a Plazo (CDP) del Banco de Costa Rica, los cuales son inversiones de bajo riesgo, como lo debería ser un sistema fotovoltaico y constituye una buena referencia del rendimiento que se debe esperar de nuestra inversión. La tasa de CDP en colones del BCR, consultada el día 24 de mayo del 2017, a un plazo de 15 años es del 7,3%, con la cual se obtuvo los valores de los factores de descuento de nuestro análisis.

Así, se observa en la tabla 4.21 que la inversión se recupera entre el año 15 y el año 16.

Luego se calcula el VAN y el TIR, utilizando las ecuaciones 4 y 5, para el proyecto obteniendo los siguientes resultados:

VAN	¢28 992 354,42
TIR	10%

4.4 Caso 4

En este caso, se va a realizar el cálculo necesario para contabilizar la cantidad de paneles que se requieren para generar el 95% de la energía demandada, la cantidad de micro-inversores que se requerirían, también, el precio total del sistema y llevar a cabo un análisis financiero donde se proyectará la recuperación de la inversión para ver si es factible o no dicha implementación.

4.4.1 Cálculo para la generación del 95% de la demanda

Porcentaje de consumo (%)	Total KWh (mes)	Total KWh (día)
95	15 751	525

Tabla 4. 22 Tabla resumen de consumo de energía promedio mensual y diaria para el 95 % del consumo total.

4.4.2 Cálculo de la cantidad de paneles solares requeridos

Para el cálculo del número de paneles necesarios para suplir el 95% de la demanda, se utilizará la ecuación 6 que incluye el Performance Ratio (PR), que es el rendimiento energético de la instalación.

Con un performance ratio de 82.69% calculado en la sección 4.1.1, se obtiene el número de paneles de acuerdo con la ecuación 6.

$$N_{mod} = \frac{525000}{270 \cdot 4.98 \cdot 0.8269} = 472.18 = 473 \text{ paneles}$$

Donde:

- Ced es 525000 [Wh] (De tabla 4.19)
- P_{MP} 270 [W] (De ficha técnica CS6P-270P)
- HSP_{crit} 4.98 [HSP] (De ilustración 2)
- PR es 82.69%

4.4.3 Cálculo del inversor

Se hará uso de micro-inversores marca Apsystems de 500W cada uno (ver ilustración 5). Dichos micro-inversores permiten conectar dos paneles por cada micro-inversor, para obtener el número de micro-inversores necesarios para el sistema se usa la ecuación 11:

$$\text{Número de inversores} = \frac{473}{2} = 236.5 = 237 \text{ inversores}$$

4.4.4 Área de paneles

Como se definió, los paneles serán instalados con micro-inversores en el techo, de acuerdo a las especificaciones (ver ilustración 5), se pueden conectar hasta 7 micro-inversores en serie, de esta forma, se tendrían 34 arreglos en total. Las dimensiones de los paneles se obtienen de la ficha técnica CS6P-270P, el área ocupada por 348 paneles es la siguiente:

$$\text{Área de un panel} = 1.638 * 0.982 = 1.61m^2$$

$$\text{Área de 348 paneles} = 1.61 * 473 = 761.5 m^2$$

4.4.5 Conductores y protección contra sobretensión en AC

Como se definió, los paneles serán instalados con micro-inversores en el techo, de acuerdo a las especificaciones, se pueden conectar hasta 7 micro-inversores en serie, para este arreglo en específico, la hoja técnica del micro-inversor establece que se necesita una protección de 20A por arreglo. Teniendo el valor de la protección y de acuerdo a la tabla 310.16 del código NEC 2008 (ver ilustración) se recomienda que el conductor sea número 12. En este caso como el conductor será instalado sobre el techo y no hay necesidad de pasarlo por lugares forzados o donde haya sustancias abrasivas se utilizará cable TGP el cual es resistente a los diferentes factores ambientales.

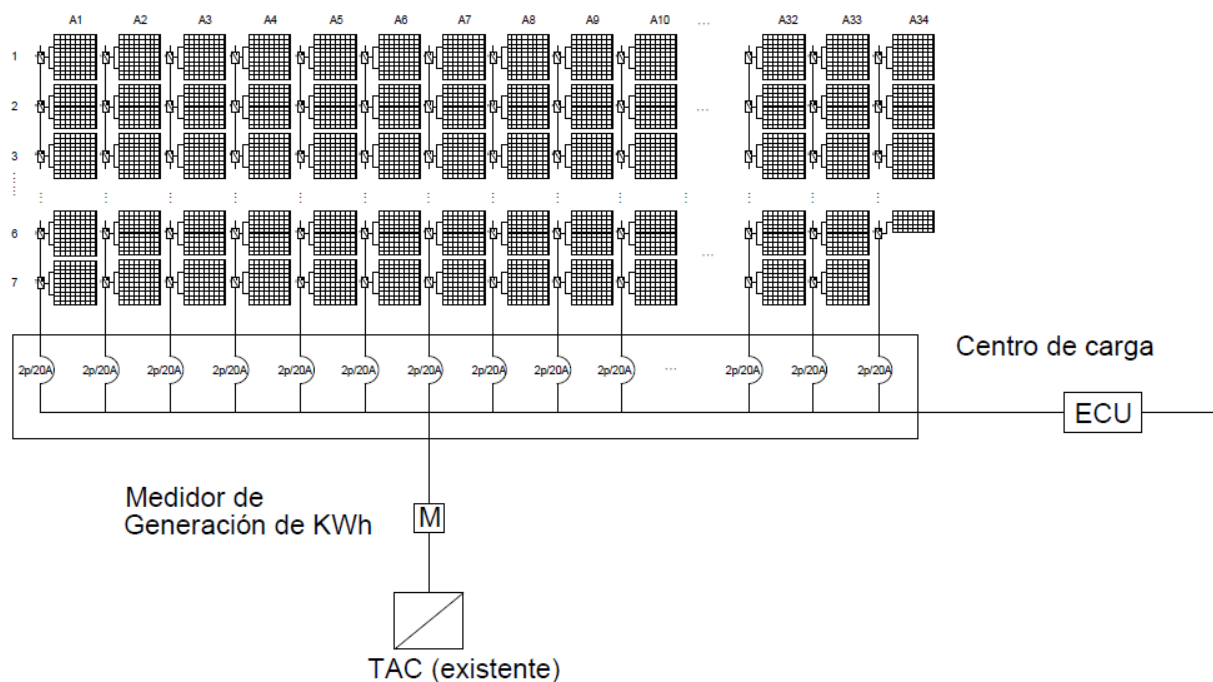


Figura 4. 5 Diagrama unifilar para 473 paneles solares, 2 paneles por micro-inversor.

Fuente: Elaboración propia

4.4.6 Análisis financiero, retorno de inversión

Utilizando la misma metodología mostrada en el análisis de la generación del 40% de la energía y con el mismo fin de efectuar un análisis financiero realista del sistema fotovoltaico propuesto, se toma en cuenta los mismos aspectos o variables, con el fin de calcular el ahorro generado por el sistema.

4.4.7 Costo de la energía sin sistema fotovoltaico

Utilizando las ecuaciones 12, 13 y 14, se calcula el costo por energía de la zona del edificio, cuyo resultado se muestra en la siguiente tabla.

Costo	Cantidad (KWh)	Tarifa	Total(€)
Energía	16 580	€63,36	1 050 509
Alumbrado público	16 580	€3,51	58 196
Impuesto de ventas		13%	144 132
		Total	1 252 837

Tabla 4. 23 Costo de la energía consumida en promedio sin sistema fotovoltaico

Fuente: Elaboración propia

-Consumo promedio de 16 580 KWh (Ver factura en anexos, ilustración 1)

-Tarifa vigente por alumbrado público es de €3,51 (Consultado en página de ARESEP el 16 de marzo del 2017)

-Tarifa vigente por cada KWh en la tarifa comercial y de servicios es de €63,36 (Consultado en página de ARESEP el 16 de marzo del 2017)

4.4.8 Costo de la energía con sistema fotovoltaico

Con el fin de realizar este cálculo, primero se utiliza los datos de HSP de la base de datos Solargis mostrados en la ilustración 2 de anexos, con el fin de estimar la generación del sistema y obtener un promedio de ésta, este resultado se muestra en la siguiente tabla:

Mes	HSP	Generación (KWh)
Enero	5,4	17 107,75
Febrero	6,03	19 008,61
Marzo	6,2	19 642,23
Abril	5,5	17 424,56
Mayo	4,75	15 048,48
Junio	4,46	14 129,73
Julio	4,35	13 781,24
Agosto	4,64	14 699,99
Septiembre	4,87	15 428,65
Octubre	4,6	14 573,27
Noviembre	4,28	13 559,47
Diciembre	4,76	15 080,16
Anual	59,84	189 579.22
Promedio	4,99	15 808.62

Tabla 4. 24 Generación estimada mes a mes, total anual y promedio para el 95%

Fuente: Elaboración propia

Los datos de la tabla 4.24 fueron estimados con los datos de HSP de la base de datos Solargis mostrados en de la ilustración 2 de anexos.

Luego realizando la diferencia entra la energía generada y la consumida de la red, se obtiene la siguiente tabla:

Mes	Consumo mensual (KWh)	Generación (KWh)	Diferencia (KWh)
Enero	15 240	17 107,75	-1 867,75
Febrero	15 840	19 008,61	-3 168,61
Marzo	16 320	19 642,23	-3 322,23
Abril	17 640	17 424,56	215,44
Mayo	16 680	15 048,48	1 631,52
Junio	17 280	14 129,73	3 150,27
Julio	16 080	13 781,24	2 298,76
Agosto	16 320	14 699,99	1 620,01
Septiembre	17 280	15 428,65	1 851,35
Octubre	17 880	14 573,27	3 306,73
Noviembre	16 560	13 559,47	3 000,53
Diciembre	15 840	15 080,16	759,84
Anual	198 960	18 9579.22	9 380,78
Promedio	16 580	15 808.62	771,38

Tabla 4. 25 Generación propia y consumo de la red para el 95%

Fuente: Elaboración propia

Así, utilizando el dato de consumo promedio de la red se puede calcular el pago mensual por concepto de energía, con el sistema fotovoltaico operando, para esto se realiza el mismo procedimiento de la sección 4.3.6, con lo que se obtiene:

Costo	Cantidad (KWh)	Tarifa	Total(₡)
Energía	771,38	₡63,36	48 901,25
Alumbrado público	771,38	₡3,51	2 707,54
Impuesto de ventas		13%	6 709,14
Total			58 317,93

Tabla 4. 26 Costo de la energía consumida con sistema fotovoltaico

Fuente: Elaboración propia

4.4.9 Costo del sistema fotovoltaico

Para esto se realizó la respectiva cotización en el mercado nacional del sistema con las características definidas en el presente trabajo, los datos mostrados en la siguiente tabla fueron cotizados por la empresa Almacén El Eléctrico S.A para un sistema de 473 paneles con micro-inversores. (Ver ilustraciones 4, 5 en anexos

Componente	Cantidad
Paneles solares Canadian Solar (270W)	473
Micro-inversores Apsystems	237
Equipo de monitoreo	1
Estructura de soporte, material eléctrico y mano de obra	1
Precio del sistema	\$296 880,73

Tabla 4. 27 Costo del sistema fotovoltaico propuesto

Fuente: Elaboración propia

El costo total del proyecto en colones utilizando un tipo de cambio de ₡598 por dólar (Consultado en página web del Banco Central de Costa Rica el 24 de mayo del 2017), es de:

$$\text{Costo total del proyecto} = \$296\,880,73 * ₡598 = ₡177\,534\,676.54$$

4.4.10 Retorno de la inversión

Para realizar el cálculo del retorno de la inversión, se efectúa la diferencia o ahorro en el pago por concepto de consumo eléctrico mensual, calculado para el edificio de oficinas, mostrado en las tablas 4.23 y 4.26, además, se debe de tomar en cuenta el aumento anual en el costo de la electricidad, para esto se realizó un estudio de las tarifas eléctricas del CNFL de los últimos años y se obtuvo un promedio de aumento anual, con el fin de utilizarlo en la estimación del retorno de la inversión, mismo que se muestra en la tabla 4.9.

Año	Factura sin sistema fotovoltaico	Factura con sistema fotovoltaico	Mantenimiento prev.	Ahorro mensual	Acumulado anual
1	₡1 252 837	₡58 318	Gratis	₡1 194 519	₡14 334 228
2	₡1 318 486	₡61 374	₡300 000	₡1 257 112	₡14 785 344
3	₡1 387 574	₡64 590	₡300 000	₡1 322 984	₡15 575 808
4	₡1 460 283	₡67 974	₡300 000	₡1 392 309	₡16 407 708
5	₡1 536 802	₡71 536	₡300 000	₡1 465 266	₡17 283 192
6	₡1 617 330	₡75 285	₡300 000	₡1 542 045	₡18 204 540
7	₡1 702 079	₡79 230	₡300 000	₡1 622 849	₡19 174 188
8	₡1 791 268	₡83 381	₡300 000	₡1 707 887	₡20 194 644
9	₡1 885 130	₡87 750	₡300 000	₡1 797 380	₡21 268 560
10	₡1 983 911	₡92 348	₡300 000	₡1 891 563	₡22 398 756
11	₡2 087 868	₡97 188	₡300 000	₡1 990 680	₡23 588 160
12	₡2 197 272	₡102 280	₡300 000	₡2 094 992	₡24 839 904
13	₡2 312 409	₡107 640	₡300 000	₡2 204 769	₡26 157 228
14	₡2 433 579	₡113 280	₡300 000	₡2 320 299	₡27 543 588
15	₡2 561 099	₡119 216	₡300 000	₡2 441 883	₡29 002 596
16	₡2 695 300	₡125 463	₡300 000	₡2 569 837	₡30 538 044
17	₡2 836 534	₡132 037	₡300 000	₡2 704 497	₡32 153 964
18	₡2 985 168	₡138 956	₡300 000	₡2 846 212	₡33 854 544
19	₡3 141 591	₡146 237	₡300 000	₡2 995 354	₡35 644 248
20	₡3 306 211	₡153 900	₡300 000	₡3 152 311	₡37 527 732

Tabla 4. 28 Flujos de efectivo proyectado por periodo

Fuente: Elaboración propia

Para el cálculo de la factura, se utilizó el promedio de aumento calculado en la tabla 4.9 de un 5,24%, los resultados obtenidos de las tablas 4.23 y 4.26 con un promedio de 16 580 KWh/mes en todos los años y el costo de mantenimiento preventivo por un valor de ₡300 000 anual el cual fue cotizado a la empresa Electromecánica Solar(ver cotización en anexos, ilustración 12). Para obtener el acumulado anual, se calculó de la siguiente forma:

(Factura sin sistema fotovoltaico - Factura con sistema fotovoltaico) = Ahorro mensual

(Ahorro mensual*12) = Ahorro anual

(Ahorro anual – Mantenimiento prev.) = Acumulado Anual

Periodo	Flujo neto efectivo(₡)	Factor de descuento(%)	Valor actual(₡)	Ahorro acumulado(₡)
0	-₡177 534 677	100	-₡177 534 677	-₡177 534 677
1	₡14 334 228	93,2	₡24 528 472,47	-₡153 006 204,07
2	₡14 785 344	80,95	₡11 968 294,51	-₡141 037 909,56
3	₡15 575 808	75,44	₡11 750 374,20	-₡129 287 535,36
4	₡16 407 708	70,31	₡11 535 842,25	-₡117 751 693,11
5	₡17 283 192	65,52	₡11 324 671,75	-₡106 427 021,36
6	₡18 204 540	61,07	₡11 116 847,70	-₡95 310 173,66
7	₡19 174 188	56,91	₡10 912 373,08	-₡84 397 800,58
8	₡20 194 644	53,04	₡10 711 214,19	-₡73 686 586,39
9	₡21 268 560	49,43	₡10 513 343,81	-₡63 173 242,58
10	₡22 398 756	46,07	₡10 318 746,83	-₡52 854 495,75
11	₡23 588 160	42,93	₡10 127 386,89	-₡42 727 108,86
12	₡24 839 904	40,01	₡9 939 248,01	-₡32 787 860,85
13	₡26 157 228	37,29	₡9 754 288,81	-₡23 033 572,04
14	₡27 543 588	34,75	₡9 572 484,77	-₡13 461 087,27
15	₡29 002 596	32,39	₡9 393 800,26	-₡4 067 287,01
16	₡30 538 044	30,19	₡9 218 196,11	₡5 150 909,10
17	₡32 153 964	28,13	₡9 045 644,71	₡14 196 553,81
18	₡33 854 544	26,22	₡8 876 101,32	₡23 072 655,13
19	₡35 644 248	24,43	₡8 709 535,97	₡31 782 191,11
20	₡37 527 732	22,77	₡8 545 906,90	₡40 328 098,01

Tabla 4. 29 Retorno de la inversión

Fuente: Elaboración propia

La tasa de descuento o tipo de interés utilizado que se define para este análisis es el interés capitalizable de los Certificados de Depósito a Plazo (CDP) del Banco de Costa Rica, los cuales son inversiones de bajo riesgo, como lo debería ser un sistema fotovoltaico y constituye una buena referencia del rendimiento que se debe esperar de nuestra inversión. La tasa de CDP en colones del BCR, consultada el día 24 de mayo del 2017, a un plazo de 15 años es del 7,3%, con la cual se obtuvo los valores de los factores de descuento de este análisis.

Así, se observa en la tabla 4.29 que la inversión se recupera entre el año 15 y el año 16.

Luego calculamos el VAN y el TIR, utilizando las ecuaciones 4 y 5, para el proyecto obteniendo los siguientes resultados:

VAN	¢40 328 098,01
TIR	10%

4.5 Diseño contra incendio

Una de las consideraciones más importantes a la hora de elaborar un sistema de detección de incendio es que éste debe ir de la mano con la Norma NFPA 72. Esta sirve de guía para la correcta instalación de los equipos necesarios. Impone los lineamientos para que la elaboración del diseño cumpla con los requisitos mínimos para la protección de la edificación por proteger, y aún más importantes son las personas que lo habitan.

Dentro de esta normativa se explica la manera correcta de ubicar los dispositivos en el espacio por proteger. Como punto inicial se deben seleccionar los puntos vulnerables que se tienen que proteger, de manera que ante una eventual emergencia actúen de manera inmediata y permitan alertar y tomar diferentes acciones de manera automatizada.

Paso a paso se explicarán diferentes criterios de diseño para la selección y ubicación de los diferentes detectores, estaciones manuales, alarmas audiovisuales, entre otros dispositivos.

Para comenzar se realizó la obtención de los planos arquitectónicos del lugar para poder valorar distancias y de esta manera poder seleccionar la cantidad de detectores, estaciones y dispositivos de señalización.

A continuación, se presentan diferentes criterios de diseño utilizados para la colocación de los dispositivos.

4.5.1 Artículos para la ubicación de los dispositivos de iniciación y señalización.

a) Estaciones manuales (NFPA72, 2013)

17.14.1 Los pulsadores manuales de alarmas de incendio deben utilizarse solo con el propósito de activar alarmas de incendio.

17.14.1.1* Excepto que se instalen en un entorno que impida el uso de pintura roja o plástico rojo, las estaciones manuales de alarma de incendio deben ser de color rojo.

17.14.4 Las estaciones manuales de alarma de incendio deben estar montadas sobre un fondo de color contrastante.

17.14.5 La parte operable de cada una de los pulsadores manuales de alarmas de incendio no debe estar a menos de 42 pulg. (1.07 m) ni a más de 48 pulg. (1.22 m) por encima del nivel del piso.

17.14.8.2 Los pulsadores manuales de alarmas de incendio deben estar distribuidas a lo largo del área protegida para ser conspicuas, accesibles y para estar libre de obstáculos.

17.14.8.4 Los pulsadores manuales de alarmas de incendio deben ubicarse dentro de los 60 pulg. (1.52 m) de la abertura de la puerta de salida en cada una de las salidas de cada piso

17.14.8.6 Los pulsadores manuales de alarmas de incendio deben montarse a ambos lados de las aberturas agrupadas por encima de los 40 pies (12.2 m) de ancho, y dentro de los 60 pulg. (1.52 m) de cada lado de la abertura.

17.14.8.5* Se deben suministrar pulsadores manuales de alarmas de incendio adicionales para que la distancia a recorrer hasta la caja de alarma más próxima no exceda los 200 pies (61.0 m) medidos de manera horizontal en el mismo piso.

b) Detectores de humo (NFPA72, 2013)

17.4.2 Un dispositivo de inicio debe estar protegido cuando este propenso a danos mecánicos. Una guarda mecánica utilizada para proteger un detector de humo, calor o energía radiante debe estar listada para su uso con el detector.

17.4.3 Los dispositivos iniciadores deben ser sostenidos de forma independiente a su unión con los conductores del circuito.

17.4.4 Los dispositivos iniciadores deben instalarse de manera que faciliten la inspección, prueba y mantenimiento periódicos.

17.4.5 Los dispositivos iniciadores deben instalarse en todas las áreas, compartimentos o locaciones requeridas por otras leyes, códigos o normas vigentes.

17.4.7 Cuando los detectores de humo estén instalados en lugares ocultos a más de 10 pies (3.0 m) por encima del piso acabado o en arreglos en los que el indicador de alarma o supervisión del detector no fuera visible para el personal de respuesta, los detectores deben estar provistos de una indicación remota de alarma o supervisión en un lugar aceptable para la autoridad competente.

17.5.3.1.3 Los detectores no se requerirán por debajo de cielorrasos reticulados abiertos cuando existiesen todas las siguientes condiciones:

(1) La malla del reticulado en su menor dimensión sea de 1/4 pulgadas (6.4 mm) o superior.

(2) El espesor del material no exceda la mínima dimensión.

(3) Los huecos constituyan por lo menos el 70 por ciento del área del material del techo.

c) Detectores de calor (NFPA72, 2013)

17.6.2.2.2.1 Los detectores de incendio sensores de calor deben estar marcados con su temperatura de funcionamiento listada.

17.6.2.2.2.2 Los detectores de incendio sensores de calor en los que el umbral de alarma sea ajustable en campo, deben estar marcados con el rango de temperatura.

17.6.3.1.1* Espaciamiento. Se debe aplicar uno de los siguientes requisitos:

(1) La distancia entre los detectores no debe exceder su espaciamiento listado, y deben existir detectores dentro de una distancia igual a un medio del

espaciamiento listado, medida en ángulos rectos, a partir de todos los muros o tabiques que se extiendan hacia arriba hasta dentro del 15 por ciento superior de la altura del cielorraso.

(2) Todos los puntos del cielorraso deben tener un detector dentro de una distancia igual a o menos de 0.7 veces al espaciamiento certificado (0.7S).

17.6.3.1.2 Áreas irregulares. Para áreas de formas irregulares, debe permitirse que el espaciamiento entre los detectores sea mayor al espaciamiento listado, siempre que el espaciamiento máximo desde un detector hasta el punto más lejano de un muro lateral o rincón dentro de su zona de protección no sea mayor a 0.7 veces el espaciamiento listado.

d) Dispositivos de señalización (NFPA72, 2013)

18.5.5.1* Los aparatos montados en muros deben ubicarse de manera que la totalidad del lente no sea inferior a 80 pulg. (2.03 m) ni superior a 96 pulg. (2.44 m) por encima del piso acabado o a la altura de montaje especificada.

18.5.5.2 Cuando las bajas alturas de los cielorrasos no permitan el montaje del muro a un mínimo de 80 pulg. (2.03 m), los aparatos visibles montados al muro deben ser montados dentro de 6 pulg. (150 mm) del cielorraso. El tamaño de la sala cubierta por una luz estroboscópica de un determinado valor, debe reducirse el doble de la diferencia entre la altura de montaje mínima de 80 pulg. (2.03 m) y la altura de montaje más baja real.

18.5.5.3* Debe permitirse que los aparatos de notificación visible listados para un montaje paralelo al piso sean ubicados sobre el cielorraso o suspendidos debajo del cielorraso.

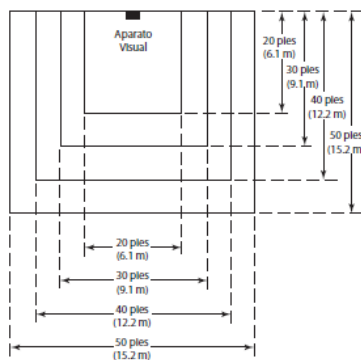


FIGURA 18.5.5.4.1 Espaciamiento en salas para aparatos visibles montados en muros.

Figura 4. 6 Espaciamiento en salas para aparatos visibles montados en muros

Fuente: NFPA 72

18.5.5.4.5 Si la configuración de una sala no es cuadrada, se debe aplicar el tamaño de la sala cuadrada que permita que se abarque toda la sala o que permita que ésta sea subdividida en cuadrados múltiples.

18.5.5.5.1 La instalación de aparatos de notificación visible en corredores de 20 pies (6.1 m) o menos de ancho.

18.5.5.5.5* Los aparatos de notificación visible deben ser ubicados a no más de 15 pies (4.57 m) del extremo del corredor, con una separación no superior a 100 pies (30.5 m) entre los aparatos.

18.5.5.5.6 Si existe una interrupción de la visual concentrada, como una puerta cortafuego, un cambio de elevación o cualquier otra obstrucción, el área debe ser tratada como un corredor separado.

18.5.5.5.7 En corredores en los que más de dos aparatos de notificación visible se encuentren en cualquiera de los campos de visión, estos deben destellar de manera sincronizada.

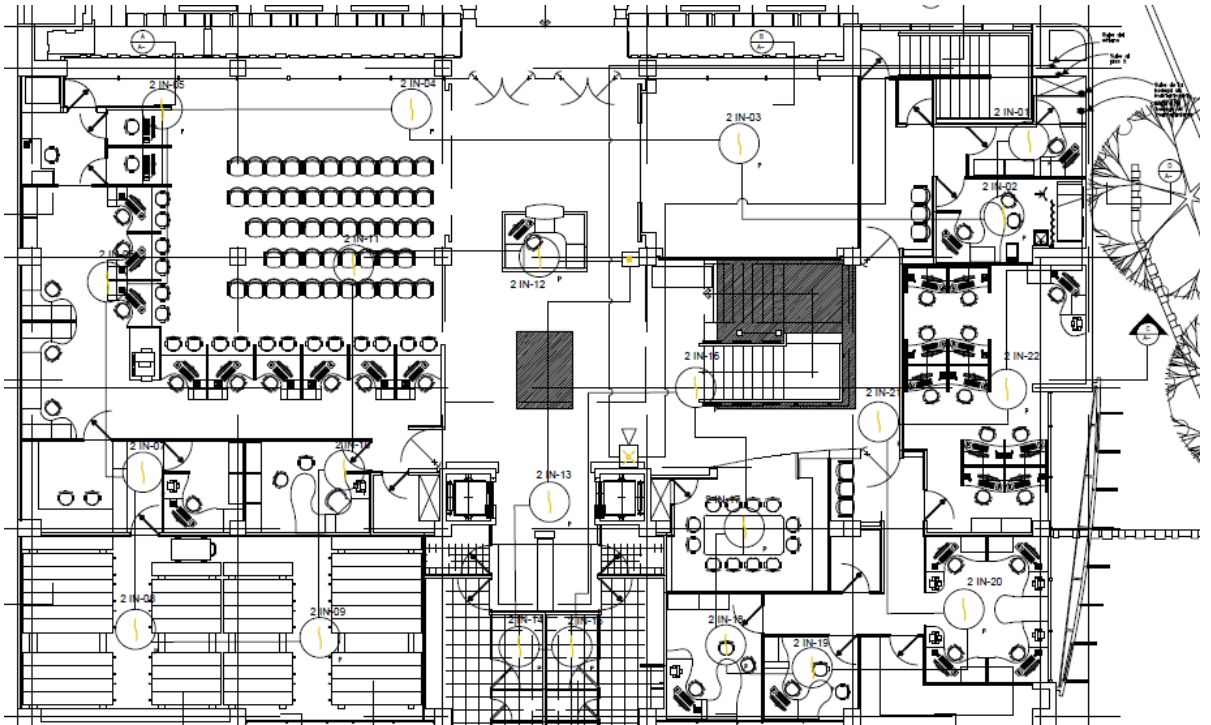


Figura 4. 7 Diseño contra incendio en AutoCAD del Piso 1.

Fuente: Elaboración propia

Para el piso 1, se utilizan 22 detectores de humo direccionables sin base audible. La base no se requiere debido a que en caso de una activación estos sensores activarían la sirena estroboscópica que allí se encuentra. Diseño basado en los artículos anteriormente extraídos de la norma NFPA 72 (2013).

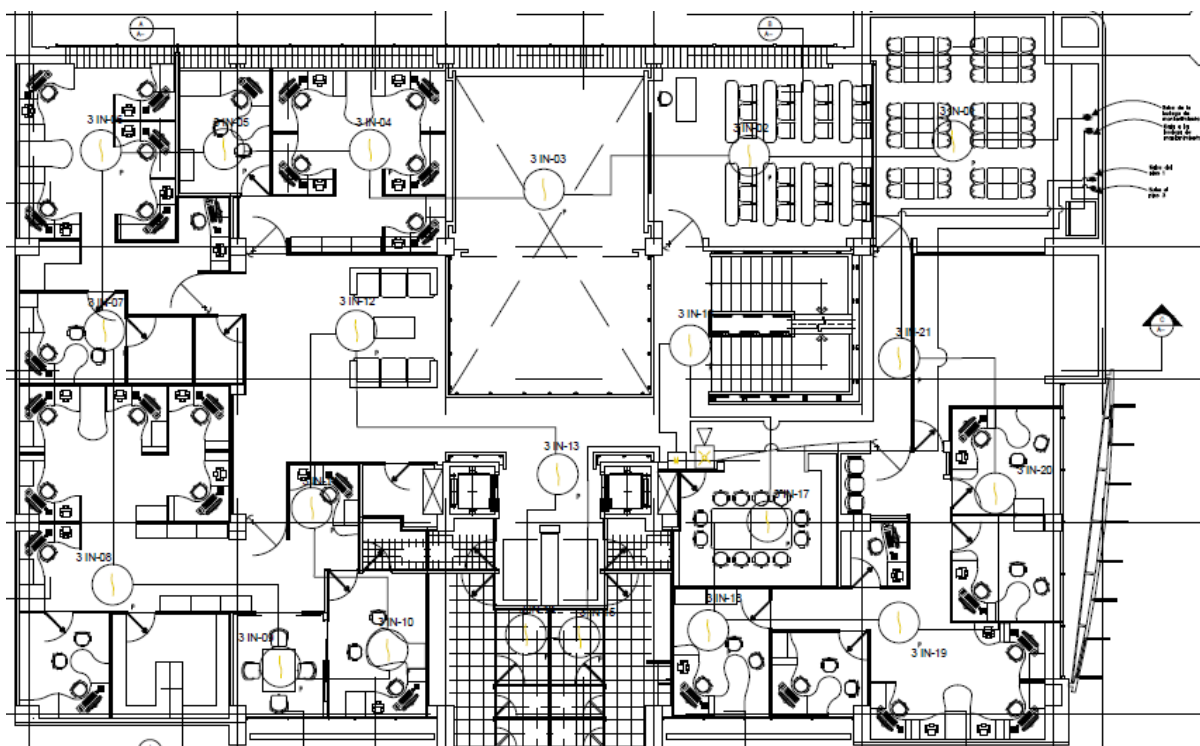


Figura 4. 8 Diseño contra incendio en AutoCAD del Piso 2.

Fuente: Elaboración propia

Para el piso 2, se utilizan 21 detectores de humo direccionables sin base audible. La base no se requiere debido a que en caso de una activación estos sensores activarían la sirena estroboscópica que allí se encuentra. Diseño basado en los artículos anteriormente extraídos de la norma NFPA 72 (2013).

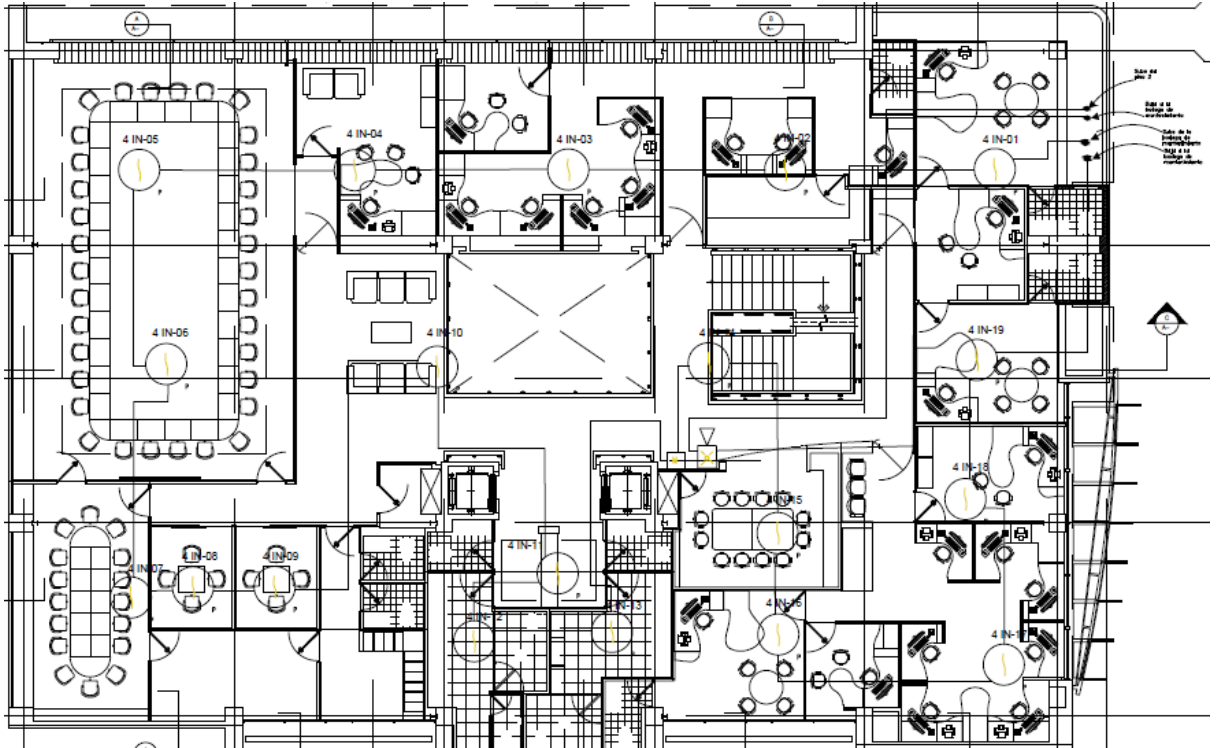


Figura 4. 9 Diseño contra incendio en AutoCAD del Piso 3.

Fuente: Elaboración propia

Para el piso 3, se utilizan 19 detectores de humo direccionables sin base audible. La base no se requiere debido a que en caso de una activación estos sensores activarían la sirena estroboscópica que allí se encuentra. Diseño basado en los artículos anteriormente extraídos de la norma NFPA 72 (2013).

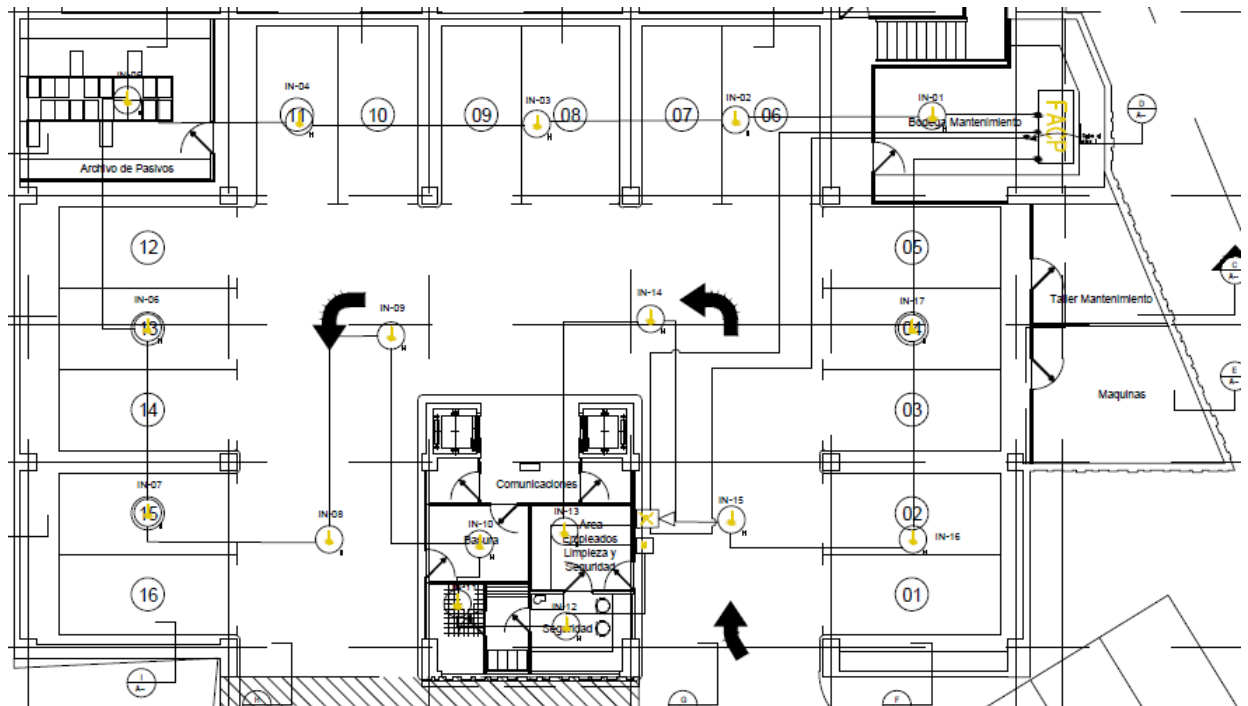


Figura 4. 10 Sótano, área de parqueo.

Fuente: Elaboración propia

Para el área de estacionamiento en el sótano se utilizan 17 detectores de calor direccionables sin base audible. Se usan detectores de calor ya que al ser una zona donde se encuentran vehículos, el humo que dichos vehículos liberan podrían activar los detectores y crear una falsa alarma. La zona cuenta con una sirena estroboscópica. Diseño basado en los artículos anteriormente extraídos de la norma NFPA 72 (2013).

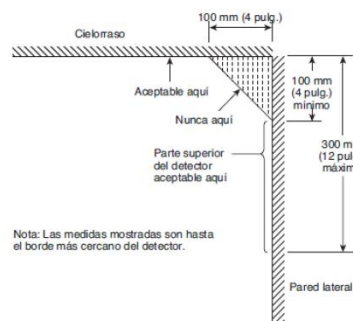


Figura 4. 11 Montaje apropiado para detectores de calor

Fuente: NFPA 72

4.5.2 Estaciones manuales

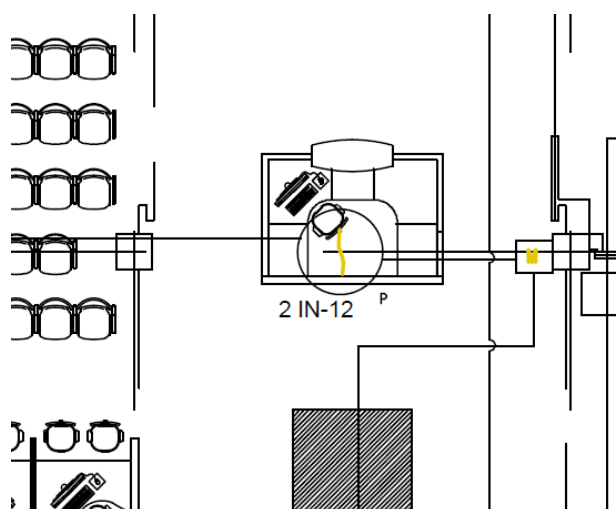


Figura 4. 12 Ubicación de estaciones manuales

Fuente: Elaboración propia

Basado en los artículos anteriormente extraídos de la norma NFPA 72 (2013) se tiene un activador manual cerca de las salidas de cada piso para que no se interrumpa la dirección del flujo de personas saliendo del edificio.

4.6 Diseño de sistema Siemens

Actualmente, se cuenta con parte de un equipo de detección contra incendio marca Siemens el cual fue donado a la empresa Vida Plena y que ya tiene 5 años de uso previo, por lo que le restaría un aproximado de 5 años de vida útil, ya que 10 años de vida útil es lo que se estima para un equipo contra incendio nuevo. A continuación, se mostrará el listado del equipo que se necesita, asimismo, la cantidad requerida de elementos como se muestra en el diseño.

Se realizará una diferencia entre el precio total del equipo basado en el diseño anteriormente mostrado y el precio total del equipo donado que el propietario ya posee para así obtener el precio total que debería pagar en caso de llevar a cabo la implementación.

4.6.1 Equipos

Nivel	Sensores con base audible	Sensores de calor	Estación manual	Señal audio-visual	Distancia lazo SLC(m)	Distancia lazo NAC(m)
Sótano	0	17	1	1	108	47.5
Piso 1	22	0	1	1	104	50
Piso 2	21	0	1	1	104	40
Piso 3	19	0	1	1	105	42,5
Total nodo	62	17	4	4	421	180

Tabla 4. 30 Tabla resumen de equipos conectados al panel de control marca Siemens, piso 1, 2, 3 y sótano

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 4.30 se muestra la distribución de los equipos conectados al panel de control ubicado en el sótano. Este nodo cuenta con un lazo SLC calibre AWG N.º 18 tipo SPT. El lazo 1 cubre el sótano, tiene una distancia máxima de 108m y en su recorrido se conecta con un total de 18 dispositivos (Ver figura 4.9). El segundo lazo cubre el piso 1. Tiene una distancia de 104m, aproximadamente, y está conectado a 23 dispositivos direccionables (Ver figura 4.6). El tercer lazo cubre el piso 2. Tiene una distancia de 104m, aproximadamente, y está conectado a 22 dispositivos direccionables (Ver figura 4.7). El cuarto y último lazo cubre el piso 3. Tiene una distancia de 105m, aproximadamente, y está conectado a 20 dispositivos direccionables (Ver figura 4.8). El lazo NAC cubre una distancia máxima de 180m y en su recorrido se conecta con un total de 4 dispositivos.

4.6.2 Baterías

En caso que la red eléctrica falle, se emplean baterías de back-up para que el equipo contra incendio nunca salga de funcionamiento. Para este equipo, los valores de baterías ya vienen especificados por el fabricante, para el caso de este sistema se necesita utilizar 1 batería de 300W, 9A. Modelo PAD-4-9A.

4.6.3 Estimación económica del sistema nuevo

Modelo	Equipo	Cantidad	Marca	Costo unitario	Costo total	
FS-250	Panel Principal	1	Siemens	\$4357	\$4357	
HFP-11	Sensor de humo	62	Siemens	\$97	\$6014	
MH-501	Estación manual	4	Siemens	\$71	\$284	
PAD-4-9A	Fuente de poder	1	Siemens	\$779	\$779	
P2R-SP	Luz estroboscópica	4	Siemens	\$67	\$268	
HFPT-11	Sensor de calor	17	Siemens	\$58	\$986	
N/A	Materiales para cableado	1	N/A	\$3648	\$3648	
					Total Equipos	\$16336
					I.V.A	\$2123.68
					Instalación	\$5770
					Total Equipos	\$24230

Tabla 4. 31 Valor total del equipo contra incendio Siemens

Fuente: Elaboración propia

4.6.4 Valoración económica del equipo donado

Modelo	Equipo	Cantidad	Marca	Costo unitario	Costo total	
FS-250	Panel Principal	1	Siemens	\$4357	\$4357	
HFP-11	Sensor de humo	2	Siemens	\$97	\$194	
					Total Equipos	\$4551
					I.V.A	\$592
					Total Equipos	\$5143

Tabla 4. 32 Valor del equipo contra incendio Siemens donado

Fuente: Elaboración propia

4.6.5 Valoración económica para implementar el equipo

Modelo	Equipo	Cantidad	Marca	Costo unitario	Costo total
FS-250	Panel Principal	0	Siemens	\$4357	\$0
HFP-11	Sensor de humo	60	Siemens	\$97	\$5 820
MH-501	Estación manual	4	Siemens	\$71	\$284
PAD-4-9A	Fuente de poder	1	Siemens	\$779	\$779
P2R-SP	Luz estroboscópica	4	Siemens	\$67	\$268
HFPT-11	Sensor de calor	17	Siemens	\$58	\$986
N/A	Materiales para cableado	1	N/A	\$3648	\$3 648
Total Equipos					\$11 785
I.V.A					\$1 532
Instalación					\$5 770
Total Equipos					\$19 087

Tabla 4. 33 Tabla resumen del costo total final del equipo contra incendio marca Siemens

En la tabla 4.31, se tiene el valor total del equipo contra incendio Siemens y en la tabla 4.32, se tiene el valor del equipo contra incendio Siemens donado, por lo que la diferencia de dichos resultados sería el valor total para el propietario por la implementación de dicho equipo, teniendo así un valor como se aprecia en la tabla 4.33 de $\$24230 - \$5143 = \$19\ 087$ como se aprecia en la tabla 4.33

Tomando información recolectada por uno de los ingenieros del departamento de ingeniería de la empresa Siemens, se me indicó que por el momento no tienen los planeamientos de mantenimiento preventivo establecidos ya que dicha empresa dejó de trabajar esta línea de producción por un lapso determinado, sin embargo, basándose en su experiencia laboral, indicó que, con criterio, se puede estimar \$2000 anuales.

4.7 Diseño de sistema Simplex

A continuación, lo que se pretende realizar es una segunda propuesta para el mismo diseño, pero con una topología de detección contra incendio de marca distinta y reconocida en el país como lo es la marca Simplex, con el único propósito de llevar a cabo una comparación entre la implementación del sistema donado que el propietario actualmente tiene y la implementación de un sistema nuevo para tomar una mejor decisión una vez valoradas las dos opciones. La escogencia del sistema marca Simplex no hace ninguna diferencia ya que pudo haberse escogido cualquier otra marca debido a que es solamente con propósitos comparativos.

4.7.1 Equipos

Nivel	Sensores con base audible	Sensores de calor	Estación manual	Señal audio-visual	Distancia lazo SLC(m)	Distancia lazo NAC(m)
Sótano	0	17	1	1	108	47,5
Piso 1	22	0	1	1	104	50
Piso 2	21	0	1	1	104	40
Piso 3	19	0	1	1	105	42,5
Total nodo	62	17	4	4	421	180

Tabla 4. 34 Tabla resumen de quipos conectados al panel de control marca Simplex, piso 1, 2, 3 y sótano

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 4.34 se muestra la distribución de los equipos conectados al panel de control ubicado en el sótano. Este nodo cuenta con un lazo SLC calibre AWG N.º 18 tipo SPT. El lazo 1 cubre el sótano, tiene una distancia máxima de 108m y en su recorrido se conecta con un total de 18 dispositivos (Ver figura 4.9). El segundo lazo cubre el piso 1. Tiene una distancia de 104m, aproximadamente,

y está conectado a 23 dispositivos direccionables (Ver figura 4.6). El tercer lazo cubre el piso 2. Tiene una distancia de 104m, aproximadamente, y está conectado a 22 dispositivos direccionables (Ver figura 4.7). El cuarto y último lazo cubre el piso 3. Tiene una distancia de 105m, aproximadamente, y está conectado a 20 dispositivos direccionables (Ver figura 4.8). El lazo NAC cubre una distancia máxima de 180m y en su recorrido se conecta con un total de 4 dispositivos.

4.7.2 Baterías

En caso que la red eléctrica falle, se emplean baterías de back-up para que el equipo contra incendio nunca salga de funcionamiento. Para este equipo, los valores de baterías ya vienen especificados por el fabricante, para el caso de este sistema se necesita utilizar 2 baterías de 12V DC de 14 Ah cada una. La marca de las baterías es Dlux modelo E1214.

4.7.3 Estimación económica del sistema nuevo

Modelo	Equipo	Cantidad	Marca	Costo unitario	Costo total
4007-9101	Panel Principal	1	Simplex	\$1026	\$1026
4098-9714	Sensor fotoeléctrico	62	Simplex	\$34.76	\$2155
INT2099-9139	Estación manual	4	Simplex	\$38.51	\$154
4906-9127	Luz estroboscópica	4	Simplex	\$36.70	\$146.80
098-9733	Sensor de calor	17	Simplex	\$37.24	\$633
N/A	Materiales para cableado	1	TYCO	\$3648	\$3648
				Total Equipos	\$7762.80
				I.V.A	\$1009
				Instalación	\$5770
				Total Equipos	\$14542

Tabla 4. 35 Valor total del equipo contra incendio Simplex

Fuente: Elaboración propia

4.8 Costos

		Costo Siemens	Costo Simplex
	Inversión inicial	\$19 087	\$14 542
Año 1	Mantenimiento preventivo	\$2 000	\$700
Año 2	Mantenimiento preventivo	\$2 000	\$700
Año 3	Mantenimiento preventivo	\$2 000	\$700
Año 4	Mantenimiento preventivo	\$2 000	\$700
Año 5	Mantenimiento preventivo	\$2 000	\$700
Año 6	Mantenimiento preventivo	-----	\$700
Año 7	Mantenimiento preventivo	-----	\$700
Año 8	Mantenimiento preventivo	-----	\$700
Año 9	Mantenimiento preventivo	-----	\$700
Año 10	Mantenimiento preventivo	-----	\$700
	Costo Mantenimiento Prev.	\$10 000	\$7 000
	Costo total	\$29 087	\$21 542

Tabla 4. 36 Costo total de la implementación del equipo

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la tabla 4.36 para el sistema Siemens, el mantenimiento preventivo comienza a contabilizarse a partir del año 1 y se detiene después del año 5, esto cómo se mencionaba anteriormente, se debe a que como es un equipo usado al cual se le estima 5 años de uso previo. Se contabiliza hasta el año 10, debido a que es la cantidad de años de vida útil que se le estima a un sistema contra incendios.

No obstante, no quiere decir que una vez alcanzado su tiempo de vida útil el equipo dejará de funcionar, pero sí implica que empezarán a fallar algunos elementos, debido a que no se puede saber con certeza de qué elementos ni cuántos fallarán, se limitará a hacer las estimaciones con los años de vida útil.

Como se mencionaba anteriormente el valor de mantenimiento preventivo para la marca Siemens es un aproximado con criterio debido a que el plan de mantenimiento no se encuentra finalizado todavía, para el caso del sistema Simplex, se contactó un funcionario de la empresa correspondiente y fue un dato proveído por ellos mismos.

Análisis de Resultados

Sistema fotovoltaico

El diseño del sistema fotovoltaico es del tipo conectado a la red, donde para definir el porcentaje de la demanda que se generará, se tomó en cuenta el espacio disponible que hay en el techo para colocar los paneles solares ya que como limitante alrededor del edificio de oficinas no hay espacio disponible para instalar parte del equipo.

Se debe tomar en cuenta la norma técnica AR-NT-POASEN mencionada en la sección 2.28.1 que indica que el productor consumidor solo podrá retirar el 49% de la energía generada que fue almacenada en la red eléctrica. Es, por este motivo que se debe diseñar una instalación fotovoltaica que supla una parte de su demanda sin exceder dicho porcentaje. Al ser un edificio comercial con un gran consumo reflejado en la factura ubicada en la sección de anexos ilustración 1 y con un área de techo que no es tan grande, esto se logra ver en el plano ubicado en anexos ilustración 10, con toda certeza se diseñará abarcando toda el área del techo sin que haya un excedente de energía generada.

Se comienza por el estudio de los datos de irradiación de la zona de San José, específicamente, en la ubicación con latitud $9^{\circ} 55' 56''$, longitud $-84^{\circ} 04' 05''$ y 1177 msnm, donde estos se obtienen de la base de datos de Solargis.

Ahora bien, con la limitante de no tener el suficiente espacio alrededor del edificio del proyecto, la instalación de los paneles fotovoltaicos como se mencionó anteriormente se realizará sobre el techo del edificio, el techo se encuentra

construido con un ángulo de inclinación del 15° cómo se logra ver en el plano ubicado en anexos ilustración 10, el cual es ideal para este tipo de sistema.

El cálculo de la energía generada por los paneles solares se realizó tomando en cuenta el rendimiento de nuestra instalación o Performance Ratio, que incluye las diferentes pérdidas que afectan una instalación fotovoltaica como lo son las pérdidas descritas en la tabla 4.1.

Para los cálculos de la generación del 40% (caso 1) ubicados en la sección 4.1.2, primero se estimó la cantidad de paneles solares que caben en el área del techo, mostrado en la figura 4.1. De acuerdo con las dimensiones del techo y de los paneles solares, se obtiene un aproximado de 197 paneles.

Luego se calculó el performance ratio de nuestra instalación con la ecuación 7 y los datos de la tabla 4.1 teniendo así un resultado de 82,69%, el cual utilizándolo en la ecuación 10, con un total de 197 paneles de 270 Wp cada uno da como resultado 225 707 Wh, que de esta forma se logra ver que se estaría supliendo el 40% de la demanda de energía de acuerdo con la factura ubicada en la sección de anexos, ilustración 1.

En la sección 4.1.4, se hace el cálculo del elemento inversor, como se mencionó al principio que hay una limitante de espacio en el caso de necesitarse la implementación de equipos en los cuartos de máquinas y mantenimiento ubicados en el sótano, por ese motivo se toma como mejor opción la implementación de micro-inversores, lo cual utilizando la fórmula número 11 se obtiene un resultado de 99 micro-inversores.

De acuerdo con las especificaciones de la ficha técnica de dichos micro-inversores ubicada en la sección de anexos, ilustración 5, se pueden conectar 2 paneles por micro-inversor y, seguidamente, realizar ramales de hasta 7 micro-inversores conectados en serie con una protección de 20A por ramal. Teniendo esta protección requerida, de acuerdo con la tabla 310.16 del Código NEC 2008, se recomienda que el conductor sea número 12 AWG. En este caso, como el conductor será instalado sobre el techo y no hay necesidad de pasarlo por lugares forzados o donde haya sustancias abrasivas se utilizará cable tipo TGP el cual es resistente a los diferentes factores ambientales. Por lo tanto, éste será el número y tipo de cable a utilizar basado en las condiciones mencionadas.

En la sección 4.1.7 se lleva a cabo el análisis financiero en la cual utilizando las ecuaciones 12, 13 y 14 se llega a la sección 4.1.8 donde se contabiliza el costo de la energía del sistema actual sin sistema fotovoltaico, donde en esa misma sección se logra ver en la tabla 4.4 que para un consumo promedio de 16580 KWh obtenido de la misma factura y en base a la tarifa vigente por cada KWh en la tarifa comercial y de servicios consultada en la página de la ARESEP con un valor de ₡63,36 se tiene un costo de la energía de ₡1 252 837 por mes.

Más adelante en la la sección 4.1.9 en la cual se estima el costo de la energía demandada implementándose el sistema fotovoltaico, para lo cual primero se realiza la tabla 4.5 donde se calcula la generación, mensual, anual y promedio utilizando los datos de HSP de la base de datos Solargis mostrados en la ilustración 2 de anexos. Seguidamente en la tabla 4.6 se tiene la generación propia y el consumo de la red donde evaluando la diferencia da como resultado

la tabla 4.7 que al utilizar la misma tarifa del costo por KWh empleada en la tabla 4.4 se obtiene un valor a pagar por costo de energía de ₡755 643,84.

Como se muestra en la sección 4.1.10 se tiene el costo del equipo fotovoltaico donde la tabla 4.8 mejor lo describe con un costo total de \$123 648, por lo tanto, consultando la Página Oficial del Banco de Costa Rica se tiene que el valor del dólar es de ₡598 para así tener un costo total de ₡73 941 504 por el proyecto.

Por último, en la sección 4.1.11 se tiene el retorno de la inversión que para llevarse a cabo primero se hace un estudio de la evolución en la tarifa eléctrica general/comercial del CNFL de los últimos 3 años, lográndose ver que en promedio dicha tarifa tiene un incremento del 5.24% cuyo valor es utilizado en la tabla 4.10 donde se deducen los flujos netos de efectivo mediante la diferencia de los resultados de las tablas 4.4 y 4.7 para así proyectar el costo de la energía a pagar durante la vida útil del equipo.

Como se logra ver en la tabla 4.11 la cual muestra el retorno de la inversión, se aprecia que la inversión es recuperada entre el año 15 y el año 16, para así finalmente utilizando las fórmulas 4 y 5 obtener un valor de VAN y TIR de ₡15 204 997,24 y un 10%, respectivamente.

Para el caso número 2 se pretende analizar la misma propuesta del caso número 1, pero con la implementación de inversores para ver si hay diferencia alguna.

En la sección 4.2.1 se tiene el cálculo del inversor que en este caso para el sistema fotovoltaico se utilizarán inversores centrales. Donde en dicha sección

se ve el desarrollo obteniéndose un resultado el cual indica que el inversor necesario debe ser de un mínimo de 53 152 W, pero debido a que no hay en el mercado un solo inversor de dicha magnitud, se deben hacer 9 arreglos de 22 paneles empleando inversores de 6 000 W por arreglo, para satisfacer dichas condiciones.

Seguidamente, en la sección 4.2.3 se observa el costo del sistema fotovoltaico con la implementación de inversores en donde en la tabla 4. 12 se tiene el costo del sistema fotovoltaico propuesto para un valor de ₡79 689 480

De esta manera se llega a la parte final de esta propuesta donde se hace el análisis del retorno de la inversión que más claramente en la tabla 4.13 se nota que la inversión se recupera entre el año 17 y el año18. Para así aplicar las ecuaciones 4 y 5 con el fin de calcular el VAN y TIR teniendo los valores de ₡9 848 076.45 y 9%, respectivamente.

Para la realización de las propuestas de generación de energía por medio de paneles solares al 70% y el 95% (caso 3 y 4) de la demanda basado en los valores de la factura, ambas se desarrollan de la misma manera, por lo tanto:

Utilizando la fórmula 6 se obtiene la cantidad de paneles necesarios para satisfacer la demanda del 70% y el 95%, para así obtener un resultado de 348 y 473 paneles respectivamente.

En las secciones 4.3.3 y 4.4.3 respectivas al 70% y el 95% de la demanda se logra ver el cálculo estimado de los micro-inversores necesarios con un resultado de 174 y 237 micro-inversores respectivamente, que, de igual manera, según la ficha técnica de los micro-inversores, permiten conectar 2 paneles por

micro-inversor y, seguidamente, conectar hasta 7 micro-inversores en serie por ramal con una protección de 20A. De la misma forma, teniendo el valor de la protección y utilizando la tabla 310.16 del código NEC 2008, se recomienda que el conductor sea número 12. En este caso como el conductor será instalado sobre el techo y no hay necesidad de pasarlo por lugares forzados o donde haya sustancias abrasivas se utilizará cable TGP el cual es resistente a los diferentes factores ambientales. Por lo tanto, éste será el número y tipo de cable a utilizar basado en las condiciones mencionadas.

En la sección 4.3.6 y 4.4.6, se tiene el análisis financiero para el 70% y el 95%, respectivamente, el cual utilizando la misma metodología mostrada en el análisis de la generación del 40% de la energía se llega a las secciones 4.3.7 y 4.4.7 para estimar el costo de la energía sin sistema fotovoltaico para cada porcentaje respectivamente, que de la misma forma utilizando las ecuaciones 12, 13 y 14 y la misma tarifa del costo por KWh se obtienen las tablas 4.15 y 4.23 con un mismo resultado de $\$1\,252\,837$.

En las secciones 4.3.8 y 4.4.8, se analiza el costo de la energía con sistema fotovoltaico para cada porcentaje respectivamente, primero se utiliza los datos de HSP de la base de datos Solargis mostrados en la ilustración 2 de anexos y utilizando un factor de rendimiento de 82,69%. Teniendo, así como resultado las tablas 4.16 y 4.24 con valores de generación de energía para el 70% y 90% respectivamente. Luego realizando la diferencia entre la energía generada y la consumida de la red de las tablas anteriormente mencionadas, se obtienen las nuevas tablas 4.17 y 4.25, que utilizando sus resultados promedio y la misma tarifa del costo por KWh utilizada anteriormente se construyen las tablas

4.18 y 4.26 las cuales muestran un costo de la energía consumida con el sistema fotovoltaico ya implementado de ₡373 892,46 y ₡58 317,93, respectivamente.

Se tiene que en las secciones 4.3.9 y 4.4.9, respectivamente, se pueden ver los costos de implementación de los equipos, que con el mismo precio del dólar que se tiene para la propuesta del 40% los costos serían, entonces, para el 70% y 95% de \$218 423,87 y \$296 880,73 que al hacer la conversión a moneda nacional se tiene un resultado de ₡130 617 474.26 y ₡177 534 676.54, respectivamente.

Por ultimo en las secciones 4.3.10 y 4.4.10, se tiene el análisis del retorno de la inversión, que de la misma forma como se llevó a cabo para la propuesta del 40%, se realizó para el 70% y 95%, viéndose así en las tablas 4.21 y 4.29 que la inversión se recupera para el caso 3 entre el año 15 y el 16 y para el caso 4 entre el año 15 y 16. Para de esta manera tener un VAN de ₡28 992 354,42 y ₡40 328 098,01 respectivamente, y un TIR de un 10% para ambas propuestas.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Generación de energía	40%	40%	70%	95%
Cantidad de paneles	197	197	348	473
Micro-Inversores	99	0	174	237
Inversores	0	9	0	0
Inversión Inicial	\$123 648	\$133 260	\$218 423	\$296 880
Año de Recuperación	15:16	17:18	15:16	15:16
VAN	₡15 204 997	₡9 848 076	₡28 992 354	₡40 328 098
TIR	10%	9%	10%	10%

Tabla 4. 37 Comparación de casos 1, 2, 3 y 4.

Fuente: Elaboración propia

Si se observa la tabla 4.38 se puede ver la comparación de los 4 casos para ver de una mejor manera las diferencias entre ellos.

El caso 1 hace referencia a un 40% de la generación de la energía demandada en el edificio, donde para eso se requieren 197 paneles y 99 micro-inversores, conectando dos paneles por micro-inversor con una inversión inicial de \$123 648.

El caso 2 hace la misma referencia al caso 1 anteriormente mencionado, pero con la particularidad de que dicha propuesta se hizo con inversores, con el fin de ver cómo puede variar económicamente. Se logra apreciar que la inversión inicial aumenta a \$133 260.

El caso 3 hace referencia a un 70% de la generación de la energía demandada en el edificio, donde para eso se requieren 348 paneles y 174 micro-inversores, conectando dos paneles por micro-inversor y con una inversión inicial de \$218 423.

Por último, el caso 4 hace referencia a un 95% de la generación de la energía demandada en el edificio, donde para eso se requieren 473 paneles y 237 micro-inversores, conectando dos paneles por micro-inversor con una inversión inicial de \$296 880.

Se puede ver que en el caso 3 y caso 4 tienen el mismo porcentaje de TIR que es de un 10% y se recuperan entre el año 15 y 16, sin embargo, tienen una gran diferencia entre su cantidad de paneles, generación, micro-inversores, inversión inicial y VAN, no obstante, estos dos casos quedan irrealizables debido a que, por razones de área disponible en el techo, no es posible instalar esas cantidades de paneles.

Para los casos 1 y 2 se puede notar que tienen el mismo porcentaje de generación de energía y cantidad de paneles, sin embargo, tienen como principal diferencia que el caso 1 utiliza 99 micro-inversores y el caso 2 utiliza 9 inversores centrales. A lo que, por ende, tienen una notoria diferencia en la inversión inicial.

El TIR y el VAN en el caso 2 son menores que en el caso 1, y por último, el caso 2 dura mucho más tiempo para ser recuperada dicha inversión. Por lo tanto, se puede observar por medio de esta comparación y las razones anteriormente mencionadas que el caso 1 es el mejor escenario para llevarse a cabo y es el escenario recomendado.

Sistema contra incendio

Para la segunda parte del desarrollo en este trabajo, la razón principal por la cual se hace el estudio del equipo contra incendio marca Siemens es debido a que el dueño del edificio, actualmente, posee parte de un equipo contra incendio marca Siemens, sin embargo, como anteriormente se mencionó, es un equipo usado que fue recibido como donación, y lo que se busca es ver si la implementación de este equipo donado pueda ser beneficioso económicamente, seguidamente, hay un aspecto muy importante por tomar en cuenta. El tiempo de vida útil que le resta al equipo por ser donado. Se le estima un tiempo de 4 años de uso anterior y 1 año de estar guardado por el nuevo dueño, para así tener un aproximado de solo 5 años de vida útil disponible por el nuevo dueño. También, cabe resaltar que al ser un equipo usado no se sabe las condiciones exactas en las que se encuentra, y por último que, al tener más de un año de comprado, la garantía que originalmente trae de fábrica ya no está vigente.

Según lo indicado en la tabla 4.30 se tiene la cantidad de elementos requeridos y distancia recorrida del lazo SLC y NAC acorde al diseño elaborado tomando como guía la norma NFPA 72. Como se observa en dicha tabla, para el piso del sótano se requieren 17 sensores de calor ya que, si se emplean detectores de humo, al ser parte de dicha área usada como estacionamiento de vehículos los cuales emanan gases, podrían activar los detectores de humo y dar una falsa alarma y una estación de activación manual, para el piso 1 se necesitan 22 detectores de humo y 1 estación de activación manual, para el piso 2 se necesitan 21 detectores de humo y 1 estación de activación manual y para el piso 3 se necesitan 19 detectores de humo y 1 estación de activación manual para así tener un total de 62 dispositivos de detección de humo y 4 estaciones de activación manual y un recorrido total del lazo SLC de 421 metros.

Para el lazo NAC se tienen 4 luces estroboscópicas como señales audiovisuales las cuales están localizadas 1 por cada piso para así tener un recorrido total de 180 metros.

En la tabla 4.31, se puede observar el valor total del equipo contra incendio Siemens cotizado el cual es de \$24 230, sin embargo, como anteriormente se mencionó, actualmente se posee parte de este equipo donado a lo cual en la tabla 4.32 se puede observar el valor del equipo contra incendio Siemens donado el cual es de \$5 143 por lo que la diferencia de dichos valores sería el valor total de equipos para el propietario por la implementación, teniendo así un valor de \$19 087 como se puede observar en la tabla 4.33, por lo tanto, consultando la Página Oficial del Banco de Costa Rica se tiene que el valor del dólar es de ₡598, para así tener un costo total de ₡11 414 026.

En la sección 4.7 se tiene una segunda opción, la cual es, implementar un equipo nuevo marca Simplex, como se trabaja bajo la misma norma, quiere decir que la misma cantidad de elementos de detección automática, activación manual, señal audio-visual y distancia de lazos de la opción analizada para el sistema Siemens serán iguales.

Se puede observar en la sección 4.7.2 la descripción de las baterías que utiliza este sistema como back-up. Para este equipo, los valores de baterías ya vienen especificados por el fabricante, para el caso de este sistema se necesita utilizar 2 baterías de 12V DC de 14 Ah cada una. La marca de las baterías es Dlux modelo E1214.

En la tabla 4.35, se logra apreciar el valor total del equipo contra incendio Simplex, con un valor de \$14 542 en su totalidad de elementos, que consultando la Página Oficial del Banco de Costa Rica se tiene que el valor del dólar es de ₡598 para así tener un costo total de ₡8 696 116.

Por último, en la tabla 4.36, se tiene el costo total de la implementación de los equipos reflejado hasta el año 10 ya que es la vida útil de un equipo contra incendio. Por el momento no se tienen los planeamientos de mantenimiento preventivo establecidos ya que la empresa Siemens dejó de trabajar esta línea de producción por un lapso determinado y hasta hace un tiempo atrás la restableció, sin embargo, con criterio, se puede estimar un costo de \$2000 anuales por dicho mantenimiento. Para el caso del sistema Simplex, uno de los ingenieros del departamento de Equipo Contra Incendio indicó un costo de alrededor de los \$700 por mantenimiento preventivo al año. Por lo tanto, se toma

el valor total de equipos para la implementación el cual es \$19 087 para el equipo Siemens, \$14 542 para el equipo simplex y el costo de mantenimiento preventivo por los años de vida útil de los equipos, para así tener un valor total de implementación del equipo Siemens de \$29 087 y para el equipo Simplex un valor total de \$21 542. Consultando la Página Oficial del Banco de Costa Rica se tiene que el valor del dólar es de ₡598 para así tener los costos totales de ₡17 394 026 y ₡12 882 116, respectivamente.

Demostrándose así que de acuerdo con el análisis previamente realizado y con dicha comparación, se logra ver que la mejor opción es la implementación de un equipo contra incendio nuevo (segundo caso) en vez de implementar el equipo contra incendio donado que el propietario actual posee (primer caso). Por lo tanto, lográndose ver la gran diferencia económica entre ambos sistemas y el hecho de que el equipo donado Siemens no cuenta con repuestos en el país, se recomienda implementar un sistema contra incendio diferente de Siemens, como en este caso analizado, sería el equipo contra incendio Simplex.

Conclusiones

- Conforme con lo que se estipula en la normativa POASEN y la metodología básica para la elaboración de un diseño, se logra ver que, efectivamente, es posible la implementación de un sistema de generación fotovoltaico donde se cumpla con dicha norma. Se realizaron cuatro casos con distintos porcentajes de generación con base en la facturación del edificio, que, como se logra apreciar en la sección 4.1.3, el porcentaje máximo para dicha generación es del 40 por ciento debido a limitantes de espacio disponible para implementar mayor cantidad de equipo, haciendo así referencia a los casos 1 y 2. De esta forma, lográndose concluir que los casos 3 y 4 son irrealizables debido a que tienen una generación mayor, lo cual implica la implementación de más paneles y como se mencionó, se tienen dichas limitantes de espacio para llevarse a cabo.
- Realizando el debido estudio financiero se puede concluir que para en esta situación, comparando los casos 1 y 2, la implementación del caso 1 para generar un 40% de la energía demandada con micro-inversores es el caso más factible debido a que, en cuestiones de casi 16 años, la inversión inicial es recuperada, cuya inversión se diferencia por no ser tan alta como en el caso 2, por lo tanto, el restante de los años de vida útil del equipo, sería la utilidad a ganar por parte de la empresa. Cabe destacar que, además de ser una mejor opción económicamente, lo es a nivel de equipo, debido a que en caso de alguna falla en los micro-inversores, solo saldría de servicio el panel solar que se encuentre conectado a ese elemento, no un grupo de paneles solares como sería en el caso de implementarse inversores y por último, al

ser elementos más pequeños que los inversores mismos, se pueden colocar detrás de los mismos paneles, sin necesidad de un espacio extra en el edificio para este equipo. Concluyéndose así que el mejor caso, económicamente factible y realizable es el caso 1.

- En relación con lo estudiado que establece la norma NFPA 72 y la investigación del equipo contra incendio marca Siemens que fue donado al propietario del edificio, tal como se muestra en la sección 4.6, se concluye que, efectivamente, el equipo cumple con la normativa anteriormente mencionada por medio de la verificación de las características que muestran sus fichas técnicas ubicadas en anexos, ilustraciones 6, 7, 8, 9. Cabe destacar que, en la investigación de este equipo, se descubrió que dicha marca dejó de distribuirlo en el país, hasta no hace un tiempo atrás, su distribución se está intentado restablecer nuevamente. El país más cercano que nunca dejó de distribuir este equipo es El Salvador, en caso de implementarse, el equipo tendría que ser importado de El Salvador a Costa Rica, por lo tanto, se concluye que al no ser un equipo que todavía se distribuya en nuestro país, la implementación traería riesgos a futuro en caso de necesitar repuestos por lo que haría de esta propuesta, una propuesta insegura.
- Se concluye que el uso de la norma NFPA 72 en el diseño de detección contra incendio de este proyecto fue un punto crítico, ya que de esta manera se aseguró que al seguir las indicaciones y no hacer caso omiso de las restricciones que se encuentran plasmadas en este proyecto las cuales fueron extraídas de dicha norma, se estaría resguardando primordialmente la seguridad de la vida humana y en segundo lugar la de los inmuebles, ya que éste es el objetivo principal de dicha norma.

- Con base en la cantidad de equipo necesario y su respectivo modelo, se contactó la empresa directamente para la facilitación de la cotización del equipo Siemens requerido, descubriendo un alto valor total de dicho equipo, que al ser comparado con un segundo equipo contra incendio de marca distinta, en este caso, la marca Simplex, se observa que es una mejor opción en cuestiones de costo de equipo, costo de mantenimiento preventivo y periodo de vida útil, como se logra observar en las tablas 4.33, 4.35 y 4.36, debido a que Simplex, actualmente, es una marca que está fuertemente posicionada en el país a diferencia de Siemens, por lo tanto, con base en el análisis y la comparación realizada en este proyecto, se puede concluir que la implementación del equipo donado marca Siemens por dichas razones anteriormente mencionadas y demostradas, no es viable.

Recomendaciones

- Se recomienda el estudio de otros sistemas contra incendio que se puedan combinar con el sistema anteriormente diseñado en este trabajo, como lo podría ser, un sistema de rociadores. De esta manera se estaría aumentando el nivel seguridad interna del edificio.
- Asimismo, realizar una investigación profunda de los equipos y elementos con los que cuenta y trabaja dicha empresa, para de esta forma diagnosticar y analizar si el cambio de ellos por tecnología más eficiente generará un impacto positivo, para que así la demanda de energía se vea reducida y se obtenga un mayor beneficio.

Bibliografía

- Medrano , C. A., Díaz, D. D., Cruz, R. V., & López, V. G. (26 de 2 de 2017).
Obtenido de <http://solucionesparaelfuturo.com.mx/proyectos/041-10-B.pdf>
- Abella, M. A. (27 de 2 de 2017). Obtenido de
http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45337/componente45335.pdf
- Antonio, G. S., Guerrero, J. G., Hernández , L. H., & Santillán, J. R. (5 de 2011).
Obtenido de <http://documents.mx/documents/sistemas-de-paneles-solares-fotovoltaicos-para-un-edificio.html>
- Arias, A. S. (27 de 2 de 2017). *economipedia*. Obtenido de
<http://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>
- Cardozo, S. A. (11 de 3 de 2015). Obtenido de
<https://prezi.com/buc3sgqg07af/sistema-de-puesta-a-tierra-en-sub-estaciones/>
- Desconocido. (2010). *Mis Extintores* . Obtenido de
<http://www.misextintores.com/lci/tipo-y-clasificacion-de-los-extintores>
- Desconocido. (2012). *Electro cables*. Obtenido de
<http://electrocable.com/productos/cobre/THHN.html>
- Desconocido. (28 de 2 de 2012). *Wiki EOI*. Obtenido de
http://www.eoi.es/wiki/index.php/Radiaci%C3%B3n_directa,_difusa_y_reflejada_en_Ecomateriales_y_construcci%C3%B3n_sostenible
- Desconocido. (2 de 6 de 2013). *MEyE Seguridad y Protección*. Obtenido de
<https://meyeseuridadyproteccion.wordpress.com/2013/06/02/interruptores-de-circuitos-por-falla-a-tierra-gfci/>
- Desconocido. (2013). *Viakon*. Obtenido de
<http://www.viakon.com/catalogo/producto/297/cable-multiconductor-tgp-pvc-nylon-pvc-600v-90-c>

- Desconocido. (29 de 10 de 2016). *Wikipedia*. Obtenido de https://es.wikipedia.org/wiki/Calibre_de_alambre_estadounidense#Tabla
- Desconocido. (28 de 11 de 2016). *Wikipedia*. Obtenido de https://es.wikipedia.org/wiki/Toma_de_tierra
- Desconocido. (26 de 2 de 2017). Obtenido de <http://www.educa.madrid.org/web/ies.victoriakent.torrejondeardoz/Departamentos/DFyQ/energia/e-3/energia2.htm>
- Desconocido. (26 de 2 de 2017). *Galeon* . Obtenido de <http://solarfotovoltaica.galeon.com/ARCHIVOS/efecto.htm>
- Desconocido. (2017). *Ingeniería integral contra incendio*. Obtenido de <http://www.iici.mx/sistemas-de-deteccion-y-alarmas/>
- Desconocido. (26 de 2 de 2017). *Mis Extintores*. Obtenido de <http://www.misextintores.com/lci/tetraedro-del-fuego>
- Desconocido. (27 de 2 de 2017). *Wikipedia*. Obtenido de https://es.wikipedia.org/wiki/Acometida#Tipos_de_acometidas_por_uso
- Electric, G. (26 de 2 de 2017). *General Electric*. Obtenido de <http://mx.geindustrial.com/print/node/59771>
- Espluga, N. (2004). *AngelFire*. Obtenido de <http://www.angelfire.com/electronic2/electronicaanalogica/celda.html>
- Furest, J. (26 de 2 de 2017). *inia*. Obtenido de http://www.inia.org.uy/disciplinas/agroclima/le/cc_helio.htm
- Goró, S. (30 de 9 de 2013). *Electrotecnia* . Obtenido de <http://profesordeelectrotecnia.blogspot.com/2013/09/entrada1.html>
- Greenloft. (6 de 2014). *Greenloft* . Obtenido de <http://www.greenloft.es/preguntas-frecuentes-renovables/135/de-que-factores-depende-el-rendimiento-de-un-panel-solar-fotovoltaicoa-.html>
- Karen. (26 de 9 de 2010). Obtenido de <http://capinfoiii.blogspot.com/2010/09/que-es-un-centro-de-carga-un-centro-de.html>

- Márquez, J. (16 de 4 de 2014). *Barinas*. Obtenido de http://www.barinas.net.ve/index.php?p=news&id=3034&titulo=La_Radiacion_Solar
- Masdairi. (26 de 2 de 2017). *Asociación Dominicana de Mitigación de Desastre*. Obtenido de http://www.desastre.org/index.php?option=com_content&view=article&id=129:los-incendios&catid=39:gestion-de-riesgo
- Morales, V. V. (27 de 2 de 2017). *economipedia*. Obtenido de <http://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>
- Muñoz, J. L. (26 de 2 de 2017). *SIAFA*. Obtenido de <http://www.siafa.com.ar/notas/nota97/incendios.htm>
- Rodríguez, F. G. (11 de 5 de 2015). *Tecnología de la Seguridad*. Obtenido de <http://serviciostc.com/introduccion-sistemas-de-deteccion-de-incendios/>
- Rojas, G. (26 de 2 de 2017). Obtenido de <https://hugarcapella.files.wordpress.com/2010/03/manual-de-puesta-a-tierra.pdf>
- Santos, D. B. (20 de 06 de 2017). Obtenido de <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70271/fichero/04+C%C3%81LCULOS+ENERG%C3%89TICOS%252FC%C3%A1lculos+energ%C3%A9ticos.pdf>
- Sebastián, E. (21 de 6 de 2013). Obtenido de <http://eliseosebastian.com/radiacion-solar-irradiancia-e-insolacion/>
- SMA. (01 de 04 de 2017). Obtenido de <http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-TI-es-11.pdf>
- UCR. (2014). *cia*. Obtenido de http://www.cia.ucr.ac.cr/?page_id=139
- Venio. (27 de 4 de 2010). *Venio*. Obtenido de <http://venio.info/pregunta/que-es-un-vatihorimetro-22046.html>

Zuñiga, H. (25 de 1 de 2014). Obtenido de <https://prezi.com/w154hscatroq/un-conductor-electrico-es-un-material-que-ofrece-poca-resist/>

Anexos

Anexos A



COMPANIA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ

COMPROBANTE DEL CLIENTE

F-00 C-5

VIDA PLENA O.P.C S.A.

AVENIDA 0 CALLE 25 BARRIO LA CALIFORNIA.FRENTE A IN

LOCALIZACION:0101300116

NISE: 124518

NUMERO DE FACTURA

51246494

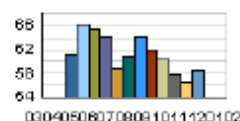
NUMERO DE CLIENTE

3101197682

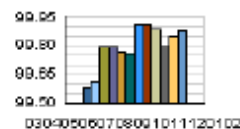
ENERGIA FACTURADA (KWH)



DEMANDA FACTURADA KW



FACTOR DE POTENCIA



FACTOR DE CARGA



ENERGÍA (KWH)						
MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	CONSUMO KWH	DIAS FACTURADOS	CONSUMO DIARIO KWH
925845	14850	14718	120	15840	30	528
FECHA DE FACT. ACTUAL	FECHA DE FACT. ANTERIOR	PROXIMA FACT. PREVISTA	TIPO DE TARIFA			
01-FEB-2017	02-ENE-2017	02-MAR-2017	2 - COMERCIAL			

MÁXIMA DEMANDA (KW)

LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	MAXIMA DEMANDA REGISTRADA	DEMANDA FACTURADA
47.68	47.2	120	58.56	58.56

FACTOR DE POTENCIA (%)

MEDIDOR	LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	MAXIMA DEMANDA (KVA, KVAR)
925845	00000000	00000000	120	.02
LECTURA DE MEDICION	FACTOR DE POTENCIA %	FACTOR POTENCIA MINIMA REQUERIDA (%)	FACTOR DE UTILIZACION	
	99.88	90		

HISTÓRICO DE CONSUMO

MES	AÑO	DIAS	ENERGIA KWH	DEMANDA EN KW	FACTOR DE POTENCIA (%)	FACTOR DE CARGA (%)
03	2016	30	16320	61.20	99.56	37.04
04	2016	32	17640	66.24	99.61	34.68
05	2016	30	16680	65.40	99.79	35.42
06	2016	30	17280	64.08	99.79	37.45
07	2016	31	16080	58.80	99.77	36.76
08	2016	30	16320	60.84	99.76	37.26
09	2016	30	17280	64.20	99.91	37.38
10	2016	31	17880	61.80	99.91	38.89
11	2016	30	16560	60.36	99.89	38.10
12	2016	29	15840	57.84	99.79	39.35
01	2017	32	15240	56.52	99.85	35.11
02	2017	30	15840	58.56	99.88	37.57
Promedio Mensual :			16580	61.32	99.79	37.08

COMPANIA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ
COMPROBANTE DE CAJA

FACTURACIÓN

CODIGO	DETALLE	IMPORTE
1	ENERGIA	¢ 1,002,670.00
2	DEMANDA	¢ 580,250.00
3	PERDIDA POR TRANSFORMACION	¢ 31,690.00
CVC	COSTO VARIABLE COMBUSTIBLE	¢ 950.00
CVD	COSTO VARIABLE COMBUSTIBLE DEMANDA	¢ 580.00
6	ALUMBRADO PUBLICO	¢ 55,600.00
24	IMPUESTO DE VENTAS.	¢ 205,980.00
TRB	TRIBUTO BOMBEROS	¢ 1,940.00
0 MES(ES) PENDIENTE(S) A la fecha de emisión de la factura		Valor Emisión : ¢ 1,879,660.00
		Saldo Actual : ¢ 1,879,660.00
MES AL COBRO FEBRERO/2017	VENCIMIENTO 17-FEB-2017	Si cancela después del vencimiento, se le cobrará en la próxima facturación un cargo por mora de : ¢ 60,150.00

LOCALIZACIÓN:	0101300116
FECHA FACTURACIÓN ACTUAL	FEBRERO/2017
NUMERO DE CLIENTE	3101197682
NUMERO DE FACTURA	51246494
SUBTOTAL POR PAGAR	¢ 1,673,680.00
IMPUESTO DE VENTAS	¢ 205,980.00
TOTAL POR PAGAR	¢ 1,879,660.00
VENCIMIENTO	17-FEB-2017
Cargo por mora	¢ 60,150.00

¡NUEVOS MEDIOS DE CONTACTO! WHATSAPP CNFL 8318-6273 Y NUESTRA APP CNFL DISPONIBLE PARA DESCARGAR GRATIS EN APP STORE Y GOOGLE PLAY.

* 51246494 *

Ilustración 1 Factura del edificio de oficinas

Datos de radiación

Month	G_{i_m}	G_{i_d}	D_{i_d}	T_{24}
Jan	167.1	5.40	2.09	17.6
Feb	168.9	6.03	2.13	18.0
Mar	192.1	6.20	2.28	18.8
Apr	164.9	5.50	2.36	19.3
May	147.3	4.75	2.45	19.1
Jun	133.7	4.46	2.47	19.0
Jul	135.0	4.35	2.55	18.5
Aug	143.9	4.64	2.53	18.7
Sep	146.3	4.87	2.44	18.8
Oct	142.7	4.60	2.38	18.5
Nov	128.5	4.28	2.19	17.9
Dec	147.7	4.76	2.05	17.6
Year	1818.1	4.98	2.33	18.5

Ilustración 2 Datos de la base de datos de Solargis

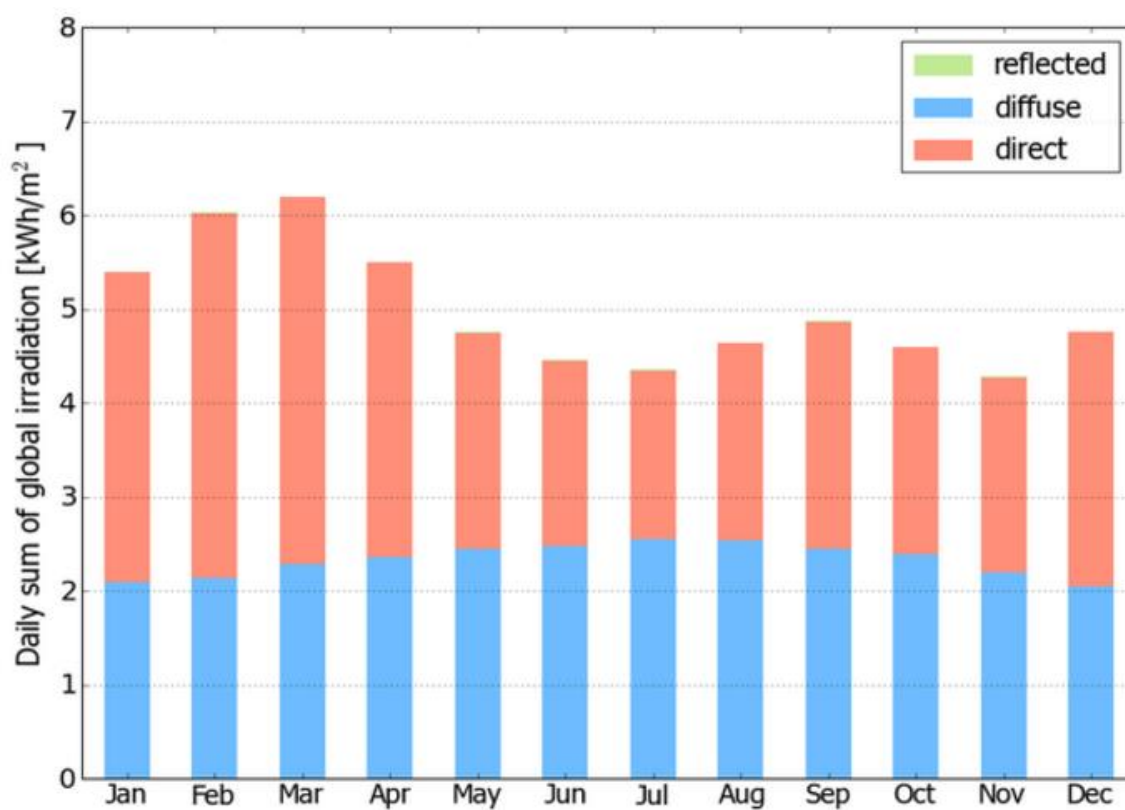
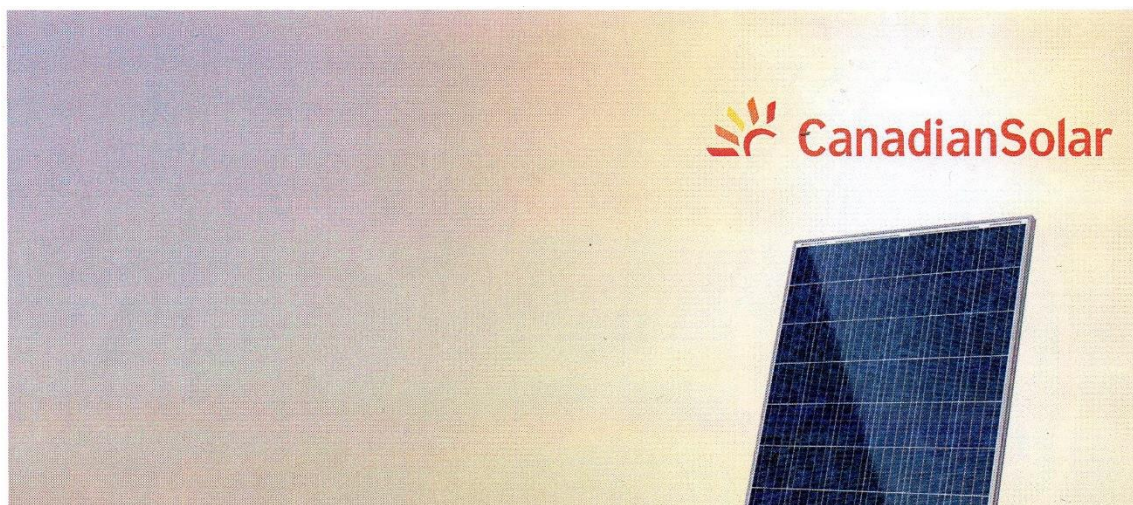


Ilustración 3 Gráfico de radiación de la base de datos de Solargis

Fichas técnicas

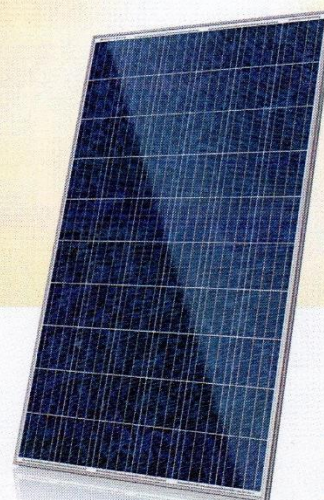


CS6P-260 | 265 | 270P

The high quality and reliability of Canadian Solar's modules is ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

KEY FEATURES

-  Excellent module efficiency of up to 16.79 %
-  Outstanding low irradiance performance of up to 96.5 %
-  High PTC rating of up to 92.0 %
-  IP67 junction box for long-term weather endurance
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

*Black frame product can be provided upon request.

25
years

linear power output warranty

10
years

product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / JET / SII / CEC AU / INMETRO / CQC
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1
IEC60068-2-68:SGS
Take-e-way

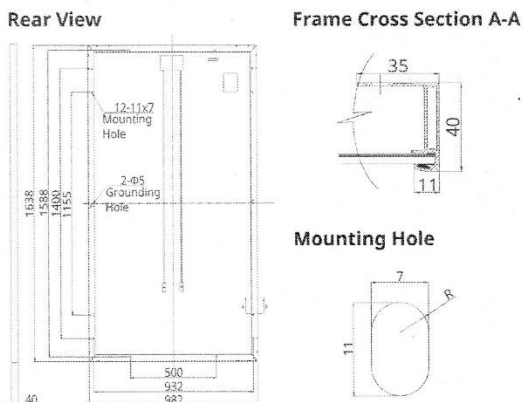


* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

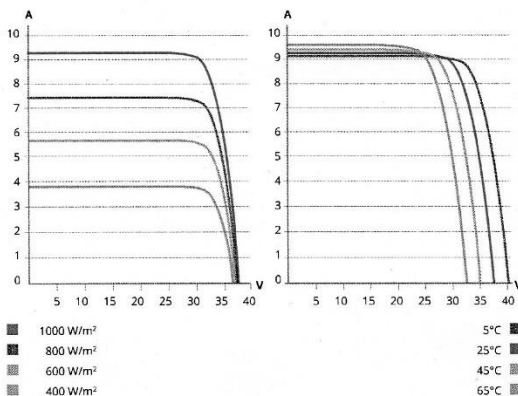
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 16 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

CANADIAN SOLAR INC.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6P-265P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6P	260P	265P	270P
Nominal Max. Power (Pmax)	260 W	265 W	270 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.4 V	30.6 V	30.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.56 A	8.66 A	8.75 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.5 V	37.7 V	37.9 V
Short Circuit Current (Isc)	9.12 A	9.23 A	9.32 A
Module Efficiency	16.16%	16.47%	16.79%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6P	260P	265P	270P
Nominal Max. Power (Pmax)	189 W	192 W	196 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	27.7 V	27.9 V	28.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.80 A	6.88 A	6.97 A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.5 V	34.7 V	34.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.39 A	7.48 A	7.55 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.5 % from irradiances, between 1000 W/m² and 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

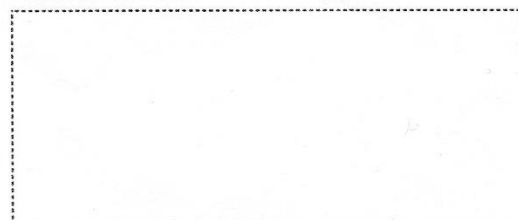
MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6×10)
Dimensions	1638×982×40 mm (64.5×38.7×1.57 in)
Weight	18 kg (39.7 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in) (650 mm (25.6 in) is optional)
Connectors	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 515 kg (1135.4 lbs)
Per Container (40' HQ)	728 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

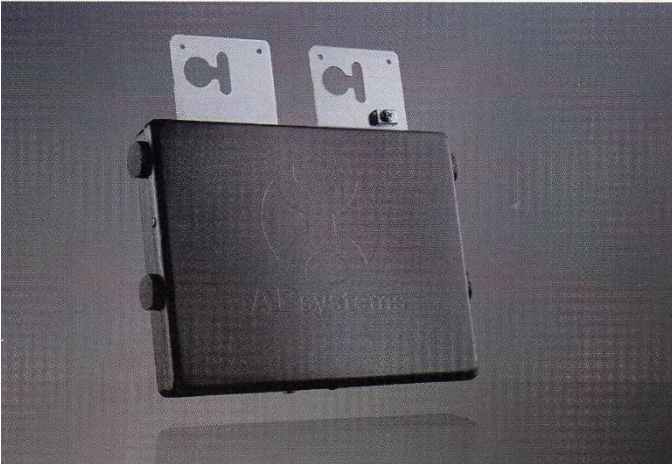
PARTNER SECTION



Scan this QR-code to discover solar projects built with this module



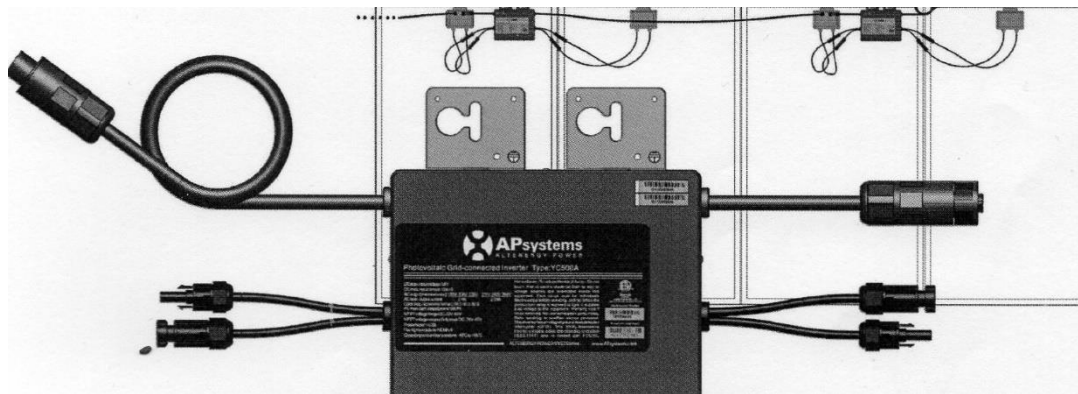
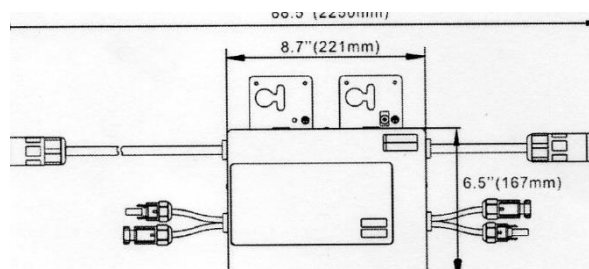
Solar microinverter technology



YC500A

Microinverter

- Single unit connects two solar modules
- Maximum output power 500W
- Individual MPPT for each module
- Rated up to 310W
- Up to 14 solar modules (7x YC500s) in a string with a 20A breaker



APsystems YC500A Microinverter Datasheet

INPUT DATA (DC)

Recommended PV Module Power Range (STC)	180-310W
MPPT Voltage Range	22-45V
Maximum Input Voltage	55V
Maximum Input Current	12A X 2

OUTPUT DATA (AC)

Rated Output Power	500W
Maximum Output Current	2.08A @ 240V 2.4A @ 208V
Nominal Output Voltage/Range - 240V	240V/211V-264V*
Nominal Output Voltage/Range - 208V	208V/183V-229V*
Nominal Output Frequency/Range	60Hz/ 59.3-60.5Hz*
Power Factor	>0.99
Total Harmonic Distortion	<3%
Maximum Units Per Branch	7 per 20A @ 240V 6 per 20A @ 208V

EFFICIENCY

Peak Efficiency	95.5%
CEC Weighted Efficiency**	95%
Nominal MPP Tracking Efficiency	99.5%

MECHANICAL DATA

Storage Temperature Range	-40°F to +185°F (-40°C to +85°C)
Operating Temperature Range	-40°F to +149°F (-40°C to +65°C)
Dimensions (WxHxD) inches	8.75" x 6.5" x 1.1"
Dimensions (WxHxD) mm	221mm x 167mm x 29mm
Weight	5.5 lbs (2.5kg)
Enclosure Rating	NEMA 6
Cooling	Natural Convection - No Fans

FEATURES & COMPLIANCE

Communication	Power line (PLC)
Warranty	10 years standard, extendable to 25 years
Emissions & Immunity (EMC) Compliance	FCC PART 15, ANSI C63.4 2003, ICES-003
Safety Class Compliance	UL 1741, CSA C22.2, No. 107.1-01, NEC2014 690.12
Grid Connection Compliance	IEEE 1547

Specifications subject to change without notice - please ensure you are using the most recent update found at www.APsistemas.com

* Programmable per customer and utility requirements. All settings UL approved

**CEC registered as Altenergy Power System Inc.

12.7.15 © All Rights Reserved

600 Ericksen Ave NE, Suite 200, Seattle, WA 98110 | 844.666.7035 | APsystems.com



Ilustración 5 Micro-inversor APsystems

SIEMENS

Ficha técnica

Productos de prevención contra incendios

Dispositivos de detección inteligente

Detector de varios criterios inteligente *FirePrint™*

[Para uso con paneles FireFinder® XLS y FS-250]

Modelo HFP-11

ESPECIFICACIONES PARA ARQUITECTOS E INGENIEROS

- La "inteligencia de detección" más sofisticada disponible
- Tecnología *FirePrint™* para distinguir entre fenómenos engañosos y un incendio real
- Se programa con facilidad para adecuarse a perfiles de riesgo específicos desde el panel de control de alarma de incendio (FACP)
- Activación lógica del sistema basada en cualquiera de las tres (3) entradas del detector (humo, calor o red neural)
- Capacidad de medición remota de la sensibilidad.
- Diodo emisor de luz (LED) multicolor de estado de detector
- Es indiferente a la polaridad gracias a la tecnología *SureWire™*
- Admite compensación automática del entorno basada en software
- Notificación de pre-alarma basada en selección de perfil de incendio
- Cámara que se puede limpiar con piezas de cámara de repuesto disponibles
- Compatible con modelo DPU (unidad programador de dispositivos/comprobador)
- Detección de incendios de varios criterios por el precio de un detector fotoeléctrico
- Base de relé totalmente programable, base audible y carcasa de conducto opcionales
- Los detectores se autodiagnostican:
 - diagnósticos completos cada cuatro segundos
- Funcionamiento de dos cables



- @Homologaciones UL y @ULC Listed;
- Aprobado por el departamento de bomberos

Descripción general del producto

El modelo HFP-11 utiliza tecnología de detección avanzada que permite que los detectores distingan fenómenos engañosos que no suponen ninguna amenaza, por ejemplo, el humo de un cigarrillo, de riesgos de incendio reales, optimizando la detección en el área que se pretende detectar. El modelo HFP-11 utiliza circuitos con microprocesadores de vanguardia con funciones de comprobación de errores, autodiagnósticos del detector y programas de control.

El modelo HFP-11 es compatible con el programador de dispositivos de campo/unidad de comprobación (modelo DPU) de Siemens — Fire Safety, un accesorio compacto, portátil y con menús para programar y probar electrónicamente los detectores de manera sencilla y fiable.

El modelo DPU elimina la necesidad de emplear métodos de programación mecánicos más laboriosos y poco fiables, como diales o interruptores, y reduce los costes de instalación y mantenimiento al programar y probar electrónicamente el detector antes de su instalación.

Especificaciones

El modelo HFP-11 es compatible con las PCAI FS-250 y FireFinder XLS.

El modelo HFP-11 es un detector de múltiples sensores, que se puede enchufar y con dos cables (con entradas fotoeléctricas y térmicas), compatible con los PCAI FireFinder XLS y serie FS-250.

Cada detector consta de una cámara fotoeléctrica resistente al polvo; un sensor térmico de estado sólido y no mecánico, y electrónica basada en microprocesador con una carcasa o gabinete plástico de perfil bajo. El modelo HFP-11 utiliza circuitos ASIC de vanguardia y una tecnología de montaje en superficie para conseguir la máxima fiabilidad.

Los detectores de incendios modelo HFP-11 incluyen una cubierta protectora antipolvo. El modelo HFP-11 utiliza un diodo emisor de luz infrarrojo (IRLED) y un fotodiodo detector de luz. En condiciones normales, la luz transmitida por el LED se dirige en dirección opuesta al fotodiodo y se dispersa a través de la cámara de humo siguiendo un patrón controlado.

Modelo HFP-11 **S6301**

SIEMENS Industry, Inc.
División de Tecnologías para Edificios

Datos técnicos

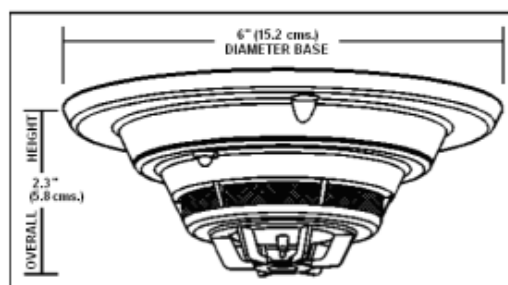
Temperaturas de Funcionamiento: 0 °C (+32 °F) a 38 °C (100 °F), según @UL 268 / 268A

Humedad relativa: 0-93%

Sin condensación
Separación máxima: 9 metros entre centros (83 m²), según NFPA 72 Capítulo 5

Intensidad: 1 mA en modo *Alarm* (Alarma) o *Supervisory* (Supervisión)

Diagrama de montaje



Información para pedidos

Modelo	Número de pieza	Descripción
HFP-11	500-033290	Detector de incendios direccionable de varios criterios <i>FirePrint</i>
DB-11	500-094151	Base de montaje para detectores de la serie 11
DB-11E	500-094151E	Base del detector {pequeña}
AD2-P	500-649706	Carcasa de conducto de aire
AD2-XHR	500-649708	Carcasa de conducto de aire (con relé)
DB-HR	500-033220	Base del relé para detectores inteligentes de la serie 'H'
ADBH-11	500-033210	Base sonora
RL-HC	500-033230	Indicador de alarma remoto: Montaje en caja octogonal de 10 cm, rojo
RL-HW	500-033310	Indicador de alarma remoto: Montaje en caja de una sola salida, rojo
LK-11	500-695350	Kit de bloqueo de la base para detectores de la serie 11
DMK-11	500-695338	Kit de mantenimiento serie 11 {laberinto de repuesto y rejilla para insectos}

Ilustración 6 Ficha técnica de detector HFP-11

SIEMENS

Hoja de datos
Productos de protección y seguridad contra incendios

Sistema de disparo FS-250SRX

Panel de control de disparo direccionable y preprogramado
Modelos FS-250-SRX-EKIT, FS-250-ENCL y FS-250-ENCL-R

ESPECIFICACIONES PARA ARQUITECTOS Y INGENIEROS

- Un (1) circuito inteligente de señalización (estilo 4 ó 6) preconfigurado como estilo 4
- Los puntos de dirección 1 al 4 están preconfigurados para el uso de la interfaz HTRI-D para centrales de descarga manual e interruptores de cancelación
- Los puntos de dirección 5 al 20 están preconfigurados para el uso de los detectores HFP-11
- Los puntos de dirección 21 al 26 están preconfigurados para el uso de la interfaz HTRI-M para conexión con interruptores de baja presión y desconexión codificada
- La función de autoprogramación permite una puesta en marcha más eficiente
- Fácil programación desde el teclado frontal
- Cableado en bucle *SureWire™*, insensible a la polaridad
- Utiliza detectores y dispositivos de la Serie H
- Los dispositivos operan con cables convencionales (no se necesitan pares trenzados ni cables blindados)
- Detección *FirePrint™*, específica para cada aplicación
- Circuitos NAC
 - El NAC 1 (Clase B) está preconfigurado para la primera alarma (preseado en tono temporal)/predescarga (preseado en tono estable)
 - El NAC 3 (Clase B) está preconfigurado para la descarga (preseado en tono estable)
 - El NAC 2 (Clase B) y el NAC 4 (Clase B) están preconfigurados para las funciones generales de alarma
- Funciones de disparo
 - Preconfiguradas para soportar una zona de disparo
 - Preconfiguradas con secuencia de cancelación AHJ estándar
 - Pantalla con cronómetro de conteo numérico regresivo de una pulgada de alto y tres de ancho (preconfigurado con un retardo de 30 segundos)



- Tres (3) relés programables incorporados, más un (1) relé anti-fallos para casos de avería
- Contraseñas de seguridad para técnicos y personal de mantenimiento
- Listado en @UL 864, 9.a Edición; aprobado por FM, CSFM y NYCFD

Descripción general del producto

El Sistema de disparo FS-250SRX es un panel de control de disparo direccionable y programado, que puede utilizarse exclusivamente con el Sistema de extinción de incendios *Simorix™*.

El modelo FS-250-SRX-EKIT incluye:

- Un (1) paquete de electrónica (modelo FS-250-CON2)
- Dos (2) transformadores del sistema (modelo FS-NPE)
- Un (1) transformador de disparo (FS-RPT)
- Un (1) módulo de disparo (FS-REL)

El módulo de disparo, modelo FS-REL, incluye dos (2) circuitos disparadores independientes, cada uno especificado para 1,5 A, pero está preconfigurado para soportar una (1) zona de disparo.

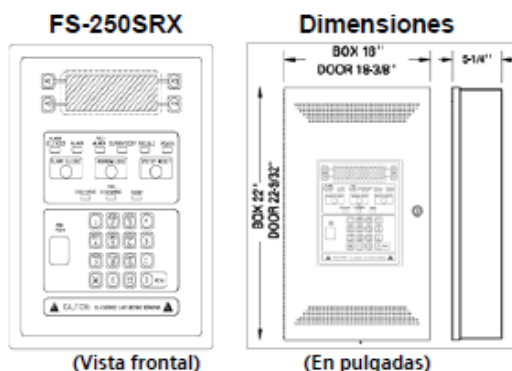
El panel de alarma contra incendios FS-250SRX también ofrece cuatro (4) opciones de cancelación: los puntos de dirección 1 al 4 están preconfigurados para el uso de la interfaz HTRI-D con un retardo de 30 segundos, mediante el interruptor de cancelación.

FS-250SRX **S4312**

SIEMENS Industry, Inc.
División de Tecnologías para Edificios

El MH-501 está fabricado con un alojamiento moldeado y cuenta con una palanca y una tecla de pulsación.

El alojamiento de la central deberá unirse con bisagras a una placa de soporte y después deberá cerrarse con tornillos de cabeza hexagonal.



Información técnica

Ambiente:	Temperatura operativa: 32-120°F (0-49°C) Humedad relativa: hasta 93% a 90°F (32°C)
Fuente principal de alimentación:	Voltaje de entrada principal: 120 VCA (60 Hz) Corriente máxima de entrada principal: 2,4 A a 120 VCA
Fuente secundaria de alimentación:	Batería de plomo-ácido de 24 voltios con capacidad de 7 AH – 38 AH
Salidas de potencia auxiliar:	Corriente; 0,5 A con salidas de potencia reiniciables y no reiniciables
Relés de estado del sistema:	Cuatro (4) relés con capacidad de 1 A, 28 VCC resistiva
Circuitos de dispositivos de aviso:	Especificación por circuito NAC, 1,5 A cada uno, 6 A máx.
Batería:	El gabinete base aloja un conjunto de baterías de 12 AH. Las baterías más grandes requieren otros gabinetes.
Dimensiones:	Gabinete solo: 56 cm (22 pulg.) x 46 cm (18 pulg.) x 13,3 cm (5-1/4 pulg.) de profundidad Gabinete con puerta: 56 cm (22-9/32 pulg.) x 46 cm (18-3/8 pulg.) x 13,3 cm (5-1/4 pulg.) de prof.

SIEMENS Industry, Inc.
División de Tecnologías para Edificios

Información para pedidos

Número de modelo	Número de parte	Descripción
FS-250-SRX-EKIT	599-050589	Paquete de electrónica FS-250SRX Incluye: FS-250-CON2 (1 unidad) FS-NPE (2 unidades) FS-RPT (1 unidad) FS-REL (1 unidad)
FS-250-ENCL	500-648952	Gabinete FS-250, negro
FS-250-ENCL-R	500-648953	Gabinete FS-250, rojo

Nota: El paquete de electrónica FS-250SRX debe solicitarse junto con el conjunto de cilindro Sinorix™ y el agente Sinorix.

Accesorios opcionales

Número de modelo	Número de parte	Descripción
FS-RD3-R	500-649910	Anunciador remoto, rojo
FS-RD3	500-649700	Anunciador remoto, negro
FS-RU2	500-649308	Tarjeta procesadora de relés
FS-RE8	500-699467	Extensor de 8 relés
FS-SAU2	500-649307	Tarjeta procesadora de anunciador serial
FS-SAE16	500-699469	Extensor de anunciador de 16 salidas
FS-DACT	500-699464	Transmisor digital de com. de alarma (DACT) serial
FS-MT	500-699462	Modulo de conexión municipal
FS-CT2	500-649380	Software de cable y programación
FS-SFT-R	500-648955	Contramarco semiembutido, rojo
FS-SFT	500-648954	Contramarco semiembutido, negro
HFFO-11	500-034800	Detector únicamente fotosensible
HFF-11	500-033290	Detector FirePrint
HFFT-11	500-033380	Detector termico
RL-HC	500-033230	Lámpara remota, techo
RL-HW	500-033310	Lámpara remota, pared
ILED-HC	500-048809	Lámpara intel, techo
ILED-HW	500-048837	Lámpara intel, pared
AD2-HR	500-649708	Alojamiento para ducto de aire con relé
AD2-P	500-649706	Alojamiento para ducto de aire
CPY-MRS	500-6979648G	Interruptor selector principal de reserva
AW-1	500-822500	Central de cancelación
MH-501	500-622543	Descarga del agente: doble acción, central de descarga manual
HMS-S	500-033200	Estacion manual de una sola acción
HMS-D	500-033400	Estacion manual de doble acción
HMS-M	500-033450	Estacion manual de metal
HTRI-S	500-033370	Modulo monitor de una sola entrada
HTRI-D	500-033360	Modulo monitor de entrada doble
HTRI-R	500-033390	Modulo de una sola entrada con relé
HTRI-M	500-034000	Modulo mini de una sola entrada
HLM	500-033170	Aislante de linea
HZM	500-034850	Modulo de zona convencional
DFU	500-033260	Unidad de programación/bucle del disp.
DPU-RPT	500-034020	Impresora de etiqueta con caja transp.
DPU-C1	500-033990	Caja transportadora de DPU

Diagrama de cableado Terminales de la Tarjeta Principal

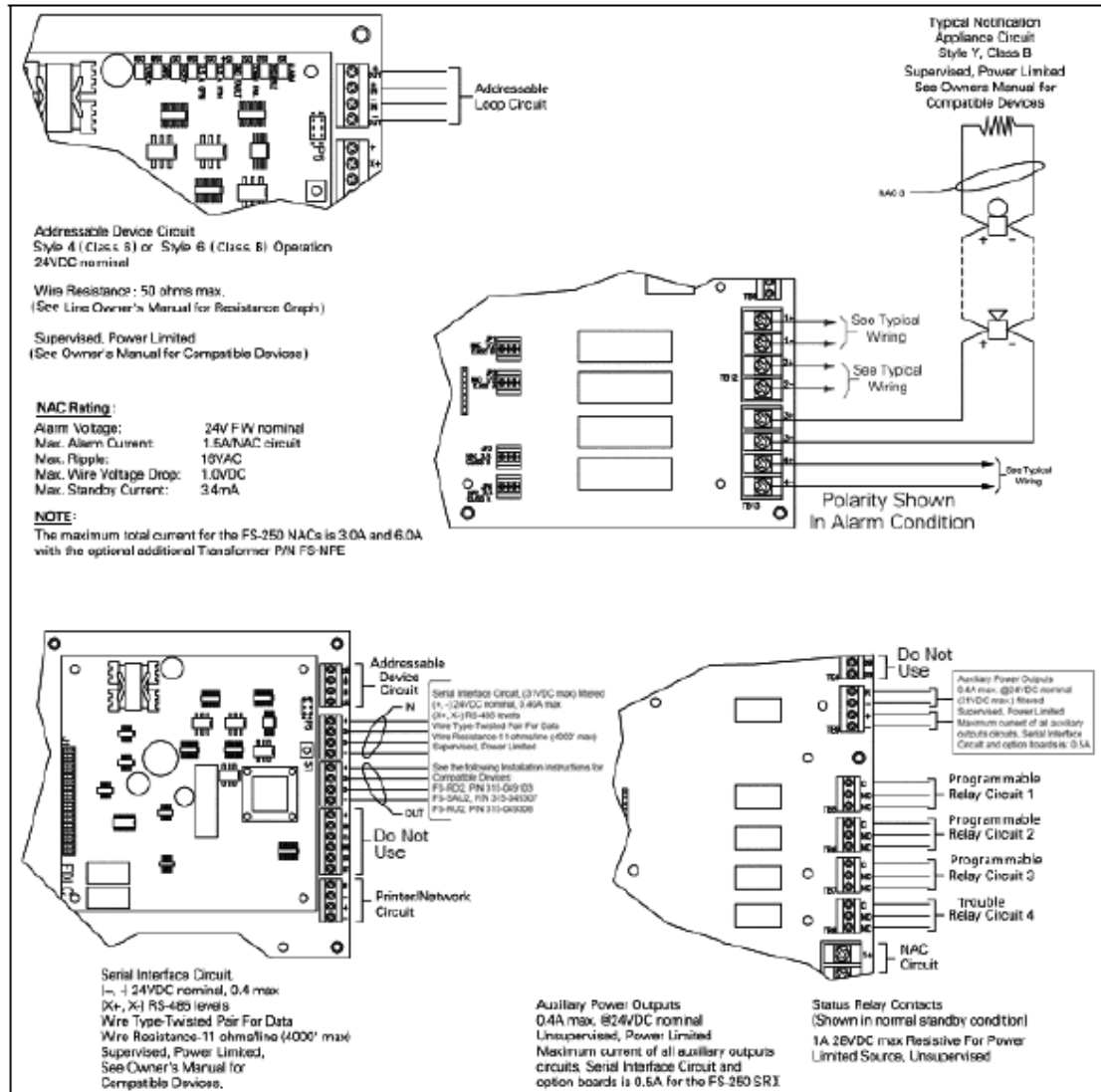



Ilustración 7 Hoja técnica de panel de control FS-250 Siemens

Detector Térmico Inteligente HFPT-11

Para el FireFinder XLS™ y Panel de Control de Alarma de Incendio FS-250

ESPECIFICACIONES PARA INGENIEROS Y ARQUITECTOS

HFPT-11

- Diseño basado en microprocesador
- Régimen de aumento de temperatura y temperatura fija
- Tecnología innovadora facilita comunicaciones sistema/ detector de alta velocidad y tolerante a fallas
- LED multicolor de estado del detector
- Insensible a polaridad utilizando la tecnología SureWire™
- Detectores son de autocomprobación y diagnósticos completos cada 4 segundos
- Operación a dos hilos
- Compatible con el programador/probador de dispositivos DPU
- Listado por  y ULC; Aprobado por CSFM, FM y NYMEA



Introducción

El detector térmico inteligente HFPT-11 proporciona un método avanzado de detección, programación y supervisión de direcciones, junto con la comunicación sofisticada a través del panel de control. El detector HFPT-11 utiliza un termistor de la más avanzada tecnología que provee puntos de alarma a la temperatura fija de 135°F y al régimen de aumento de 15° por minuto. El usuario tiene también la opción de desactivar la función de régimen de aumento de temperatura, dejando sólo un sensor de temperatura fija.

El detector térmico inteligente HFPT-11 es compatible con el Programador/Probador de Dispositivos (DPU). El DPU es un accesorio compacto y portátil operado por menús, que programa y prueba detectores de manera más rápida, fácil y confiable que otros métodos y reduce los costos de instalación y servicio técnico, programando electrónicamente las direcciones y probando en forma funcional el comportamiento del HFPT-11, antes de su instalación.

El detector térmico HFPT-11 opera con los paneles de control FireFinder Serie XLS y FS-250.

El detector térmico HFPT-11 está listado por Underwriters Laboratories Inc. y Underwriters Laboratories de Canadá.

Descripción

El HFPT-11 es un detector térmico a dos hilos, enchufable, compatible con paneles de control FireFinder Serie XLS y FS-250. Cada HFPT-11 tiene tecnología de microprocesador y circuitos electrónicos de estado sólido altamente estables.

Para detectar cambios de temperatura, el HFPT-11 utiliza un termistor de precisión moderno y resistente

a los impactos. Este método de detección electrónica elimina virtualmente el retraso térmico asociado con los dispositivos de detección de temperatura mecánicos, y entrega información de temperatura casi instantáneamente al panel de control. El HFPT-11, en su modo predefinido en fábrica, es un detector que combina la detección de temperatura fija de 135°F con la del régimen de aumento de 15°F por minuto. Se lo puede programar desde el panel de control como detector de temperatura fija, sin la función de régimen de aumento, a elección del usuario.

El microprocesador del detector HFPT-11 utiliza una EEPROM (memoria de sólo lectura, programable y borrable electrónicamente) para almacenar la dirección del detector. Las comunicaciones dentro del detector en sí, y entre el HFPT-11 y el panel de control o el DPU, son supervisadas y protegidas contra perturbaciones por medio de rutinas confiables de verificación de error, basadas en el microprocesador. Adicionalmente, el microprocesador supervisa todas las ubicaciones de memoria EEPROM y proporciona un alto grado de tolerancia a fallas.

El HFPT-11 está registrado como dispositivo de autocomprobación. El diodo emisor de luz visible (LED) del HFPT-11 destella en color verde cada cuatro segundos para indicar que está comunicándose con el panel de control y que ha pasado su auto-prueba interna. Si el detector encuentra una falla o problema de operación dentro de sus sistemas, el LED destella en color amarillo y el detector transmite al panel de control la información

NÚMERO DE CATÁLOGO **S6302**

convencionales de dirección fija de la Serie H2M.

Los detectores HFPT-11 utilizan la base para montaje en superficies Modelo DB-11, que se monta en una caja eléctrica octagonal o cuadrada de 4 pulgadas, o en una caja sencilla (de una sola sección). La base de relés Modelo DB-HR se monta en una caja eléctrica cuadrada de 4 pulgadas de profundidad. La base audible Modelo ADBH-11 también se monta en una caja de iguales dimensiones.

Para una mayor confiabilidad, las bases DB-11, DB-HR y ADBH-11 utilizan terminales de sujeción a tornillo para todas las conexiones eléctricas, y contactos auto-limpiaadores. Las bases también tienen un recurso para un mecanismo opcional de seguro oculto Modelo LK-11, a fin de impedir el retiro no autorizado del cabezal del detector.



Especificaciones Técnicas

Temperatura de Operación:	+32°F (0°C) a 100°F (38°C)
Humedad:	Humedad relativa de 0-93% Sin condensación
Separación Máxima:	Centros de 50 pies (2.500 pies cuadrados)
Consumo de Corriente:	1mA en modo de alarma o supervisión

Información para Pedidos

Número de Modelo	Descripción	Número de Pieza
HFPT-11	Detector de Incendios FirePrint de Dirección Fija	500-203380
DB-11	Base de Montaje del Detector	500-204151
DB-HR	Base de Relés	500-203220
ADBH-11	Base Audible	500-203210
RL-HC	Indicador de Alarma Remoto (rojo) - montaje en caja octagonal	500-203230
RL-HW	Indicador de Alarma Remoto (rojo) - montaje en caja sencilla	500-203210
LK-11	Juego de Seguro de la Base para Detectores de la Serie 11	500-496250
En Canadá Solicite:		
ADBH-11C	Base Audible (ULC)	500-203210C
HFPT-11C	Detector de Incendios Térmico de Dirección Fija (ULC)	500-203380C
DB-11C	Base de Montaje del Detector (ULC)	500-204151C
DB-HR-C	Base de Relés (ULC)	500-203220C

Fire Safety
8 Fernwood Road
Florham Park, NJ 07932
Tel: (973) 593-2600
FAX: (973) 593-8870
Website: www.bta.siemens.com/na

Siemens Building Technologies
Fire Safety

12/04
10M
SFS-IG
Impreso en EE.UU. Diciembre 2004
Reemplaza la hoja de fecha 10/02

Ilustración 8 Hoja técnica de detector de calor HFPT-11 Siemens

SIEMENS

Ficha técnica

Productos de prevención contra incendios

Dispositivos de iniciación inteligentes**Serie HMS****Modelos HMS-DE, HMS-SE****ESPECIFICACIONES PARA ARQUITECTOS E INGENIEROS**

- Resistente a impactos y vibraciones
- La palanca desplegable está bajada, hasta que se restablezca manualmente
 - Restablecimiento con llave Allen
 - No son necesarias varillas de rotura
- Tecnología de chip microordenador personalizado
- Supervisión dinámica del panel de control de alarma de incendios (PCAI)
- Es indiferente a la polaridad gracias a la tecnología *SureWire*
- Funcionamiento de dos cables
- Instalación semilepotrado o en superficie
- El modelo DPU programa y verifica la dirección y comprueba la funcionalidad de cada dispositivo
 - La programación de dirección electrónica es más sencilla, más eficiente y más fiable
- Disponible en estaciones de acción simple (modelo HMS-SE) y acción doble (modelo HMS-DE)



Modelo HMS-DE
Estación de acción dual



Modelo HMS-SE
Estación de acción simple

- Diseño duradero
- @UL Lista;
Aprobado por el departamento de bomberos de la ciudad de Nueva York (N° 202-12-4, Vol. 1) y por FM (N° 3015946 y 3052621)

Descripción general del producto

Las cajas de alarma de incendios inteligente manual de Siemens (modelos HMS-SE y HMS-DE) ofrece el método más avanzado de programación de dirección y supervisión. Las cajas manuales de la serie HMS adquieren el estado de "dispositivo de inicio inteligente" incorporando una tecnología de chip de microordenador personalizada con capacidades sofisticadas de comunicación bidireccional con la PCAI.

Especificaciones

Los modelos HMS-SE y HMS-DE están fabricados con material de policarbonato moldeado duradero con acabado mate en color rojo con letras en relieve. La carcasa dispone de una palanca "desplegable" que, cuando se acciona — se bloquea en su posición; indicando que la caja de alarma de incendios manual se ha activado.

La palanca desplegable permanece bajada / en la posición "bloqueada", hasta que la caja de alarma de incendios se restablece manualmente. La caja de alarma de incendios manual solo se puede restablecer abriendo la tapa de la carcasa con bisagra mediante una llave Allen; cerrando y bloqueando la tapa seguidamente.

Los modelos HMS-SE y HMS-DE funcionan con los PCAI de Siemens — Seguridad contra incendios. El chip de microordenador de la caja de alarma de incendios manual tiene la capacidad de almacenar (en la memoria) la información de identificación así como datos importantes del estado de funcionamiento.

Modelo DPU

La innovadora tecnología de Siemens — Seguridad contra incendios también permite que todas las cajas de alarma de incendios de la serie modelo HMS se programen a través de la Unidad de prueba / programador de dispositivos (modelo DPU). El modelo DPU es un accesorio compacto y portátil dirigido por menús que agiliza y facilita la programación y la puesta a prueba de un dispositivo manual de alarma de incendio, y que ofrece una fiabilidad mayor que otros métodos anteriores.

El programador/comprobador elimina la necesidad de mecanismos de direccionamiento mecánico de un dispositivo dado que el modelo DPU establece electrónicamente la dirección de la caja de alarma de incendio manual en la memoria no volátil del chip de microordenador.

Dispositivos de Inicio Inteligentes serie HMS **S6306**

Especificaciones – (continuación)

Por tanto, las vibraciones, la corrosión y otras condiciones que pueden afectar o incluso deteriorar los mecanismos de direccionamiento mecánico ya no son motivo de preocupación.

Los modelos HMS-SE y HMS-DE están dotados de terminales atornillados para su conexión a un circuito direccionable, que se puede montar sobre superficie o semiempotrado.

Las cajas de alarma de incendio manual del modelo serie HMS se alimentan, transmiten la información y reciben comandos a través de un único par de cables.

El modelo serie HMS es compatible con el mismo circuito de todos los módulos de zona convencional, direccionables o de interfaz, detectores modelo **serie H**.

Valores eléctricos nominales

Eléctrico:

Consumo de intensidad (Activo o Standby)	1.4mA
--	-------

Valores eléctricos nominales – (continuación)

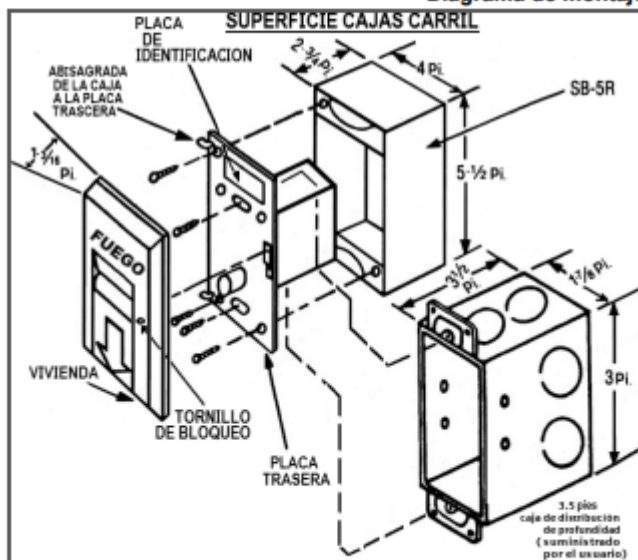
Condiciones de interior / seco:

Rango de temperatura de funcionamiento	32° – 100°F (0° – 38°C)
Intervalo de humedad en funcionamiento	0 – 93% sin condensación

Información para pedidos

Modelo	Número de pieza	Descripción	Peso de envío	
HMS-DE	S54321-A3-A1	Caja de alarma de incendios de direccionamiento manual, acción dual	1130 gramos	32 gramos
HMS-SE	S54321-A5-A1	Caja de alarma de incendios de direccionamiento manual, acción simple	907 gramos	25,5 gramos
LTP	500-620490	Paquete de herramienta de reinstalación (contiene dos (2) herramientas)	226 gramos	6,5 gramos
SB-5R	310-019860	Caja de montaje en superficie	680 gramos	20 gramos

Diagrama de montaje



Aviso: Esta ficha técnica comercial no puede utilizarse para fines de diseño o instalación del sistema. Consulte las instrucciones de instalación de cada producto para acceder a la información más actualizada.

SIEMENS Industry, Inc.
División de Tecnologías para Edificios

Seguridad contra incendios
8 Farmwood Road
Florham Park, NJ 07932
Tel.: (973) 593-2600
Fax: (908) 547-6877
1181 - www.siemens.com/usa

Impreso en los EE. UU.

Julio de 2015
Reemplaza la hoja de parte de 1/2014
pág. 16

Ilustración 9 Hoja técnica de activador manual Siemens

Cotizaciones



Almacén El Electrico S.A.
San Francisco de Dos Ríos, 100 Oeste de la Estación
de Servicio delta Apdo, San José, Costa Rica
Tel.: (506) 4055-1700 Fax.: (506) 2259-3838
www.elelectrico.com

No. 337864

Día	Mes	Año
15	3	2017

CA021660

SR. RONALD SOLANO

De acuerdo a su estimable solicitud nos es grato presentar a su consideración nuestra cotización como sigue:

Moneda: COL

#	Artículo	Descripción	Qty	Precio	I.V.	Desc	Total Línea
1	11251	CENTRO DE CARGA QO13040L200G S/TAPA	1	95,811	IV	0%	95,811
2	9889	TAPA P/CENTRO DE CARGA QOC30US	1	29,163	IV	0%	29,163
3	681	BREAKER QO 220 2P/20A ENCHUFAR	15	17,773	IV	0%	266,595
4	15761	CABLE FLEXIBLE 4 X 2.5mm2 RVK TGP 4X12	600	1,320	IV	0%	792,120

-----Última Línea-----

Vendedor.: Oscar sibaja

Condición de Pago.: Contado (efectivo)

Comentarios.:

Total antes del Descuento	1.183.691,89	COL
Descuento	0,00	COL
Impuesto	153.879,95	COL
Total	1.337.571,84	COL

Esta cotización tiene una validez de 8 días hábiles, a partir de la fecha de su emisión. La misma será válida de acuerdo a existencias en el momento de su facturación

Nota: Si el monto es en dolares y cancela en colones, se tomará el tipo de cambio de venta de referencia publicado por el B.C.C.R. del día en que realice el pago correspondiente.

Usuario:
Oscar Sibaja

Fecha y Hora de Impresión:
15 de marzo de 2017 12:47

Página 1 de 1



División de Proyectos Especiales
 ds@electrico.com
 Tel: 4055-1710

mércoles, 16 de marzo de 2017

Señores
RONALD SOLANO
 Presente

Atención: Sr.

COTIZACIÓN: N° 0855-2017OS

Proyecto: **OFICINA VIDA PLENA**
 Equipo: **SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO**

Estimado Señor Solano:
 Por este medio tenemos el agrado de someter a su consideración la siguiente cotización:

ITEM	CODIGO	CANT	CATALOGO	DESCRIPCION	\$ UNIT	\$ TOTAL
PANELES SOLARES						
1		197	CS6P-270P	Panel (módulo) solar fotovoltaico, multicristalino, 60 celdas, 270W pica, voltaje Voc = 37.7Vdc / Vmp = 30.6V; Isc = 9.23A / Imp = 8.66A, dimensiones 1638 mm X 982 mm X 40 mm, peso 18 Kg, con dos cables de conexión de 1000 mm X 4 mm ² y conectores MC4, serie 2, cat. #CS6P-270P, de Canadian Solar	\$202,85	\$39.960,47
HERRAJES DE MONTAJE "SUNMODO"						
2	28186	02	K10037-002	Kit de empalme de riel, con agujero de 1/4", cat. #K10037-002, de Sunmodo	\$4,94	\$305,07
3	28188	40	K10179-001	Kit de conexión para puesta a tierra, cat. #K10179-001, de Sunmodo	\$0,53	\$300,50
4	28190	298	K10064-003	Kit de montaje sobre techo, con extensión de 3" (75 mm), cat. #K10064-003, de Sunmodo	\$8,27	\$2.465,21
5	28191	88	K10002-040	Kit de soporte lateral, completo con soporte de aluminio de 40 mm, con tornillo y tuerca, cat. #K10002-040, de Sunmodo	\$2,17	\$190,74
6	28192	346	K10001-001	Kit de soporte medio, completo con soporte de aluminio, completo con tornillo y tuerca, cat. #K10001-001, de Sunmodo	\$1,70	\$586,47
7	28194	88	C10017-001-GR	Tapa gris para final de riel, cat. #C10017-001-GR, de Sunmodo	\$0,77	\$67,98
8	28195	80	A20144-164	Riel estándar Helio, claro, 164" (4.165 mm) de largo, cat. #A20144-164, de Sunmodo	\$44,51	\$3.560,40
9	31172	18	A20144-124	Riel estándar Helio, claro, 124" (3.15 mm) de largo, cat. #A20144-124, de Sunmodo	\$33,08	\$595,35
10	28196	8	A20144-084	Riel estándar Helio, claro, 84" (2.13 mm) de largo, cat. #A20144-084, de Sunmodo	\$22,40	\$179,22
PROTECTORES DE SOBREVOLTAJES AC "LEA / TRANSTECTOR"						
11	26831	1	CFS-120/240-SP	Protector de sobrevoltajes transitorios (SPD), paralelo, 1F, 120/240V, 120 KA / Fase, modelo #CFS-120/240-SP, LEA / Transtector	\$387,58	\$387,58
MICROINVERSORES ON-GRID "APS"						
12	23544	90	YCS00-NA	Microinversor solar monofásico, on-grid, (2X250W) 500W pica, 120/240V, cat. #YCS00-NA, AP Systems	\$430,51	\$42.020,24
13	23546	1	ECU-3-V4	Unidad PLC de comunicación y monitoreo, para YCS00, cat. # ECU-3-V4, AP Systems	\$273,34	\$273,34
14		14	ACEC-YCS00	Cable de interconexión AC, para YCS00 (2m), cat. #ACC-YCS00, AP Systems	\$15,00	\$210,00



División de Proyectos Especiales
dpe@elelectrico.com
Tel 4055-1710

15		14	PEC-YCS00	Capuchón protector para extremo de cable AC, para YCS00, cat. #PEC-YCS00, AP Systems	\$1,50	\$21,00
					SUBTOTAL:	\$91.724,45
					13% IMPUESTO DE VENTAS:	\$11.924,18
					TOTAL:	\$103.648,63

NOTAS:

1) VIGENCIA DE LOS PRECIOS:

16 días naturales

2) PLAZO DE ENTREGA:

Inmediato, salvo venta previa o 6 semanas después de recibida la orden de compra

El plazo de entrega es aproximado y el fabricante puede variarlo sin previo aviso

3) LUGAR DE ENTREGA:

En nuestra bodega en San Francisco de Dos Ríos.

4) FORMA DE PAGO:

Contado contra entrega o crédito a 30 días sujeto a aprobación

5) GARANTIA:

12 meses; limitada a defectos de fabricación y de los materiales; no cubre daños ocasionados por la intervención de personal no autorizado

6) PUESTA EN MARCHA:

Incluida en el precio, con los conductores disponibles a cero metros del equipo

7) SERVICIO TÉCNICO:

Contamos con taller de servicio, personal técnico capacitado en fábrica y disponibilidad de repuestos

8) INTERPRETACION:

La presente cotización es una interpretación de la información suministrada, es deber del cliente confirmar que los equipos descritos arriba, cumplen con los requerimientos propios del proyecto de referencia

9) ORDEN DE COMPRA:

La orden de compra deberá emitirse a favor de ALMACÉN EL ELECTRICO, S.A. y enviarse a dpe@elelectrico.com

Esperando que la presente oferta sea de su entero agrado, le saluda y se suscribe,
Muy atentamente,

Ilustración 11 Cotización de equipo fotovoltaico


 grupo electromecánica solar CED. JUR. 3-101-711884		Teléfono (506) 2770-92-22		
		Facsimil (506) 2770-19-29		
		Pagina Web : www.electrosur.net		
		E-MAIL: info@electrosur.net		
		Dirección: 100 mt norte de oficinas cooperas Pérez Zeledón.		
Cotizacion				
Señores	OFICINA VIDA PLENA	No. ref	2017	
Atte	RONALD SOLANO			
Teléfono		Fecha	23/05/2017	
Telefax				
E-mail				
Línea	Cant	Descripcion	UNITARIO	TOTAL
1			€	€
2			€	€
3	1	MANTENIMIENTO ANUAL DE LIMPIEZA Y REVISION GENERAL DEL SISTEMA	€ 300.000,00	€ 300.000,00
4			€ -	€ -
5			€ -	€ -
6			€ -	€ -
7			€ -	€ -
8			€ -	€ -
9			€ -	€ -
10			€ -	€ -
11			€ -	€ -
12			€ -	€ -
13			€ -	€ -
14			€ -	€ -
15			€ -	€ -
16			€ -	€ -

Ilustración 12 Cotización de mantenimiento preventivo para sistema fotovoltaico

Oferta:

ITEM	REFERENCIA	DESCRIPCIÓN	MARCA	UND	CANT	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
// Equipos //							
1	// Suministro de Equipos Deteccion de Incendio						
1.01	4007-9101	PANEL DE SISTEMA DE ALARMA CONTRA INCENDIOS	SIMPLEX	UND	1	\$ 1,026.10	\$ 1,026.10
1.02	4098-9714	DETECTOR DE HUMO FOTOELECTRICO CON BASE DIRECCIONABLE	SIMPLEX	UND	62	\$ 34.76	\$ 2,155.12
1.03	INT2099-9139	ESTACION MANUAL DIRECCIONABLE DE DOBLE ACCIÓN	SIMPLEX	UND	4	\$ 38.51	\$ 154.04
1.04	4906-9127	LUZ ESTROBOSCOPICA CON ESTROBO	SIMPLEX	UND	4	\$ 36.70	\$ 146.80
1.05	N/A	MATERIALES PARA CABLEADO Y CANALIZACIONES	TYCO	UND	1	\$ 3,648.00	\$ 3,648.00
1.06	4098-9733	DETECTOR DE CALOR CON BASE	SIMPLEX	UND	17	\$ 37.24	\$ 633.08
// Subtotal Suministro de Equipos Deteccion de Incendio							\$ 7,763.14
// Subtotal Equipos//							\$ 7,763.14
// Mano de obra e ingeniería //							
// Mano de Obra de Instalación							
	COL-20-INSTAL	Instalación Equipos y Materiales		GI	1	\$ 4,711.78	\$ 4,711.78
// Subtotal Mano de Obra de Instalación							\$ 4,711.78
// Ingeniería y Programación							
	COL-20-INSTAL	Supervisión, Configuración, Ingeniería y Administración		GI	1	\$ 1,058.30	\$ 1,058.30
// Ingeniería y Programación							\$ 1,058.30
// Subtotal Mano de obra e ingeniería //							\$ 5,770.08
// TOTAL ANTES DE IMPUESTOS							\$ 13,533.22
IVA Sobre Equipos						13%	\$ 1,009.21
// TOTAL DESPUES DE IMPUESTOS							\$ 14,542.43

Resumen de la inversión:

Equipos	\$ 7,763.14
Impuesto de ventas (13%)	\$ 1,009.21
Mano de obra	\$ 5,770.08
Total General	\$ 14,542.43

Ilustración 13 Cotización de equipo contra incendio marca Simplex

CUADRO DE PRECIOS SIEMENS CR SAN JOSÉ, COSTA RICA				
FECHA	18-Marzo -2017		NUESTRA REFERENCIA: 12-17-486	
POS	CANT.	DESCRIPCIÓN	PRECIO UNITARIO USD	PRECIO TOTAL USD
1	17	Detector de humo fotoelectronico Modelo:HFP-11	\$ 97,00	\$ 1.649,00
2	17	Detector termico Modelo: HFPT-11	\$ 58,00	\$ 986,00
3	4	Estacion manual de accion simple Modelo: HMS-SE.	\$ 71,00	\$ 284,00
7	4	Sirena con luz estroboscópica para pared Modelo: MTH-MC-R.RED	\$79,00	\$316,00
8	4	Luz estroboscópica para cielo raso Modelo: ST-MC-RETRO-R.	\$67,00	\$268,00
9	1	Fuente de poder completa 9Amp ;300W Modelo: PAD-4-9A.	\$779,00	\$779,00
11	1	Panel de control FS-250.	\$4.357,00	\$4.357,00
Subtotal (USD) =			\$ 8.639,00	
Impuesto de ventas 13% (USD) =			\$ 1.123,07	
Precio Total (USD) =			\$ 9.762,07	

Nuestro Precio Total es de Nueve mil setecientos sesenta y dos dólares estadounidenses con 07/100

Ilustración 14 Cotización de referencia de precios del equipo contra incendio marca Siemens.

Sección B

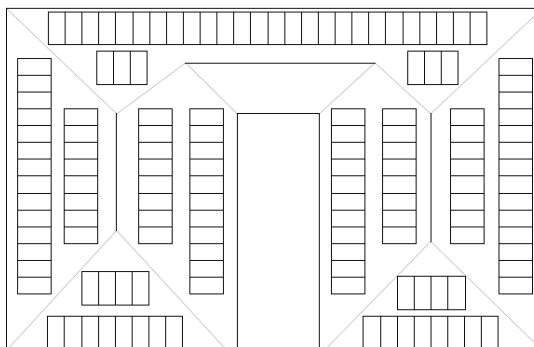


Ilustración 15 Acomodo de paneles de 305Wp

Como se puede observar, para un acomodo de paneles de 305 Wp caben 138 elementos en el techo. Para cuantificar la generación se utilizará la ecuación 10 utilizando los mismos valores calculados inicialmente en el capítulo de desarrollo.

$$\text{Ced} = 138 * 305 * 4.98 * 0.8269 = 173\,325 \text{ Kwh}$$

Donde:

- Nmod: 138 es la cantidad de paneles
- PMP: 305wp es la potencia de cada panel
- HSP: 4.98 son las HSP
- PR: 82.69 es el Performance Ratio

Con esto se logra ver que produce un total de 173 325 Kwh por día, al mes sería un total de 5 200 Kwh que si se hace referencia al consumo ubicado en la facturación (ver ilustración 1, Anexos) se lograría ver que estaría generando un aproximado del 31% de la energía demandada por la empresa.