



UNIVERSIDAD
DE LOS ANDES
MERIDA VENEZUELA

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA ALIMENTACIÓN MEDIANTE
UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL
CONSUMO DE CARGAS DE UNA EDIFICACIÓN

Br. Jorddy Jacinto Guzmán Guillén

Mérida, noviembre, 2019



UNIVERSIDAD
DE LOS ANDES
MERIDA VENEZUELA

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA ALIMENTACIÓN MEDIANTE
UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL
CONSUMO DE CARGAS DE UNA EDIFICACIÓN

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero
Electricista

Br. Jorddy Jacinto Guzmán
Guillén
Tutor(es): MSc. Lelis Nelson
Ballester
Asesor: Ing. Miguel Mora

Mérida, noviembre, 2019

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA ALIMENTACIÓN MEDIANTE UN
SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL CONSUMO DE
CARGAS DE UNA EDIFICACIÓN**

Br. Jorddy Guzmán

Trabajo de Grado, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos exigidos para optar al título de Ingeniero Electricista, aprobado en nombre de la Universidad de Los Andes por el siguiente Jurado.

www.bdigital.ula.ve

MSc. Pedro Omar Mora Mogollón

Dr. Carlos Amable Muñoz Bravo

MSc. Lelis Nelson Ballester

DEDICATORIA

A mis padres y mis hermanos.

www.bdigital.ula.ve

Jorddy Guzmán. Análisis del impacto de la alimentación mediante un sistema de generación fotovoltaica en el consumo de cargas de una edificación. Universidad de Los Andes. Tutor(es): MSc. Nelson Lelis Ballester. Noviembre de 2019.

Resumen

El presente trabajo de grado propone el diseño, evaluación de factibilidad económica y contribución al impacto en sustentabilidad de un sistema de generación fotovoltaica a ser implementado en un edificio de uso educativo ubicado en la ciudad de Bogotá, Colombia. Incluye una descripción teórica de los elementos que componen un sistema de generación solar, así como una metodología estándar para el cálculo de los mismos, fundamentados en parámetros de diseño que pueden ser requeridos, recomendados o sugeridos, según el contexto en que se interprete cada uno de estos para su aplicación. Al diseño general del sistema se agrega un estudio económico comparativo para determinar su factibilidad a nivel de implementación y retorno de inversión a corto y mediano plazo. También se presenta una descripción de la incidencia que tiene el aprovechamiento de estos sistemas en términos de sustentabilidad ambiental, evaluados mediante criterios de certificación de alcance global. La realización de cálculos y análisis comparativos se realiza de manera teórica mediante fórmulas y tablas de valores obtenidas de diversas bibliografías recomendadas, así como de organismos oficiales acreditados en áreas de injerencia para los requerimientos del proyecto. Los resultados y conclusiones obtenidos de la elaboración de este trabajo serán refrendados en la implementación del sistema en campo real, por lo cual su aporte será significativo tanto a nivel de investigación como de guía de soporte para un proceso de diseño y documentación de respaldo para el usuario final de la edificación.

Descriptor: generación fotovoltaica, panel solar, inversor fotovoltaico, batería solar, diseño de instalaciones eléctricas, sustentabilidad, inversión económica.

ÍNDICE GENERAL

| | |
|---|------------|
| APROBACIÓN | iii |
| DEDICATORIA | iv |
| RESUMEN | v |
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| Capítulo | pp. |
| 1. GENERALIDADES | 4 |
| 1.1 Descripción del proyecto | 4 |
| 1.2 Justificación | 5 |
| 1.3 Objetivos | 6 |
| 1.3.1 Objetivo general | 6 |
| 1.3.2 Objetivos específicos | 6 |
| 1.4 Metodología | 6 |
| 1.5 Alcance y limitaciones | 7 |
| 2. FUNDAMENTOS DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA | 9 |
| 2.1 Antecedentes | 9 |
| 2.2 Marco contextual | 10 |
| 2.2.1 Problemática energética mundial | 10 |
| 2.2.2 Proyecciones en el uso de las energías renovables | 11 |
| 2.2.3 Panorama global de la energía fotovoltaica | 12 |
| 2.2.4 Escenario regional de la energía fotovoltaica | 13 |
| 2.3 Marco teórico | 14 |
| 2.3.1 La radiación solar | 14 |
| 2.3.2 El efecto fotoeléctrico y el efecto fotovoltaico | 16 |
| 2.3.3 Las células solares y sus diversas tecnologías | 17 |
| 2.3.3.1 Células de silicio cristalino | 17 |
| 2.3.3.2 Células de unión múltiple | 18 |
| 2.3.3.3 Tecnologías de película fina | 19 |
| 2.3.3.4 Tecnologías fotovoltaicas emergentes | 20 |
| 2.4 Marco conceptual | 21 |
| 2.4.1 Instalación solar fotovoltaica | 21 |
| 2.4.2 Panel fotovoltaico | 22 |
| 2.4.3 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red | 25 |
| 2.4.3.1 Inversor de red | 26 |
| 2.4.4 Sistemas fotovoltaicos autónomos | 28 |

| | |
|---|-----------|
| 2.4.4.1 Regulador de carga | 29 |
| 2.4.4.2 Baterías | 30 |
| 2.4.4.3 Inversor aislado | 32 |
| 2.4.5 Protecciones eléctricas | 33 |
| 2.4.5.1 Protección de los usuarios | 33 |
| 2.4.5.2 Protección de los equipos | 34 |
| 2.4.6 Cableado | 35 |
| 2.4.7 Estructuras de montaje | 36 |
| 2.5 Normatividad | 37 |
| 3. PARÁMETROS DE DISEÑO Y ANÁLISIS | 39 |
| 3.1 Diseño del sistema | 39 |
| 3.1.1 Estimación de la demanda eléctrica | 39 |
| 3.1.2 Orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos | 40 |
| 3.1.3 Configuración del generador fotovoltaico | 42 |
| 3.1.4 Escenario de sistema fotovoltaico conectado a la red | 44 |
| 3.1.4.1 Selección del inversor de red | 44 |
| 3.1.5 Escenario de sistema fotovoltaico autónomo | 44 |
| 3.1.5.1 Selección del regulador de carga | 44 |
| 3.1.5.2 Dimensionamiento del banco de baterías | 45 |
| 3.1.5.3 Selección del inversor aislado | 46 |
| 3.1.6 Cálculo de los conductores | 46 |
| 3.1.7 Cálculo de las protecciones eléctricas | 47 |
| 3.2 Análisis de factibilidad económica | 48 |
| 3.2.1 Inversión del proyecto | 48 |
| 3.2.2 Ingresos del proyecto | 49 |
| 3.2.3 Costos del proyecto | 49 |
| 3.2.4 Retorno de la inversión | 50 |
| 4. DIMENSIONAMIENTO Y ESTUDIO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO... | 51 |
| 4.1 Dimensión permitida del generador en función de la arquitectura | 51 |
| 4.2 Cálculo de posicionamiento y distancias de sombreado | 57 |
| 4.3 Escenario de sistema fotovoltaico conectado a la red | 59 |
| 4.3.1 Restricciones del sistema | 59 |
| 4.3.2 Configurador del generador fotovoltaico | 60 |
| 4.3.3 Selección del inversor de red | 61 |
| 4.3.4 Cálculo de los conductores | 63 |
| 4.3.5 Cálculo de las protecciones eléctricas | 65 |
| 4.4 Escenario de sistema fotovoltaico autónomo | 67 |
| 4.4.1 Restricciones del sistema | 67 |
| 4.4.2 Configurador del generador fotovoltaico | 68 |

| | |
|--|-----------|
| 4.4.3 Selección del regulador de carga | 69 |
| 4.4.4 Dimensionamiento del banco de baterías | 71 |
| 4.4.5 Selección del inversor aislado | 76 |
| 4.4.6 Cálculo de los conductores | 77 |
| 4.4.7 Cálculo de las protecciones eléctricas | 81 |
| 4.5 Análisis de factibilidad económica y retorno de la inversión | 82 |
| 4.5.1 Valor inicial de la inversión | 82 |
| 4.5.2 Resumen de ingresos | 84 |
| 4.5.3 Costos asociados y depreciación | 88 |
| 4.5.4 Flujo de caja real | 90 |
| 5. SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA DEL SISTEMA | 93 |
| 5.1 Principios de sustentabilidad | 93 |
| 5.2 Certificación de Liderazgo en Energía y Diseño Ambiental (LEED) | 94 |
| 5.2.1 Descripción de la certificación LEED | 94 |
| 5.2.2 Ámbito de influencia del proyecto en el proceso de certificación LEED | 96 |
| 5.2.2.1 Crédito EYA – Recepción mejorada | 97 |
| 5.2.2.2 Crédito EYA – Medición avanzada de energía | 98 |
| 5.2.2.3 Crédito EYA – Producción de energía renovable | 98 |
| 5.2.2.4 Crédito EYA – Energía verde y compensaciones de carbono | 100 |
| 5.3 Certificación de Alta Calidad Ambiental (HQE) | 100 |
| 5.3.1 Descripción de la certificación HQE | 101 |
| 5.3.2 Ámbito de influencia del proyecto en el proceso de certificación HQE | 102 |
| 5.3.2.1 Criterio de evaluación 4.2.4 - Uso de energía renovable | 102 |
| 5.3.2.2 Criterio de evaluación 4.3.1 – Cantidades equivalentes de CO ₂ producidas debido al uso de energía | 104 |
| 5.3.2.3 Criterio de evaluación 4.3.1 – Cantidades equivalentes de SO ₂ producidas debido al uso de energía | 105 |
| . CONCLUSIONES | 106 |
| . RECOMENDACIONES | 110 |
| . REFERENCIAS | 111 |
| . ANEXOS | 114 |
| . APÉNDICES | 125 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| Figura | | pp. |
|---------------|--|------------|
| 2.1 | Distribución de la energía solar incidente en la tierra | 15 |
| 2.2 | Componentes de un panel fotovoltaico | 23 |
| 2.3 | Esquema de componentes de un SFCR | 26 |
| 2.1 | Esquema de componentes de un SFA | 29 |
| 4.1 | Vista de planta de la zona 1 | 52 |
| 4.2 | Vista de planta de la zona 2 | 53 |
| 4.3 | Representación lateral del arreglo de los paneles en la cubierta | 58 |

www.bdigital.ula.ve

ÍNDICE DE TABLAS

| Tabla | | pp. |
|-------|---|-----|
| 3.1 | Factores de pérdidas que definen el <i>performance ratio</i> y valores propuestos | 42 |
| 4.1 | Energía real obtenida a la salida del generador mensualmente | 56 |
| 4.2 | Especificaciones técnicas básicas del panel fotovoltaico | 60 |
| 4.3 | Especificaciones técnicas del inversor de red seleccionado | 62 |
| 4.4 | Cálculo de conductores entre el generador y la caja de conexiones en DC por el método de caída de tensión | 63 |
| 4.5 | Cálculo de conductores entre el generador y la caja de conexiones en DC por el método de capacidad de corriente | 64 |
| 4.6 | Cálculo de conductores entre la caja de conexiones en DC y el inversor por el método de caída de tensión | 64 |
| 4.7 | Cálculo de conductores entre la caja de conexiones en DC y el inversor por el método de capacidad de corriente | 64 |
| 4.8 | Cálculo de conductores entre el inversor y la red convencional del edificio por el método de caída de tensión | 64 |
| 4.9 | Cálculo de conductores entre el inversor y la red convencional del edificio por el método de capacidad de corriente | 65 |
| 4.10 | Resumen de conductores seleccionados para los diversos tramos del SFCR | 65 |
| 4.11 | Resumen de protecciones requeridas para el SFCR | 66 |
| 4.12 | Especificaciones técnicas del regulador de carga de baterías seleccionado | 70 |
| 4.13 | Energía real del SFA y déficit de energía en la carga en función de la radiación incidente | 72 |
| 4.14 | Especificaciones técnicas de la batería seleccionada | 75 |
| 4.15 | Tiempo estimado de vida útil de la batería | 76 |
| 4.16 | Especificaciones técnicas del inversor aislado seleccionado | 77 |
| 4.17 | Cálculo de conductores entre el generador y la caja de conexiones en DC por el método de caída de tensión | 78 |
| 4.18 | Cálculo de conductores entre el generador y la caja de conexiones en DC por el método de capacidad de corriente | 78 |
| 4.19 | Cálculo de conductores entre la caja de conexiones en DC y el regulador por el método de caída de tensión | 78 |
| 4.20 | Cálculo de conductores entre la caja de conexiones en DC y el regulador por el método de capacidad de corriente | 79 |
| 4.21 | Cálculo de conductores entre el regulador y el banco de baterías por el método de caída de tensión | 79 |

| | | |
|------|--|-----|
| 4.22 | Cálculo de conductores entre el regulador y el banco de baterías por el método de capacidad de corriente | 79 |
| 4.23 | Cálculo de conductores entre el banco de baterías y el inversor por el método de caída de tensión | 79 |
| 4.24 | Cálculo de conductores entre el banco de baterías y el inversor por el método de capacidad de corriente | 80 |
| 4.25 | Cálculo de conductores entre el inversor y el punto de conexión a la carga por el método de caída de tensión | 80 |
| 4.26 | Cálculo de conductores entre el inversor y el punto de conexión a la carga por el método de capacidad de corriente | 80 |
| 4.27 | Resumen de conductores seleccionados para los diversos tramos del SFA | 80 |
| 4.28 | Resumen de protecciones requeridas para el SFA | 81 |
| 4.29 | Inversión requerida para la implementación del SFCR | 82 |
| 4.30 | Inversión requerida para la implementación del SFA | 83 |
| 4.31 | Generación real estimada por meses del SFCR | 85 |
| 4.32 | Ahorro en facturación eléctrica equivalente del SFCR | 86 |
| 4.33 | Ahorro en facturación eléctrica equivalente del SFA | 87 |
| 4.34 | Depreciación del SFCR por el método de la suma de los dígitos | 89 |
| 4.35 | Depreciación del SFA por el método de la suma de los dígitos | 89 |
| 4.36 | Flujo de caja estimado para el SFCR | 90 |
| 4.37 | Flujo de caja estimado para el SFA | 91 |
| 5.1 | Valoración del crédito EYA: Producción de energía renovable | 99 |
| 5.2 | Valoración del criterio de uso de energía renovable | 103 |
| 5.3 | Valoración del criterio de cantidades equivalentes de CO ₂ producidas debido al uso de energía | 104 |

ÍNDICE DE GRÁFICOS

| Gráfico | pp. |
|---|------------|
| 2.1 Producción global de paneles fotovoltaicos por región hasta 2017 | 12 |
| 2.2 Acumulado global de potencia fotovoltaica instalada hasta 2017 | 13 |
| 2.3 Producción global por tecnología utilizada hasta 2016 | 17 |
| 2.4 Eficiencia máxima obtenida en diversos tipos de tecnologías | 20 |
| 4.1 Promedio mensual de radiación global en Bogotá | 55 |
| 4.2 Curvas de potencia - tensión y corriente - tensión en función de la radiación incidente | 73 |
| 4.3 Promedio horario de radiación solar en Bogotá | 74 |

www.bdigital.ula.ve

INTRODUCCIÓN

La estrecha relación existente entre la actividad humana y la demanda energética constituye un hecho notablemente evidenciado desde el inicio de la revolución industrial. Cada etapa de desarrollo socioeconómico de la humanidad ha traído como condición inevitable un aumento en el consumo de recursos energéticos, esenciales en el normal desempeño de las actividades fundamentales para el crecimiento de la sociedad. Durante décadas el hombre ha dependido enormemente del uso de combustibles fósiles no renovables como principal fuente de energía, generando un impacto negativo en el planeta como consecuencia de la contaminación producida por el empleo de estos recursos; el efecto invernadero y el cambio climático son una desagradable demostración de la huella que ha dejado este patrón de consumo de recursos en el medio ambiente.

En el caso de la energía eléctrica, el uso de los recursos renovables ha marcado pauta desde hace un largo tiempo como alternativa al consumo de combustibles fósiles, siendo la generación hidroeléctrica la pionera en este rubro, produciendo energía limpia y económica a gran escala. Desafortunadamente, el aporte de este medio de producción se encuentra por detrás de las fuentes de energía no renovables. Según datos de la agencia internacional de la energía, hasta 2016 la generación hidroeléctrica sólo representaba el 16,3 % de la producción mundial en esta área, muy por detrás de otros medios como el carbón o el petróleo. En este punto entra a tener importancia la contribución proveniente de otros recursos naturales renovables, como el viento o la luz solar, por citar sólo un par de ejemplos. Citando la misma fuente, entre 1971 y 2016 la generación eléctrica por medios renovables no hidráulicos aumento de 0,6 % a 8,0 % del total mundial, y dentro de este último valor, el aporte de la generación fotovoltaica representa el 21,21 % del sector.

La creciente preocupación de la sociedad por el impacto ambiental de sus actividades, se ha

reflejado en una tendencia en aumento por implementar medidas de generación y hábitos de consumo energético más amigables con el planeta. Dentro de estas medidas, la instalación de sistemas de generación fotovoltaica a pequeña escala ha sido ampliamente aceptada, siendo cada vez más frecuente su presencia en casas, edificios residenciales, de oficinas, comerciales e instituciones educativas, entre otros. Es precisamente este último sector nombrado el que constituye el área de influencia del presente trabajo de grado.

En este documento se desarrolla el proceso de diseño y estudio de factibilidad económica de una instalación fotovoltaica para una edificación de uso educativo, ubicada en la ciudad de Bogotá, Colombia. Los datos físicos del lugar de emplazamiento del sistema son tomados de la propuesta de coordinación arquitectónica del proyecto, y todos los cálculos son realizados de acuerdo a metodologías de diseño expuestas por bibliografías especializadas, cumpliendo con las especificaciones de normas técnicas y disposiciones legales pertinentes a la localidad del proyecto.

El primer capítulo responde a las inquietudes básicas de un trabajo de grado, exponiendo la justificación, los objetivos, el alcance y las limitaciones de la investigación, presentando un panorama general del proyecto en estudio. El segundo capítulo incluye el marco teórico y conceptual, introduciendo los conceptos esenciales que permitan entender el funcionamiento de la producción de energía a través del sol y los medios a través de los cuales esto es posible. Los capítulos tercero y cuarto constituyen el cuerpo de cálculos, cifras e interpretaciones del estudio, presentando la metodología de diseño para dos variantes de sistemas fotovoltaicos y ejemplificando cada una de estas mediante una propuesta de implementación en sitio y definiendo su utilidad específica en la integración a la red eléctrica del edificio a intervenir; estos estudios se complementan con un análisis económico que permite reflejar el beneficio a nivel de inversión que representa esta solución y que constituye un valor añadido de importancia para propietario de la instalación. Por último, el capítulo cinco esboza un panorama general de los procesos de certificación en sustentabilidad ambiental, aclarando su importancia e influencia; de igual manera define de manera específica cual es la contribución puntual que

realiza un sistema de energías renovables en la búsqueda de esta sostenibilidad y cuál es el método de seguimiento y evaluación que se sigue en dos de las más prestigiosas certificaciones que se implementan a nivel internacional en la actualidad.

Finalmente se presentan las respectivas conclusiones del estudio y las recomendaciones emitidas a partir de la interpretación de los resultados. Con este trabajo también se publica una serie de anexos que permiten corroborar todas las especificaciones técnicas de los equipos que formaron parte del proceso de desarrollo del trabajo.

En síntesis, este trabajo de grado pretende ser un documento de utilidad en el desarrollo de cualquier sistema de generación fotovoltaica a pequeña escala, aportando conceptos y criterios útiles tanto a nivel técnico como socioeconómico, que permitan ayudar a la expansión del uso de las energías renovables.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

El presente capítulo describe los fundamentos básicos que permiten la comprensión de este proceso de investigación y su razón de ser. Se definen con la mayor claridad posible los hechos que condicionan el desarrollo del trabajo y los resultados que se espera obtener del mismo.

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El sistema de generación solar en el que se centra este trabajo será implementado en una edificación de uso educativo ubicada en el casco histórico de la ciudad de Bogotá. El área de construcción del proyecto es de aproximadamente 15200 m², con una carga eléctrica estimada de 496,5 kW. Sobre el piso 13 del edificio se encuentra una cubierta de utilidad mixta, con espacios de circulación peatonal y áreas para instalación de paneles solares.

Debido a que la propuesta arquitectónica pretende destinar una porción de la cubierta para uso de esparcimiento, el principal condicionante de este diseño será el tamaño del área de intervención y no la proporción de carga estimada que se pueda alimentar con el generador solar. El volumen de la edificación es considerablemente grande con respecto al área disponible para habilitar el sistema fotovoltaico, por lo tanto, la contribución del sistema satisfaciendo la demanda eléctrica del complejo será minoritaria.

El proyecto aspira a convertirse en la primera edificación del país en obtener dos certificaciones internacionales de calidad y sustentabilidad ambiental, por consiguiente, el uso de energías renovables debe estar presente y acorde con las exigencias de los organismos evaluadores.

1.2 JUSTIFICACIÓN

La energía solar es un recurso abundante, prácticamente inagotable, amigable con el medio ambiente y de libre acceso en forma permanente. Esto la convierte en la más idónea de las fuentes de generación renovable, viéndose reflejado en un incremento en la implementación de soluciones solares a nivel de los centros urbanos en los últimos años.

La demanda de los sistemas fotovoltaicos sólo ha encontrado inconvenientes para su expansión acelerada, en el elevado monto de inversión inicial de los equipos necesarios; pero este punto se compensa con una rápida recuperación de dicha inversión en términos de ahorro en facturación eléctrica. Considerando el elevado precio de venta de la energía en la mayoría de los países, la recuperación económica de un sistema solar se puede hacer evidente en corto plazo, sumado al hecho de que la vida útil promedio de estos sistemas es de al menos 25 años, el panorama económico resulta alentador, asegurando largos períodos de producción de energía gratuita.

Adicionalmente las soluciones solares son de fácil instalación, requieren poco mantenimiento, operan de manera automática y poco invasiva, y por sobre todos estos factores, entregan energía limpia y de mínimo impacto negativo hacia el ambiente.

Las condiciones climáticas de los países de zonas tropicales constituyen otro punto a favor de la difusión de estas alternativas de generación de energía. En las regiones cercanas al ecuador los niveles de irradiación solar favorables y la poca cantidad de días anuales de nulo o escaso brillo solar, favorecen un funcionamiento prácticamente constante y garantizado para los sistemas solares.

Desde el punto de vista legal y normativo, los gobiernos instan a sus ciudadanos a través de leyes que promuevan el uso racional y eficiente de la energía y fomenten la explotación y desarrollo de fuentes de energías alternativas, disminuyendo la contaminación ambiental, garantizando una mejor gestión de los recursos naturales e influyendo positivamente en la calidad de vida de la población.

Este trabajo permite aportar una contribución a estos factores de beneficio colectivo, consolidados en un proyecto que a nivel local genere un alto impacto social, económico y ambiental.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General

Diseñar un sistema solar fotovoltaico que se encuentre en capacidad plenamente operativa de suministrar energía limpia y económica a una institución educativa, aportando una capacidad estimada de alrededor de 18,5 kW que permita contribuir a la eficiencia energética de la edificación.

1.3.2 Objetivos Específicos

Comprender el funcionamiento y aplicación de los distintos componentes y equipos de trabajo que forman parte de un sistema fotovoltaico.

Desarrollar la capacidad de dimensionar y diseñar un sistema de generación que cubra la demanda energética de una instalación cualquiera.

Evaluar mediante la aplicación de conceptos de ingeniería económica, la viabilidad de una fuente de energía alternativa comparada con el suministro de un operador de red local.

Determinar el aporte probable del sistema fotovoltaico al proceso de evaluación para obtener una certificación de sustentabilidad energética.

1.4 METODOLOGÍA

La información específica del proyecto, referente a sus condiciones de emplazamiento y funcionalidad prevista se obtiene de las siguientes fuentes: la propuesta general de diseño de la coordinación arquitectónica y el anteproyecto eléctrico y las especificaciones eléctricas elaborados por el especialista eléctrico designado.

Los datos meteorológicos necesarios se obtienen de la base de datos del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), entidad encargada de publicar las estadísticas oficiales del área, dependiente del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de la República de Colombia.

Los datos económicos utilizados para realizar la factibilidad económica provienen de la electrificadora local, ENEL CODENSA y de cotizaciones emitidas para el especialista eléctrico por distribuidores de insumos para energía solar.

El desarrollo del trabajo comprende exclusivamente cálculos teóricos basados en los datos técnicos y económicos disponibles. La ingeniería de detalle del proceso contempla topologías de red posibles, dimensionamiento de los dispositivos y optimización de resultados del sistema a través de un correcto emplazamiento en sitio. Debido a que el proyecto actualmente se encuentra en etapa de diseño los resultados de la investigación no podrán ser corroborados con mediciones reales en sitio, ni se podrá hacer un seguimiento del desempeño del sistema. El trabajo final se complementa con hojas de cálculo en Excel que permiten analizar las variaciones en el dimensionamiento del sistema a partir de modificaciones en las diversas variables que intervienen en su funcionamiento.

1.5 ALCANCE Y LIMITACIONES

El trabajo de grado permitirá obtener una propuesta de generación solar ajustada al espacio físico disponible, optimizando la solución final y obteniendo así, el máximo rendimiento posible. Para lograr esto se realizará la selección técnico-económica adecuada de todos los elementos que conforman la instalación.

Cualquiera de las dos topologías de red estudiadas permitirá cubrir la demanda energética de una pequeña porción de la carga total de la edificación, por lo tanto, esta instalación no será factible de suministrar recursos a la red eléctrica del sistema interconectado nacional y obtener ingresos por la venta de excedentes de energía.

Las limitaciones del estudio tienen una componente técnica y otra económica. El rendimiento teórico de la instalación está sujeto a variaciones en el campo real debido a factores externos,

como cambios en los patrones climáticos, que no podrán ser objeto de estudio mediante un seguimiento de desempeño en tiempo real, y cuyo análisis académico requeriría de un trabajo de investigación completamente aparte y de un contenido más complejo. Por otra parte desde el enfoque económico del estudio, se hace una proyección de costos de electricidad durante el lapso de vida útil de la instalación, tomando en cuenta un aumento por inflación de los costos de generación, sin embargo esta aproximación es de carácter especulativo ya que es imposible predecir el valor real del dinero a futuro; esto hace que el carácter referencial del estudio de factibilidad sólo tenga valor comparativo pero no sirva como medio de información real de un comportamiento económico en el tiempo.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

En este capítulo se definen los conceptos fundamentales que permiten comprender el entorno de la luz solar como fuente de energía alternativa y el funcionamiento de los sistemas que permiten su explotación y correcto aprovechamiento.

2.1 ANTECEDENTES

Los primeros acercamientos a la tecnología fotovoltaica en Colombia fueron realizados por la Empresa Estatal de Telecomunicaciones (Telecom) en colaboración con la Universidad Nacional de Colombia a través del programa de telecomunicaciones rurales, que implementó una serie de generadores de 60 Wp para radioteléfonos en zonas aisladas del país. Al cabo del primer año del proyecto se habían instalado 295 sistemas de esta capacidad. En los siguientes diez años fueron importados cerca de 48500 paneles solares capaces de generar 2,05 MWp, aplicados principalmente a sistemas de telecomunicaciones y electrificación en zonas rurales [1].

Con el paso de los años el crecimiento en el uso de los sistemas fotovoltaicos se enfocó en sistemas de generación de pequeña escala para electrificación de viviendas aisladas y sistemas de bombeo de agua. Estas soluciones se han implementado mayormente en las llamadas ZNI o Zonas No Interconectadas, regiones aisladas geográficamente, de difícil acceso y que no cuentan con una conexión a la red eléctrica nacional por la dificultad de llevar infraestructura de transmisión eléctrica hasta esos lugares. La presencia de estas soluciones locales se da principalmente en zonas remotas de los llanos, la amazonia, la guajira y la costa del pacífico.

Esta tendencia en la utilidad de los sistemas fotovoltaicos también se ha hecho presente en los estudios y proyectos llevados a cabo por la empresa encargada de la elaboración de los diseños eléctricos de este trabajo. La empresa EVMAS S.A.S ha desarrollado previamente los siguientes proyectos:

- Sistema fotovoltaico aislado para la sede administrativa del Santuario de Flora y Fauna Guanentá Alto Río Fonce, ubicada en Duitama, Departamento de Boyacá. Es una edificación de 110 m² con una carga instalada de 2,33 kW y un consumo energético de 8,54 kWh según el perfil de consumo horario de la instalación.

- Sistema fotovoltaico aislado para la sede administrativa del Parque Nacional Natural El Cocuy, ubicada en el municipio Pozo Azul, Departamento de Boyacá. Es una edificación de 100 m² con una carga instalada de 2,64 kW y un consumo energético de 7,32 kWh según el perfil de consumo horario de la instalación.

- Sistema fotovoltaico aislado para Casetas Comunales del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), ubicadas en 11 veredas o zonas rurales de los departamentos del Guaviare y el Meta. Edificación tipo, de 150 m² con una carga instalada de 1,97 kW y un consumo energético de 3,08 kWh según el perfil de consumo horario de la instalación.

El proyecto central de este trabajo es el primero en desarrollarse en un ambiente urbano con la topología de conexión a la red del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

2.2 MARCO CONTEXTUAL

2.2.1 Problemática energética mundial

Durante las últimas décadas la población mundial ha experimentado un crecimiento bastante acelerado, lo que ha traído como consecuencia una demanda cada vez mayor de recursos energéticos para poder cubrir las necesidades de bienes y servicios que esta explosión demográfica acarrea. Una mayor actividad humana se traduce en un gasto de recursos no renovables cada vez más rápido y con un mayor impacto hacia el medio ambiente producto de las emisiones contaminantes de los combustibles fósiles; sin embargo, estos últimos siguen constituyendo la mayor fuente de generación de energía empleada por el ser humano.

Según cifras de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), desde 1976 hasta 2016 el consumo total de energía consumida en el mundo, medido en millones de toneladas equivalentes de petróleo, pasó de 4661 Mtep a 9555 Mtep [2]. Para este último valor de la estadística, el porcentaje de aporte asociado a fuentes de energía no renovable, entre petróleo, gas natural y carbón, corresponde a un 66.8%. De igual manera según la misma fuente y para el mismo período de estudio, la generación de energía eléctrica paso de 6131 TWh a 24973 TWh, representando las fuentes de energía no renovables en el último valor, un total del 77,9 %. Si a este último dato se suma la generación nuclear, la cifra total sería de un 88,3 %. Esto demuestra la clara dependencia energética que existe hacia los recursos no renovables, sobre todo aquellos de origen fósil.

Analizando el precio de los recursos naturales no renovables durante las últimas cuatro décadas, se puede notar un aumento gradual en los mismos, pasando de un valor promedio de 33,29 \$ por barril en 1982 a 54,31 \$ por barril para 2017 [3]. Estos precios se han visto sujetos a variaciones abruptas en muchas ocasiones debido a diversas causas como un historial de conflictos en las principales regiones productoras del mundo, estrategias comerciales, fluctuaciones de producción entre competidores e incluso efectos derivados de crisis en mercados bursátiles. Sumando a lo anterior el hecho de que los costos de extracción de estos recursos aumentan conforme las minas o campos de producción comienzan a ver disminuidas sus reservas, puede inferirse que el precio de unidad de energía lleva una tendencia inevitable al alza, sin descartar los efectos de la incertidumbre en el patrón de comportamiento del mercado.

De todo lo anterior puede entenderse que el panorama de producción energética mundial está sujeto a la disponibilidad de recursos finitos y al aumento constante del precio de los mismos. Como medida paliativa a esta problemática, han surgido las energías alternativas, basadas en el aprovechamiento de recursos naturales renovables, prácticamente inagotables y con una tendencia económica a la baja.

2.2.2 Proyecciones en el uso de las energías renovables

En el año 2007 la producción de energía derivada de fuentes renovables fue 107,0 Mtpe; tan solo diez años después, esta cantidad aumentó a 486,8 Mtep [4]. Durante este lapso de tiempo

el porcentaje de aporte al consumo primario de energía a nivel mundial aumentó de 0,92 % a 3,61 %. Para un período de tiempo relativamente corto, este incremento tiene una muy buena perspectiva.

Si se analiza la incidencia de estos recursos sólo en el ámbito de la energía eléctrica, la perspectiva mejora de manera notable. Para el año 2017 la generación eléctrica total en el mundo arrojó un valor de 25551,3 TWh; de dicho valor el aporte entregado por fuentes alternativas fue de 2151,5 TWh, lo que representa un 8,42 % del sector [2].

Estas proporciones aumentan constantemente año tras año debido a la disminución en el costo del kWh renovable, si se puede denominar de esa manera, y las políticas gubernamentales que promueven su implementación a cambio de alicientes tributarios y fiscales.

2.2.3 Panorama global de la energía fotovoltaica

Estudiando el caso concreto de la energía solar, entre 2005 y 2016 la producción de energía fotovoltaica a nivel mundial pasó de 3,9 TWh a 328 TWh; esto representa un crecimiento del 8310 % en el sector. De acuerdo a la AIE se estima que para el año 2030 esta cifra se aproxime a 2700 TWh y para el 2050 supere los 6200 TWh [5].

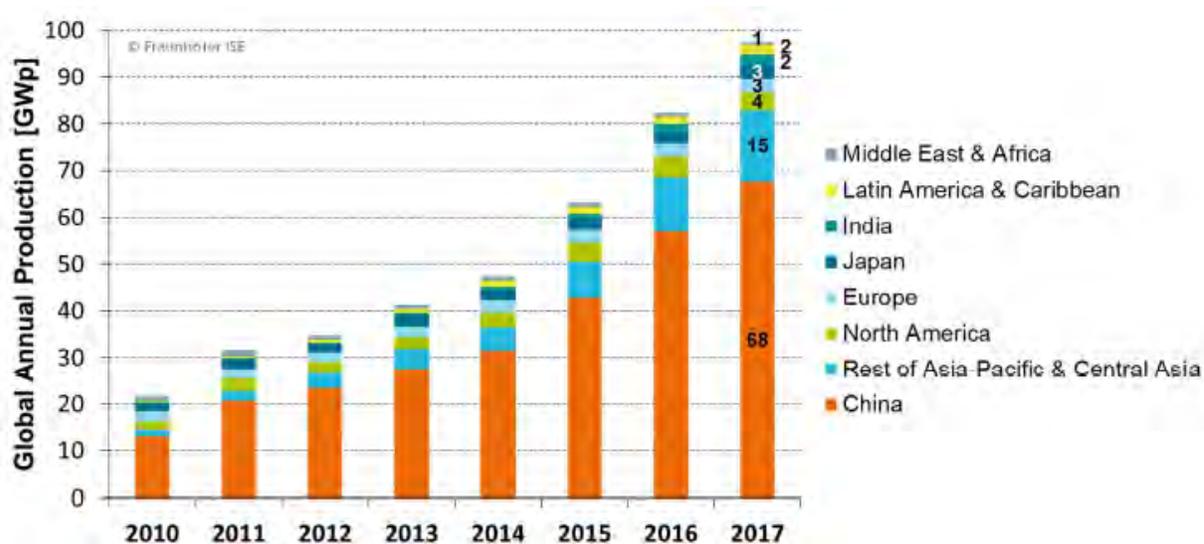


Gráfico 2.1 Producción global de paneles fotovoltaicos por región hasta 2017. [6]

Históricamente la Unión Europea ha liderado las estadísticas relacionadas con los temas fotovoltaicos, tanto en la implementación de sistemas como en la fabricación de equipos, sin embargo, en la presente década estas tendencias se trasladaron a los países asiáticos, principalmente a China, donde se ha manifestado un fuerte interés en explorar los beneficios de este sector. Para tener una idea, solo entre 2016 y 2017 la contribución de la UE al total acumulado de producción global cayó de 33 % a 28 %, al contrario del mercado chino que aumento de 26 % hasta 32 % en el mismo período de tiempo. Analizando el segmento de la fabricación mundial de paneles fotovoltaicos, para 2017 el mercado de China lideraba la producción con una cuota de 70 %, contra un 3,7 % de aporte de Norteamérica y 3,1 % de la UE. Siguiendo la tendencia mostrada por China, aunque a menor escala, otras economías emergentes del sur y sudeste asiático como la India o Taiwan, han comenzado a posicionarse en el área [7].

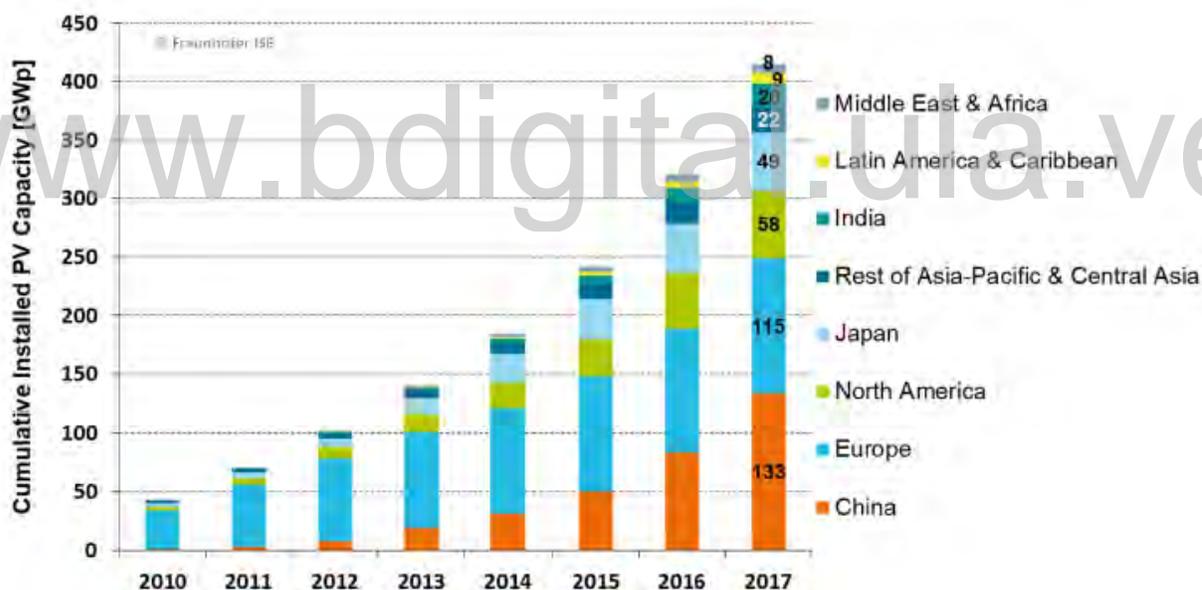


Gráfico 2.2 Acumulado global de potencia fotovoltaica instalada hasta 2017. [8]

2.2.4 Escenario regional de la energía fotovoltaica

Según las estadísticas oficiales, en Colombia para el año 2017, la capacidad efectiva de generación mediante radiación solar alcanzó los 9800 MW, aportando apenas un 0,01 % de la generación total del SIN. Este valor reducido se debe a que la mayor parte de los sistemas

instalados son de aplicación doméstica con producción a pequeña escala; no obstante, en el período comprendido entre 2016 y 2018 se registraron 325 proyectos con un potencial de 3719,19 MW [9], favorecidos por las políticas de subvención de costos y aranceles tributarios a la producción de energías renovables que el gobierno nacional viene implementando desde 2015. La energía solar representa el 27 % de participación en el total de proyectos registrados por entidades de apoyo y financiación de estrategias energéticas sostenibles a nivel nacional.

La estrategia tomada por la administración pública pretende incentivar la aplicación de sistemas domésticos conectados a la red del SIN, aprovechando el 10 % de los techos aptos y disponibles en las 22 principales ciudades del país y concretando acuerdos de venta del excedente eléctrico a las empresas electrificadoras locales. Según organismos oficiales se prevé para el año 2030, un escenario de medición neta acumulada y facturación neta acumulada de 165 MW y 58 MW respectivamente, con proyecciones de crecimiento promedio anual de 30 % y 40 % [10].

De lo anteriormente expuesto se entiende que habrá un cambio en la concepción del uso de los sistemas fotovoltaicos, pasando de ser un mercado ocupado totalmente por sistemas aislados en regiones remotas a uno conjunto entre generación rural aislada y generación urbana conectada al SIN.

2.3 LA ENERGÍA SOLAR

2.3.1 La radiación solar

La radiación solar es la energía emitida por el Sol, que se propaga en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas. Esta energía es el motor que determina la dinámica de los procesos atmosféricos y el clima, y es proporcionada por las reacciones del hidrógeno en el núcleo del astro debido a la fusión nuclear y emitida a través de la superficie del mismo. Esta radiación es parcialmente interceptada por la Tierra y para comprender mejor su utilidad se definen varios conceptos:

- Constante solar: es la relación de la energía por unidad de tiempo y unidad de superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación, para la distancia media entre el Sol y la Tierra. Define el total promedio de la energía solar que llega al borde de la atmósfera y su

valor se estima en 1359 W/m^2 . Aproximadamente el 30 % de esta energía es reflejada al espacio debido a la reflexión causada por las nubes y el aire.

- Radiación directa: Es la cantidad de radiación solar que no sufre atenuación en su trayecto dentro de la atmósfera. Puede considerarse como el 70 % restante de la reflexión que afecta a la constante solar. Su valor se estima en 1000 W/m^2 , presentes durante el mediodía de un día soleado.

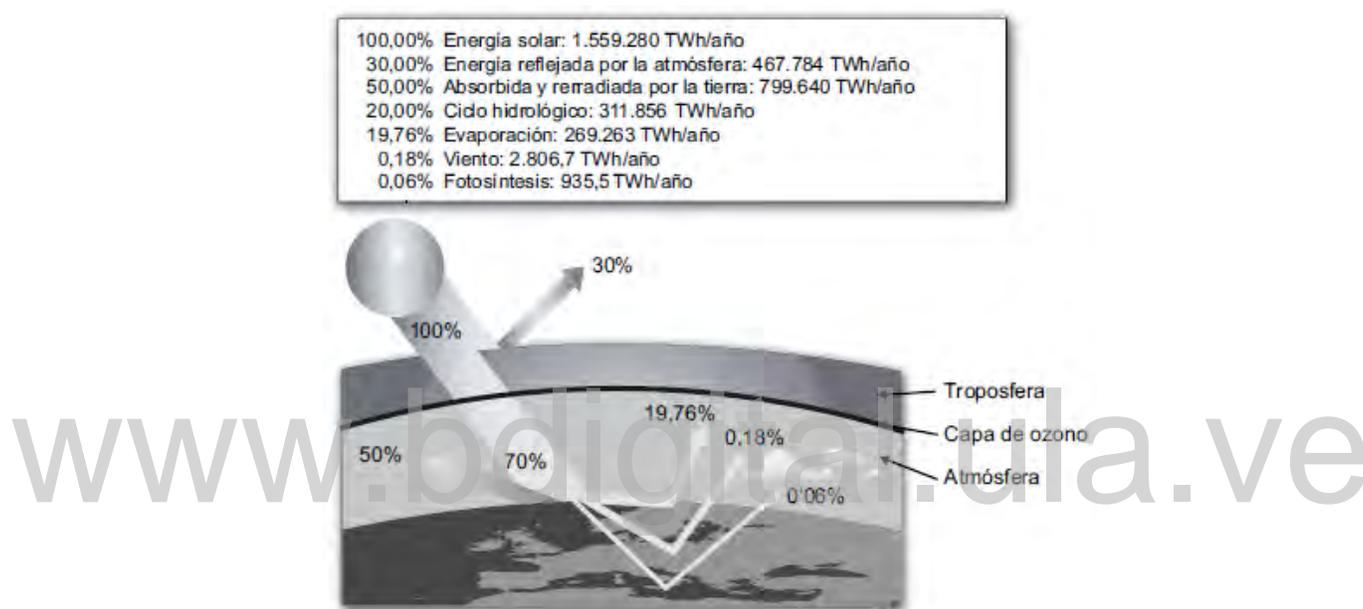


Figura 2.1 Distribución de la energía solar incidente en la tierra. [11]

- Radiación difusa: Es la radiación que debe atravesar nubes, partículas de agua, polvo y smog. En el transcurso de un día nublado este valor puede representar el 10 % de la radiación directa estándar, es decir 100 W/m^2 .

- Albedo: Corresponde a una relación entre la energía incidente y la energía reflejada en cualquier superficie de la tierra. Para superficies de elevada reflectancia como la nieve, este valor puede llegar al 90 %. Los valores más comunes oscilan entre 10 % y 30 %.

- Irradiancia solar: Es la cantidad de radiación solar que incide en un área en un instante determinado. Puede entenderse como una medida de potencia y se mide en W/m^2 . Su valor máximo se hace presente al mediodía de un día de verano en la región ecuatorial. Su valor en

un punto determinado del planeta varía en función de la época del año, la hora del día y las condiciones meteorológicas del lugar.

- Irradiación solar: Representa la cantidad de irradiación solar incidente en un área durante un período de tiempo específico, medida en Wh/m^2 . Al ser una magnitud derivada de la irradiancia, se aplican las mismas condiciones de valor máximo y variabilidad estacional.

2.3.2 El efecto fotoeléctrico y el efecto fotovoltaico

Al dirigir un haz de radiación electromagnética hacia un átomo con electrones libres en su última orbita, estos pueden desprenderse del mismo si llegan a acumular la cantidad de energía suficiente para vencer las fuerzas de atracción del núcleo. Este es el principio básico que describe el efecto fotoeléctrico. Dicho haz de radiación, en forma de luz con un rango de frecuencias que abarca el espectro de luz solar visible y ultravioleta, está compuesto por fotones que tiene la propiedad de transmitir parte de su energía al impactar en superficies materiales compuestas por átomos inestables de elementos semiconductores, cargando sus electrones de energía cinética y propiciando desplazamientos de estos entre distintas estructuras moleculares.

Al tomar un elemento semiconductor como el silicio o el germanio y estimularlo con una fuente de luz, se pueden formar enlaces estables que favorecen el intercambio de electrones. Si estos a su vez se combinan con otros elementos como el antimonio se pueden obtener materiales portadores de cargas negativas, también conocidos como semiconductores tipo N. Si por el contrario al silicio o germanio se añade un elemento como el boro, se obtiene un semiconductor tipo P, que es portador de cargas positivas. La unión entre una porción de material semiconductor del tipo N y otra porción de material del tipo P crea una distribución de cargas en la región de contacto, conocida como zona neutra donde las cargas eléctricas de distinta polaridad crean un equilibrio estable y establecen una barrera de potencial eléctrico. En este estado de equilibrio, si se aplica una fuente de luz sobre el semiconductor compuesto, los electrones estimulados por los fotones podrían atravesar la barrera de potencial y saltar fuera del semiconductor a través de un conductor eléctrico generando una corriente eléctrica. Este es el principio del efecto fotovoltaico.

2.3.3 Las células solares y sus diversas tecnologías

El desarrollo en las investigaciones con semiconductores permitió crear las primeras células solares en 1954, con una eficiencia en torno al 6 %. Posteriormente, los programas de exploración espacial fueron fundamentales en la evolución de las tecnologías fotovoltaicas, debido a que estas constituyeron la fuente primaria de abastecimiento de energía de los satélites lanzados [12]. Desde ese momento hasta el presente se han logrado avances constantes en la experimentación con materiales variados, que ofrecen mejores prestaciones con una mejor eficiencia. Los diversos tipos de células pueden clasificarse de acuerdo al tipo de tecnología y material en que se basan, siendo las más importantes las siguientes:

2.3.3.1 Células de silicio cristalino: Fabricadas a partir de sílice, una materia prima de abundante presencia en la naturaleza, desde rocas hasta la arena. Los primeros desarrollos fotovoltaicos se basaron en esta tecnología, que ha ido evolucionando paulatinamente en cuanto a sus prestaciones y aún en la actualidad estas células son las más difundidas en el mercado, ya que han permitido obtener la mejor relación entre una eficiencia media y un coste medio.

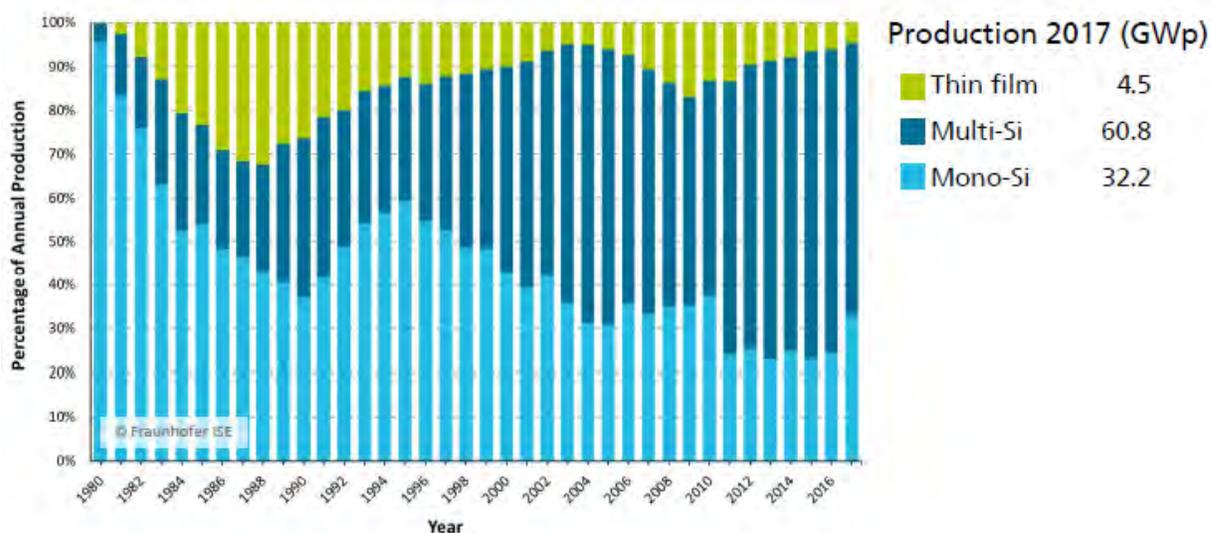


Gráfico 2.3 Producción global por tecnología utilizada hasta 2016. [13]

Su proceso de fabricación inicia con la fundición de cristales de sílice previamente reducidos mediante procesos mecánicos hasta obtener un fino polvo con una pureza cercana al 99,9 %,

llamado silicio grado semiconductor, y mezclado con impurezas de boro, en un horno cuya temperatura oscila en torno a los 1400 °C. La masa de silicio en estado líquido se mezcla con un germen de silicio que le permite solidificarse adecuadamente para poder cortar obleas de entre 0,3 y 0,4 milímetros de espesor, que luego de recibir ciertos tratamientos químicos para restaurar su superficie de daños pequeños causados en el proceso de corte, son nuevamente introducidas en hornos especiales con una temperatura entre 800 °C y 1000 °C que contienen atmósferas cargadas en fósforo, el cual se difunde en la cara de oblea que se quiere dopar a fin de obtener uniones P-N. Por último, se dota a las obleas de capas antirreflectantes a través de procesos químicos que permitan a la célula un mayor aprovechamiento de la radiación solar, así como de los contactos óhmicos requeridos para conectar las obleas dentro del módulo [14].

El silicio empleado en estas células puede ser del tipo monocristalino o policristalino, dependiendo de la pureza de la materia prima. La diferencia entre ambos radica en que el último tipo presenta una eficiencia ligeramente reducida, que, de acuerdo a los fabricantes, se ve compensada en una disminución en el precio del kilovatio hora motivada por el menor costo de los dispositivos. La eficiencia promedio en dispositivos disponibles comercialmente de esta tecnología está en torno al 18 %. El máximo de eficiencia posible obtenido por algunos fabricantes en células monocristalinas está en 27,6 %, naturalmente en productos de un mayor costo [15].

2.3.3.2 Células de unión múltiple: Basadas en la unión de varias capas finas de material semiconductor dentro de una misma celda, generalmente de silicio, aunque se ha probado con otros materiales como arseniuro de galio. Cada una de estas capas es producida con un tratamiento especial que les proporciona distintas bandas de absorción del espectro de luz visible; variando la cantidad de uniones PN dentro de un material este tiene la capacidad de recibir mayor energía proveniente de distintas longitudes de onda de una señal electromagnética.

Han logrado ser implementadas células de dos, tres y cuatro uniones, con rendimientos máximos de 34,1 %, 44,4 % y 46,0 % respectivamente [15]. La eficiencia máxima de estos dispositivos se logra empleando sistemas de concentración, que son arreglos de lentes, espejos curvados y otros dispositivos ópticos que permiten concentrar la radiación solar en un punto específico. El uso de estos concentradores y el costo de fabricación de las células de capa fina hacen que el

valor de esta tecnología sea elevado y además se limite a condiciones ambientales especiales, por lo tanto, su uso se ha visto limitado a aplicaciones espaciales.

2.3.3.3 Tecnologías de película fina: Son diversos tipos de celdas solares formadas por láminas muy delgadas y flexibles de materiales fotovoltaicos, con grosores aproximados a 5 μm . Sus métodos de fabricación varían según el material empleado. En todas estas opciones hay características similares: bajo costo, alta robustez a los esfuerzos mecánicos, peso ligero, buena sensibilidad a las elevadas temperaturas y baja eficiencia. La difusión de su uso radica en su facilidad de instalación en tejados y fachadas

El material más común en la fabricación de estas células es el silicio amorfo, que es una variedad no cristalina del silicio, de mayor coeficiente de absorción a la luz solar, por lo que es ideal en la elaboración de láminas muy delgadas. Requiere una menor temperatura en su proceso de fundición, lo que permite utilizar sustratos de silicio de bajo costo y menor calidad, pero sufre degradación debido a la luz al inicio de su ciclo de operación. Su máxima eficiencia comprobada está en 13,6 % [15].

El telururo de cadmio (CdTe) es otro de los materiales sobre el que se ha investigado, debido principalmente a la diversidad de técnicas posibles para la fabricación de células, lo que implica un enorme potencial para la producción a gran escala. Con esta tecnología se han obtenido rendimientos del 22,1 %, pero el mayor inconveniente reside en el elevado costo de los materiales involucrados [15].

Las células solares de cobre, indio, galio y diselenuro (CIGS) han arrojado los mayores valores de eficiencia comprobada para este tipo de tecnologías, con un 23,3 %. Tienen el mayor coeficiente de absorción en los dispositivos de película fina y el costo de sus materiales es bastante bajo, pero su método de fabricación es complejo. El funcionamiento de estas células requiere que la capa de CIGS entre en contacto con una superficie compuesta de sulfuro de cadmio (CdS) para generar el efecto fotovoltaico, pero este último compuesto resulta ser bastante tóxico, lo que ha constituido una limitante en la implementación de soluciones de este tipo [15].

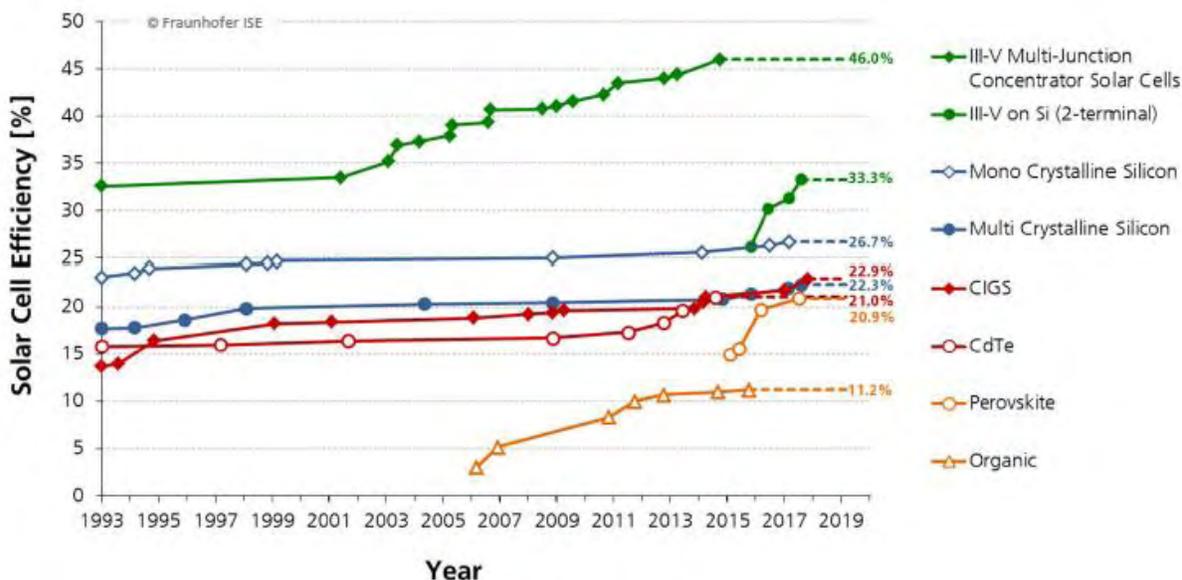


Gráfico 2.4 Eficiencia máxima obtenida en diversos tipos de tecnologías. [16]

2.3.3.4 Tecnologías fotovoltaicas emergentes: desarrolladas en su mayoría en las dos últimas décadas, las investigaciones hechas en todas ellas aún arrojan bajos niveles de eficiencia, pero tienen un potencial de crecimiento prometedor, debido a múltiples factores como el costo de la materia prima utilizada o la versatilidad en su forma de presentación. Algunas de las que más estudios han recibido son las siguientes:

Células de perovskita: Este tipo de célula aprovecha las excelentes propiedades fotovoltaicas de una estructura cristalina conocida como perovskita, que se hace presente en la naturaleza en pocas cantidades bajo la forma de un mineral del mismo nombre, constituido por titanato de calcio; sin embargo, esta estructura puede ser replicada fácilmente empleando elementos de bajo costo y abundante disponibilidad como iodo, bromo y plomo, en procesos de fabricación que requieren diez veces menos temperatura que la necesaria en la elaboración de una oblea de silicio.

Es la tecnología fotovoltaica de más reciente descubrimiento y a su vez la de más rápida evolución, pasando en sólo cinco años de un 5 % a un 22,1 % de eficiencia [15]. El principal inconveniente que se ha presentado para su implementación a gran escala es que hasta los momentos el tiempo de vida útil máximo promedio logrado en una celda de perovskita

solamente se acerca a 1000 horas, en comparación a los 25 años promedio de funcionamiento de una celda de silicio.

Células de kesterita: Surgen como alternativa a las limitaciones ambientales y económicas de los materiales empleados en las tecnologías de película fina y se basan en las propiedades fotovoltaicas de la kesterita, un compuesto semiconductor cuaternario constituido por cobre, zinc, estaño y azufre, que son elementos no tóxicos de gran abundancia en la corteza terrestre. Aun cuando su rendimiento es menor al de celdas CIGS y CdTe, no presenta los inconvenientes asociados a la toxicidad del cadmio, la escasez de indio y los elevados costos del galio, el selenio y el telurio. Su eficiencia comprobada alcanza un valor de 12,6 % [15].

Células sensibilizadas por colorante: Son células fotoelectroquímicas formadas por una capa de dióxido de titanio (TiO_2) de elevada rugosidad, que se impregna de un colorante fotosensible a base de rutenio, creando enlaces químicos entre ambos. Bajo la incidencia de fotones, el colorante libera electrones que son transferidos por gradiente de potencial químico al sustrato de TiO_2 generando una corriente eléctrica. Se ha obtenido una eficiencia del 11,9 % en estudios con esta tecnología [15]. El interés que genera su desarrollo reside en su bajo costo y la elevada transparencia de las celdas, lo que ofrece muchas opciones en sistemas de integración arquitectónica.

2.4 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.4.1 Instalación solar fotovoltaica

Una instalación fotovoltaica es un conjunto de dispositivos eléctricos y electrónicos que generan energía a partir de la radiación solar. El principal componente de este sistema es el módulo fotovoltaico, esencial en cualquier tipo de configuración de estos sistemas. El resto de equipos involucrados en el conjunto depende, en gran medida, de la aplicación a la que esté destinada la solución final.

De manera general estos sistemas pueden dividirse en subsistemas con una utilidad específica: un subsistema de captación conformado por los módulos fotovoltaicos interconectados y las estructuras físicas de soporte de estos, que le dan rigidez y estabilidad al conjunto; un subsistema

de almacenamiento, constituido por baterías, que tiene como propósito almacenar la energía generada que no esté siendo utilizada en el momento y pueda ser requerida en horas de ausencia de luz solar; un subsistema de regulación que tiene como función evitar que las baterías reciban más energía que la máxima permitida y de prevenir sobrecargas o descargas excesivas en estas que incidan en su rendimiento y en una reducción de su ciclo de vida útil; y un subsistema convertidor de corriente encargado de adaptar la corriente continua enviada por los paneles o las baterías a corriente alterna requerida por las cargas de la edificación.

Según la utilidad para la que sean designados, los sistemas fotovoltaicos pueden separarse en tres grandes grupos: conectados a red, autónomos y de bombeo. Los primeros producen energía para ser inyectada íntegramente en la red convencional. Dado que no necesitan satisfacer ninguna demanda de consumo de forma directa ni garantizar el mismo, no necesitan incorporar equipos de acumulación de energía. Para permitir el correcto acoplamiento con la red eléctrica estos sistemas incorporan un equipo inversor que adecúa la potencia producida por el generador fotovoltaico a las condiciones de la red del operador local.

Los sistemas autónomos abarcan una variedad muy amplia de aplicaciones, sin embargo, su característica común es la necesidad de satisfacer una demanda energética específica. Debido a esto, básicamente todos los sistemas del tipo autónomo incorporan un equipo de acumulación de energía. El escenario de aplicación más común de estos sistemas lo constituyen sistemas de electrificación rural para poblaciones alejadas de la red eléctrica convencional o equipos de transmisión de telecomunicaciones, como radioenlaces.

Por último, se encuentran los sistemas de bombeo, que emplean la energía eléctrica proveniente del generador fotovoltaico para accionar una motobomba que eleva y transporta agua desde un acuífero hasta un depósito o red de distribución. Sus aplicaciones incluyen suministro de agua para consumo humano o animal, riego de plantaciones y equipos de desalinización de agua.

2.4.2 Panel fotovoltaico

El módulo fotovoltaico es una agrupación de celdas solares en alguna configuración serie-paralelo que permite aprovechar las características eléctricas de estas, pero maximizadas con el fin de aprovechar sus prestaciones con el propósito de alimentar cargas convencionales.

Existen multitud de módulos diferentes, tanto por su configuración eléctrica como por sus características estructurales y estéticas. En general, la asociación de células es encapsulada en dos capas de EVA (etileno-vinilo-acetato), entre una lámina frontal de vidrio y una capa posterior de un polímero termoplástico (frecuentemente se emplea el tedlar), u otra lámina de cristal cuando se desee obtener módulos con algún grado de transparencia. Muy frecuentemente este conjunto es enmarcado en una estructura de aluminio anodizado con el objetivo de aumentar la resistencia mecánica del conjunto y facilitar el anclaje del módulo a las estructuras de soporte.

El vidrio frontal debe tener y mantener una alta transividad en la banda espectral en la que trabajan las células solares. Además, debe tener buena resistencia al impacto y a la abrasión. Su superficie debe estar hecha de forma que combine un buen comportamiento antirreflexivo con la ausencia de bordes o desniveles que faciliten la acumulación de suciedad, o que dificulten la limpieza de esta mediante la acción combinada del viento y la lluvia. Frecuentemente se emplea vidrio templado con bajo contenido en hierro con algún tipo de tratamiento antirreflexivo.

www.bdigital.ula.ve

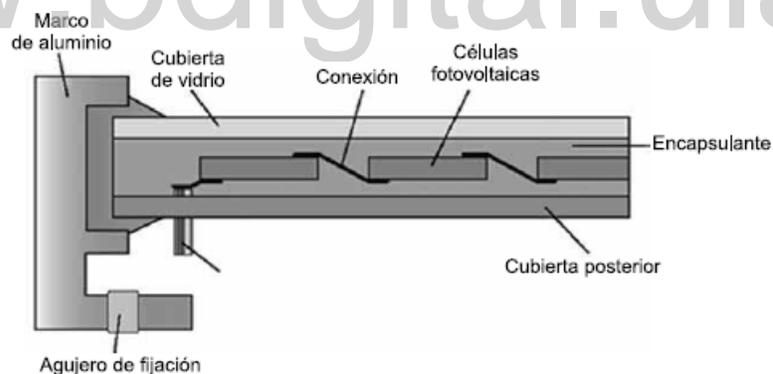


Figura 2.2 Componentes de un panel fotovoltaico. [17]

El número y configuración de celdas que componen un módulo varía según la potencia del mismo. Para las aplicaciones de menor potencia, generalmente sistemas autónomos que deben alimentar cargas pequeñas, suelen emplearse paneles de 36 celdas con potencias que van desde 5 W hasta 140 W y una tensión entre 12 V y 18 V. Un rango intermedio de módulos con potencias entre 140 W y 280 W y una tensión rondando 24 V, vienen en presentaciones que

emplean 60 celdas. Por último, los paneles con potencias superiores a 280 W, presentan combinaciones de 72 y 96 celdas con rangos de tensión de 30-50 V.

Las características eléctricas distintivas de un módulo fotovoltaico vienen definidas a partir de los parámetros de funcionamiento de una célula solar y son los siguientes:

- Corriente de cortocircuito, I_{sc} : Es la corriente que se obtiene de la célula cuando la tensión en sus bornes es de cero voltios y representa la máxima corriente que se puede obtener de la misma.
- Tensión de circuito abierto, V_{oc} : Es la tensión en el punto en que se igualan los procesos de generación y recombinación de electrones libres en el semiconductor, al ganar y perder energía respectivamente, y por lo tanto la corriente en la célula es nula; significa para este punto el máximo valor de tensión que se puede extraer de la célula.
- Potencia máxima, $P_{máx}$: Representa el valor máximo del producto entre la tensión y la corriente de la célula en un punto de funcionamiento con condiciones distintas a circuito abierto o cortocircuito. En estas condiciones se obtiene el mejor aprovechamiento de generación de la célula.
- Eficiencia, η : Representa la relación entre la potencia obtenida de la célula y la potencia de la luz solar incidente sobre ella. Se expresa en valor porcentual y es el parámetro que mejor define el rendimiento de una célula solar.

La medición de estos parámetros se realiza en laboratorio bajo ciertas condiciones de funcionamiento, denominadas como condiciones estándar de medida, caracterizadas de la siguiente manera:

- Irradiancia, G_{stc} : 1000 W/m² con incidencia normal.
- Temperatura de célula, T_c : 25 °C.
- Masa de aire, AM : 1,5.

Es común que los fabricantes proporcionen los valores de $P_{m\acute{a}x}$, V_{oc} , I_{sc} , V_{mpp} , e I_{mpp} , como parte de la información necesaria para la selección de los diversos equipos a conectarse al arreglo de módulos que conformen el generador fotovoltaico.

Al momento de su implantación en sitio, los paneles fotovoltaicos deben cumplir con ciertos parámetros de orientación e inclinación que garanticen su desempeño óptimo. La orientación, también conocida como azimut, puede interpretarse como el ángulo que forma el eje de visión de un observador ubicado en un punto cualquiera de la tierra respecto de la línea imaginaria formada entre el polo norte geográfico y la perpendicular del sol sobre la superficie terrestre en su punto de máxima elevación sobre el horizonte en el transcurso del día; su valor ideal para sistemas fotovoltaicos es de 0° , ya que en ese punto la superficie del panel tendría una incidencia perpendicular de los rayos solares en el momento de máxima elevación de su trayectoria diaria.

La inclinación representa el ángulo sobre el horizonte que requiere el panel para garantizar la incidencia mínima de rayos solares sobre su superficie en el punto de máxima distancia de la tierra respecto del sol en un punto geográfico determinado; el valor óptimo de inclinación varía en función de la latitud geográfica del lugar.

2.4.3 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) es un sistema cuyo propósito consiste en generar energía eléctrica en condiciones apropiadas que le permitan ser inyectada a la red del sistema interconectado nacional (SIN). Esta energía generada tiende a ser consumida total o parcialmente en las cercanías de su punto de producción, y el excedente se inyecta a la red para su distribución a otros puntos de consumo [18].

Los SFCR suelen asociarse a mecanismos de retribución que compensan al propietario por la energía que su sistema intercambia con la red, siendo los dos más comunes la retribución con prima y el balance neto. En el formato de retribución con prima el propietario recibe ingresos derivados del total de energía generada, independientemente de la que sea consumida en las cercanías del SFCR; la idea de este mecanismo es favorecer la máxima producción posible, siendo usado generalmente por operadores de red que venden su energía producida a usuarios finales. El formato de retribución por balance neto compensa los saldos de energía eléctrica

entre la generada y la consumida por una carga asociada al sistema; cuando la producción supera a la demanda de la carga, la red eléctrica absorbe el excedente puntual, generándose derechos de consumo diferido para el usuario, los cuales pueden ser ejercidos posteriormente cuando la producción del SFCR no sea la suficiente para satisfacer el consumo asociado [19].

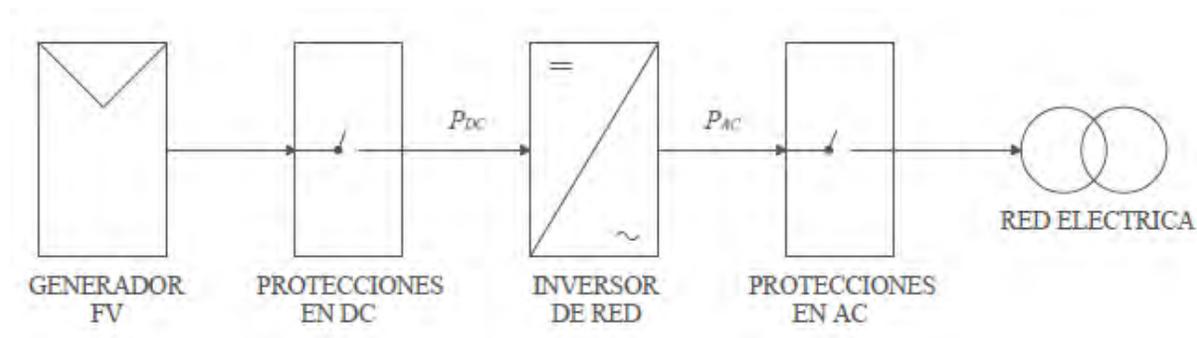


Figura 2.3 Esquema de componentes de un SFCR. Elaboración propia.

Estos sistemas suelen tener distinciones entre dos tipos diferentes de acuerdo a su instalación, que puede ser sobre suelo o en edificación. Si la instalación se realiza sobre suelo el SFCR puede ser estático, con una inclinación y orientación fija, o de seguimiento, con mecanismos que varían la posición del generador a lo largo del día para obtener siempre un valor máximo de radiación incidente, y que pueden tener desplazamiento por rotación sobre un eje horizontal o uno mixto horizontal y vertical. Cuando la instalación del SFCR se realiza sobre una edificación se distingue entre sistemas generales, de integración arquitectónica y de superposición. Se considera que existe integración arquitectónica cuando los módulos cumplen una doble función, tanto energética como arquitectónica y además sustituyen elementos constructivos convencionales o forman parte de la composición arquitectónica de la edificación. Si la implantación de los módulos se realiza en paralelo a la envolvente del edificio se considera que hay superposición. El sistema general se considera cuando la instalación de los módulos no concuerda con ninguno de los dos sistemas de instalación anteriormente mencionados.

2.4.3.1 Inversor de red: Es el equipo que realiza el acondicionamiento entre la señal en corriente continua suministrada por el generador fotovoltaico y la señal en corriente alterna requerida para el acoplamiento del sistema con la red eléctrica. Este dispositivo generalmente funciona como una fuente de corriente autoconmutada y sincronizada con la red.

Su proceso de funcionamiento inicia con la acción de un convertidor DC/DC que adecua la tensión de salida del generador a la tensión requerida por el puente inversor, que es la parte fundamental de este equipo. Como sea que el proceso de ajuste de la señal DC produce una serie de rizados en la señal de entrada del inversor, se emplea un filtro capacitivo que limita la variación en la tensión de entrada del inversor. Posteriormente la señal es procesada por un puente de conmutación, que mediante un arreglo de dispositivos semiconductores de potencia (MOSFET e IGBT, principalmente) permite obtener a su salida ondas de tensión y corriente alterna; esto es posible gracias a una conmutación controlada de los dispositivos que conforman el arreglo. El patrón de conmutación empleado se basa en la técnica de modulación de ancho de pulsos, que realiza una comparación entre una onda triangular y una onda de referencia que por lo general es del tipo sinusoidal, y mediante la emisión de pulsos de ancho variable según la diferencia de valores de amplitud de estas señales comparadas, permite distribuir el accionar de los dispositivos electrónicos de potencia, que entregarán una onda sinusoidal de amplitud ajustable a la salida del inversor. Acto seguido la señal pasa por otro filtro capacitivo encargado de eliminar la presencia de armónicos no deseados para que pueda ser inyectada en la red eléctrica. Debido a que la tensión de conexión del inversor a la red eléctrica es fijada por esta última y tiende a mantener un valor constante, se hace necesario que el equipo disponga de un dispositivo de control de corriente, además de elementos inductivos en la salida que actúen como filtros eliminando las variaciones abruptas de la corriente del sistema; por este motivo el comportamiento del equipo puede interpretarse como igual al de una fuente de corriente.

El sistema de control del inversor, además de regular la corriente de salida tiene otras funciones, siendo una de ellas encargarse de la localización y seguimiento del punto de máxima potencia del generador (MPP). Debido a que este punto varía en función de las condiciones de radiación y temperatura, el sistema de control debe ejecutar un algoritmo de búsqueda que permita localizarlo en todo momento, modificando según se requiera, algunas condiciones de trabajo del inversor, como la tensión de entrada y los patrones de conmutación del puente inversor. Esto implica que el inversor tenga la capacidad de controlar la tensión de trabajo del conjunto de paneles del generador fotovoltaico.

Otra de las funciones del sistema de control es monitorear la tensión y frecuencia de la red, y en caso de que llegue a existir un fallo en la misma que haga que alguno de estos parámetros se

encuentre fuera del rango permitido, se produzca una desconexión automática del sistema. Si en estas condiciones de tensión de red nula el sistema continúa aportando energía a las cargas asociadas al sistema, se produciría una condición de funcionamiento denominada modo isla, en la que variaciones en el balance de potencia activa entre la carga y el generador, ocasionaría fluctuaciones de la tensión de salida del sistema, y variaciones en la potencia reactiva de la carga ocasionaría alteraciones en el valor de la frecuencia. Ante esta situación, el inversor está en capacidad de desconectar al generador de la carga como medida de protección frente a un mal funcionamiento de la instalación.

La corriente eléctrica de salida de un inversor puede ser monofásica o trifásica. Generalmente los dispositivos monofásicos se emplean para potencias menores a 5 kW, aunque algunos modelos pueden llegar a trabajar en el rango de 15-18 kW. Los inversores trifásicos suelen ser utilizados para trabajar con potencias superiores a 10 kW, aunque en el mercado existen equipos especiales que pueden incorporarse a generadores pequeños a partir de 1 kW. Los modelos más avanzados de inversores permiten trabajar en configuraciones especiales, como conexiones en paralelo para sumar sus potencias e incorporar generadores de mayor producción, o arreglos trifásicos a partir de tres inversores monofásicos.

2.4.4 Sistemas fotovoltaicos autónomos

Un Sistema Fotovoltaico Autónomo (SFA) produce energía eléctrica para satisfacer el consumo de cargas no conectadas a la red, empleando para ello un sistema de acumulación energético que pueda suplir la solicitud de energía en aquellos periodos en los que la generación sea inferior al consumo. Este tipo de sistema debe aportar generación suficiente para satisfacer los requerimientos de una carga puntual, por lo tanto, no suele estar limitado a las restricciones de espacio que conllevan la integración al techo o la fachada de una edificación.

Existen cuatro tipos de configuraciones comúnmente empleadas para la implantación de los SFA. Cuando la edificación solamente tiene cargas en continua el generador apenas requiere de conectarse a un banco de acumulación y un regulador de carga y descarga, para cubrir la demanda. Si las cargas asociadas son de corriente alterna, a la configuración anterior ha de añadirse un inversor especial para conexiones aisladas. En el caso de que la demanda a cubrir sea del tipo mixto, el SFA funcionará con los mismos componentes del esquema anterior,

alimentándose la red local desde el subsistema de acumulación o el de inversión para las cargas en continua o en alterna respectivamente. El último caso está constituido por los llamados sistemas híbridos, que obedecen a condiciones particulares en las que se necesita de un sistema de generación de respaldo que aporte el déficit de energía presente y que por lo general suele ser un grupo electrógeno; habitualmente ambos sistemas de generación no entrarían en funcionamiento de forma simultánea, evitando de esta manera las consecuentes fallas de sincronismo. Para este último ejemplo el sistema podría requerir un equipo de rectificación que adapte la señal del grupo electrógeno en caso de que la carga a satisfacer trabaje con corriente continua [19].

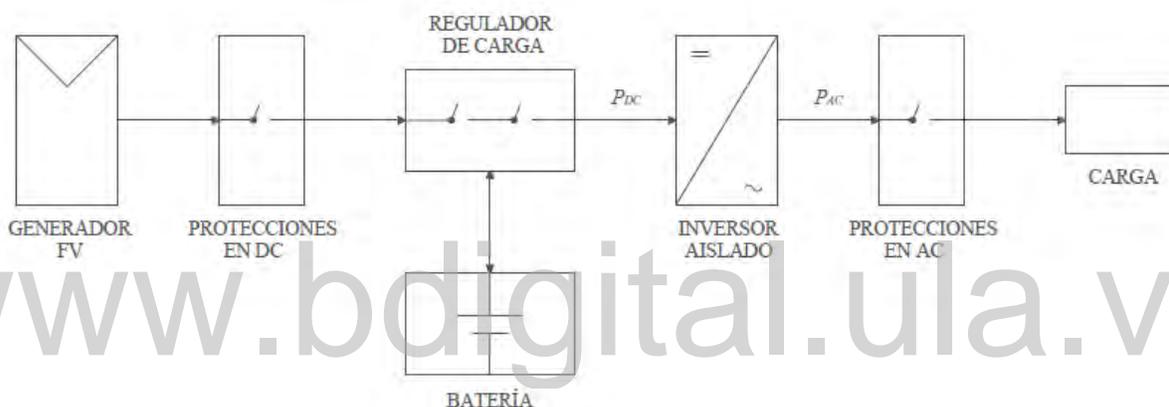


Figura 2.4 Esquema de componentes de un SFA. Elaboración propia.

2.4.4.1 Regulador de carga: Es un equipo electrónico capaz de evitar la sobredescarga y la descarga excesiva de un acumulador cuando se alcanzan determinados umbrales, generalmente definidos por la tensión en bornes de la batería. Para proteger al acumulador de la sobredescarga, el regulador puede desconectar el generador directamente de esta, en un modelo de funcionamiento que se conoce como regulador serie, o derivar la corriente de entrada hacia otro lugar, que puede ser la conexión de un conductor en cortocircuito o un implemento disipador, siendo esto un regulador del tipo paralelo. Si se trata de protección contra descarga excesiva, lo usual es desconectar los equipos que consumen carga de la batería mediante dispositivos de electrónica de potencia que realicen la conmutación solicitada, siendo este funcionamiento aplicable para los reguladores configurados para trabajo tanto en serie como en paralelo.

Para ambos umbrales de protección es siempre el acumulador quien impone la tensión del sistema, ya sea a los módulos, a los equipos de consumo o al menos al regulador. Esto implica que las cargas asociadas y el generador nunca están conectados de forma directa sin la intervención de la batería; de hecho, una de las funciones de este dispositivo es estabilizar la tensión del sistema para evitar fluctuaciones nocivas que afecten a los equipos de consumo asociados.

2.4.4.2 Baterías: Una batería es un dispositivo de almacenamiento recargable, capaz de almacenar energía eléctrica mediante una transformación de esta en energía electroquímica. Tiene la capacidad de proporcionar autonomía al sistema fotovoltaico, satisfaciendo los requerimientos de consumo en cualquier instante, independientemente de que existan o no condiciones de generación para el momento. También contribuye al adecuado funcionamiento del sistema al tener la capacidad de aportar picos de intensidad superiores a los proporcionados por el generador fotovoltaico y al estabilizar la tensión del sistema, evitando fluctuaciones dañinas en los equipos de consumo.

Existe una serie de definiciones importantes para entender la participación de las baterías dentro de los SFA:

- Capacidad nominal, C_b : Es la carga eléctrica en amperios-hora (Ah) que puede ser extraída de una batería hasta llegar a la descarga total.
- Régimen de carga/descarga: Es la corriente aplicada a una batería para restablecer o extraer su capacidad nominal. Se presenta como una relación entre la capacidad nominal y la corriente. Para ejemplificarlo mejor, si la capacidad de una batería es de 200 Ah, a un régimen de descarga C_{10} se extraerán 20 A en un tiempo de 10 horas.
- Estado de carga, S_oC : Es la razón obtenida al dividir la capacidad de una batería parcialmente cargada entre su valor de capacidad nominal. Este valor siempre oscilará entre 0 y 1.
- Profundidad de descarga: Es el complemento del estado de carga.
- Tensión de corte: Es el valor de tensión a la que finaliza la descarga de la batería. Depende del régimen de descarga y del tipo de batería.

- Eficiencia farádica: Es la relación entre la carga extraída durante la descarga y la carga requerida para restablecer el estado inicial.
- Eficiencia energética: Es la relación entre la energía extraída durante la descarga y la energía requerida para restablecer el estado inicial.

De manera muy general puede describirse la composición de la batería como un conjunto encapsulado que contiene un ánodo o electrodo positivo, un cátodo o electrodo negativo y una cantidad de electrolito, necesarios para que se genere una reacción electroquímica de oxidación-reducción. Más allá de las reacciones químicas que se producen dentro de la batería es importante tener claro que estos materiales están expuestos a procesos de degeneración que repercuten en la vida útil del dispositivo. Los fenómenos más frecuentes de degradación de los acumuladores incluyen corrosión de los terminales por exposición a ambientes agresivos y con altas temperaturas, corrosión de elementos internos producto de sobrecargas, sulfatación y cristalización de materiales debida a la operación durante largos periodos de carga y desprendimiento de material activo de los electrodos por operación continua en bajos estados de carga. La exposición a altas o bajas temperaturas también incide en una afectación negativa del rendimiento y tiempo de vida útil de las baterías. Incluso la falta de movimiento de las baterías produce estratificación del electrolito afectando su densidad y generando sedimentación en la parte baja del conjunto. A manera de resumen puede identificarse a la profundidad de descarga, el régimen de carga/descarga y la temperatura como los tres factores que más influyen en la reducción del ciclo de vida de una batería.

Puede distinguirse entre cuatro tipos de baterías empleadas en los SFA, según sus características de trabajo. Están las baterías de arranque, más conocidas por ser utilizadas en automóviles, que presentan un buen comportamiento en descargas de alta intensidad y buen rendimiento de descarga a bajas temperaturas, pero con poca resistencia al ciclado por lo que tienen una vida útil disminuida si se emplean para aplicaciones solares. Las baterías de tracción, muy usadas en elevadores eléctricos o aplicaciones que requieran elevadas corrientes de arranque, tienen capacidad de soportar un elevado número de ciclos profundos de carga-descarga pero requieren mantenimiento frecuente. Las baterías estacionarias, frecuentemente empleadas en sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS) o instalaciones remotas, suelen funcionar en régimen de

flotación, esto significa que solo deben aportar energía en casos eventuales; presentan resistencia a la corrosión y elevados niveles de fiabilidad a cambio de un costo muy elevado. Por último, se mencionan las baterías fotovoltaicas, de aplicación específica para instalación y uso en SFA, a diferencia de los otros tipos cuyo propósito inicial no está en ser destinadas a trabajar para estos sistemas; son esencialmente baterías de arranque o estacionarias que reciben modificaciones que les permiten adaptarse a las condiciones de trabajo de un SFA.

En lo referente a la tecnología y materiales empleados en las baterías las más comúnmente utilizadas son las de plomo-ácido. Son robustas y su precio es una ventaja, sin embargo, no son impermeables y requieren ventilación ya que liberan oxígeno e hidrógeno en su proceso de carga, además de ser sensibles a temperaturas extremas. Una opción mejorada de estas son las conocidas como baterías de gel, que también están hechas a base de plomo, pero tienen su electrolito inmovilizado en base a una solución de gel de sílice, evitando problemas por estratificación y emisión de gases; presentan un buen comportamiento ante descargas profundas y aumento de su vida útil, pero son muy sensibles a las sobrecargas.

La tecnología de más reciente expansión es la constituida por baterías de ion-litio que emplean litio y fosfato de hierro, tienen una mayor capacidad de almacenamiento de energía por unidad de volumen y un elevado rendimiento, su ciclo de vida útil es más largo ya que soportan una mayor cantidad de ciclos de descarga, aunque son bastante sensibles a las descargas profundas. Es de particular importancia resaltar el valor ambiental de esta tecnología ya que no emplea metales tóxicos y su impacto ecológico es reducido en comparación con las tecnologías basadas en plomo.

2.4.4.3 Inversor aislado: Este equipo tiene la misma función básica que la del inversor empleado en un SFCR, permitir la conversión de una señal de entrada DC en una de salida en AC para poder alimentar cargas en alterna. Debido a que los inversores de red no están conectados a una red con la que deben sincronizarse, funcionan como una fuente de tensión y no como una fuente de corriente; tampoco suelen incorporar la función de búsqueda del punto de máxima potencia ya que no deben adaptar la amplitud de su onda de salida a las condiciones presentes en la entrada del equipo.

El funcionamiento del inversor puede ocasionar la circulación de transitorios de corriente que el regulador de carga no es capaz de manejar adecuadamente. Por este motivo se recomienda que el equipo se conecte directamente a la batería, y no a la salida del regulador. Los inversores aislados suelen incorporar un mecanismo de regulación de descarga que permite esta conexión.

2.4.5 Protecciones eléctricas

Los sistemas fotovoltaicos contemplan una serie de mecanismos de protección destinados a resguardar la integridad física de los seres vivos que pudiesen interactuar con estos, y de los equipos que conforman dichos sistemas y que son susceptibles de verse afectados por fallos derivados de mal funcionamiento o condiciones ambientales adversas.

2.4.5.1 Protección de los usuarios: Enfocada en evitar contactos directos e indirectos entre un ser vivo y los equipos. Los contactos directos se dan entre las personas o animales y las partes activas de los materiales y equipos, que son aquellas que se encuentran bajo tensión eléctrica durante su servicio normal. Los contactos indirectos se producen entre personas o animales, con partes del sistema que se han puesto bajo tensión debido a una falla en el aislamiento eléctrico correspondiente.

Las medidas para evitar daños por contacto directo abarcan: aislamiento de las partes activas, protección de los sistemas por medio de barreras o envolventes, obstáculos arquitectónicos en el sitio, instalación alejada de las zonas de libre circulación y protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial-residual.

En la prevención de daños por contactos indirectos se emplean los siguientes recursos: corte automático de la alimentación en el momento del contacto para evitar que la fuente eléctrica continúe alimentando la fuga, uso de equipos con doble aislamiento o aislamiento reforzado, incluyendo los cables de alimentación de estos, y conexión a un sistema de puesta a tierra.

Todo el conjunto de medidas de protección necesarias puede resumirse en tres niveles: refuerzo del aislamiento de las partes activas, sistema de detección de aislamiento y puesta a tierra.

Es una práctica de uso común que en los sistemas fotovoltaicos la zona del generador y los equipos que trabajen en continua presenten aislamiento de todos sus conductores activos

respecto a tierra, pero las partes metálicas de las estructuras, gabinetes y marcos de los módulos se encuentren debidamente conectados a esta, en una configuración conocida como flotante; para el caso de los equipos que trabajen en alterna a partir de la salida del inversor, el conductor neutro y las partes metálicas deben conectarse a tierra, aunque de forma independiente.

2.4.5.2 Protección de los equipos: La protección de los equipos se enfoca en la prevención de daños ocasionados por el efecto de las descargas eléctricas producidas durante las tormentas y de fallos inherentes al funcionamiento de los equipos y los comportamientos de las cargas asociadas.

El efecto de una descarga eléctrica sobre un sistema fotovoltaico generalmente se manifiesta en forma de sobretensiones inducidas, que a su vez pueden originarse por acoplamiento de tipo galvánico, capacitivo o inductivo. El acoplamiento galvánico se da cuando la descarga se produce de forma directa sobre alguna parte del sistema y los elementos metálicos conducen la corriente de esta, produciéndose corrientes paralelas si el aislamiento de los cables o equipos no es capaz de confinar la corriente en el conductor.

El acoplamiento capacitivo en el generador se debe a la presencia de cargas positivas en la superficie terrestre que son atraídas por la carga negativa presente en la tormenta. Ya que la estructura física del sistema se encuentra directamente conectada a tierra, en el momento de producirse la descarga la distribución de cargas variará abruptamente; en este punto el sistema puede equipararse a un capacitor que se descarga de forma violenta, con una corriente circulante de valor elevado y una tensión respecto a tierra cambiando rápidamente en un instante de tiempo muy breve.

El acoplamiento inductivo se origina por la acción que sobre un conductor eléctrico ejerce el campo magnético variable asociado a la elevada corriente de la descarga eléctrica. La acción de este campo sobre el conductor produce una fuerza electromotriz proporcional a la variación de su flujo, desarrollándose una sobretensión inducida en sus extremos.

Como medida de protección a la sobretensión por acoplamiento galvánico se implementa un sistema integral de protección contra rayos (SIPRA) conformado por una o varias puntas captadoras de aluminio o acero inoxidable, conectadas entre sí por alambre de aluminio,

formando un anillo perimetral en la cubierta del edificio, que se extiende por bajantes del mismo conductor hasta enlazar con la malla de puesta a tierra ubicada en el suelo bajo la edificación.

De igual manera se instalan dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias (DPS) tanto en el lado de corriente continua como en el de alterna. Los DPS actúan como conmutadores controlados por tensión y se conectan entre los conductores activos y el punto de conexión a tierra, en paralelo con el equipo a proteger. Cuando la tensión en sus terminales es inferior al valor umbral de activación, el protector actúa como un elemento de alta impedancia; por el contrario, cuando se rebasa el valor umbral el dispositivo se comporta como una impedancia de valor cercano a cero, derivando la sobretensión a tierra y evitando que afecte a los receptores.

En lo referente a las fallas internas del sistema ocasionadas por mal funcionamiento o gestión del mismo, estas generalmente se deben a cortocircuitos por fallas en el aislamiento de las partes activas o sobrecargas de la red derivadas de un aumento en la demanda del usuario. A efecto de prevenir daños en ambas situaciones se incorporan interruptores termomagnéticos automáticos tanto del lado de continua como en el de alterna. Estos dispositivos ofrecen protección térmica ante una sobrecarga por medio de una lámina de material bimetálico que se expande ante un incremento de temperatura debido a la presencia de una sobrecorriente, accionando un mecanismo de corte de circulación de la electricidad; el componente magnético de la protección interrumpe el paso de electricidad por medio de un solenoide habilitado por el campo magnético variable ocasionado por la corriente transitoria de gran magnitud que circula durante un cortocircuito.

De manera adicional cada uno de los bloques de módulos que conforman el generador llevan un fusible que actúa ante el incremento de la corriente circulante en los conductores que llegan al regulador o al inversor. Estos elementos de protección se instalan de manera independiente en cada uno de los conductores, tanto aquellos de polaridad positiva como los de polaridad negativa.

2.4.6 Cableado

Los conductores eléctricos realizan el transporte de la electricidad desde el sitio de generación, pasando por todos los equipos involucrados en su almacenamiento, procesamiento y

distribución, hasta el punto de conexión del usuario final. Los sistemas fotovoltaicos emplean conductores de diferentes características para la conducción en continua y en alterna.

En la transmisión de corriente continua se utilizan los cables propiamente conocidos como fotovoltaicos, conformados por varios hilos de cobre suave con aislamiento sencillo en polietileno reticulado (XLPE) o aislamiento doble, con una cubierta interna de etileno propileno (EPR) y una cubierta externa en polietileno clorado (CPE). Los conductores con ambos tipos de aislamiento cumplen con los mismos valores de tensión máxima de operación y temperatura máxima de operación en el conductor, así como un comportamiento similar de sus aislamientos en cuanto a resistencia a la abrasión, exposición a la intemperie, bajas temperaturas y resistencia a los químicos, incluyendo gasolina y aceite. Estos cables pueden ser instalados en tuberías, directamente enterrados o expuestos a la intemperie, en ambientes secos, húmedos o mojados; también tienen aislamientos libres de halógenos con baja emisión de humos tóxicos y corrosivos y pueden incluir armaduras en aluminio, especiales para lugares con presencia de animales roedores e instalaciones de enterramiento directo con tráfico pesado. La diferencia entre ambos tipos de aislamiento la constituye el precio: el XLPE es más económico que el EPR+CPE, que a su vez justifica esta diferencia de costo en una mayor flexibilidad, lo que resulta conveniente al momento de su instalación.

Los conductores empleados en la parte de los sistemas que trabaja en corriente alterna son los mismos que se utilizan en cualquier instalación eléctrica doméstica o comercial: Cables de cobre con aislamiento en policloruro de vinilo recubierto en nylon termoplástico de alta temperatura (THHN) o polietileno con aditivos basados en óxidos metálicos libres de halógenos (HFFRLS). Para estos casos la selección del conductor se hace de acuerdo a lo impuesto por normativas locales, en función de la utilidad de las edificaciones y el número de ocupantes que estas tengan.

2.4.7 Estructuras de montaje

Constituyen los elementos físicos de soporte de los módulos fotovoltaicos. Proporcionan estabilidad al generador fotovoltaico, ajustadas al ángulo de inclinación calculado y ofrecen resistencia al volcamiento de la instalación por efecto del viento que puede ser lo suficientemente fuerte en superficies descubiertas como las azoteas de los edificios.

Las estructuras de aluminio constituyen la opción más comúnmente empleada, ligeras, de fácil montaje y resistentes a la corrosión, suelen tener forma de celosía para reducir el costo en materiales. Algunos modelos son proporcionados por los fabricantes con un ángulo de inclinación fijo a pedido del cliente y en otros casos existen estructuras con inclinación variable. Su fijación al terreno puede hacerse por anclaje sobre superficies sólidas y resistentes con pernos, o por integración a bloques de concreto prefabricado que se sujetan con la estructura.

Otra variante más económica son las estructuras prefabricadas, hechas en su totalidad de concreto con acabados agradables a la vista. Son robustas y pesadas, confiriendo una gran estabilidad al generador, disminuyen el riesgo de contactos indirectos por fallas de aislamiento del generador y con un costo menor que el de una estructura metálica.

2.5 NORMATIVA APLICABLE A LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A nivel mundial la normativa que rige los sistemas de energía solar fotovoltaica es elaborada por el comité técnico TC 82 de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), que es el organismo encargado de la normalización en las áreas de ingeniería eléctrica, electrónica y tecnologías relacionadas. Hasta la presente fecha este comité ha emitido 117 publicaciones concernientes a normas técnicas con sus correspondientes actualizaciones. Las normas técnicas que se publican a nivel regional en muchos países son adaptaciones de los documentos originales provenientes de la IEC.

En Colombia, el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), a partir de los años noventa se ha dado a la tarea de publicar la normativa relacionada con las energías renovables, siendo algunas de las más importantes y pertinentes al tema fotovoltaico las siguientes:

- NTC 1736: Energía solar. Definiciones y nomenclatura.
- NTC 2775: Energía solar fotovoltaica. Terminología y definiciones.
- NTC 4368: Eficiencia energética. Sistemas de calentamiento de agua con energía solar y componentes.
- NTC 4405: Eficiencia energética. Evaluación de la eficiencia de los sistemas solares fotovoltaicos y sus componentes.

- NTC 5287: Celdas y baterías secundarias para sistemas de energía solar fotovoltaica. Requisitos generales y métodos de ensayo.
- NTC 5433: Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.
- NTC 5549: Sistemas fotovoltaicos terrestres. Generadores de potencia. Generalidades y guía.
- NTC 5627: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Calificación del diseño y ensayos ambientales.
- GTC 108: Especificaciones para sistemas de calentamiento de agua con energía solar, destinada al uso doméstico.
- GTC 114: Guía de especificaciones de sistemas fotovoltaicos para suministro de energía rural dispersa en Colombia.
- NTC 5710: Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos productores de energía.

Estas normas de aplicación técnica se reducen al ámbito de los sistemas fotovoltaicos, sin embargo, al momento de la implementación de estos, su integración con el conjunto de instalaciones eléctricas de una edificación debe hacerse respetando los criterios y lineamientos base del Código Eléctrico Colombiano o norma NTC 2050.

CAPÍTULO 3

PARÁMETROS DE DISEÑO Y ANÁLISIS

Este capítulo aborda la metodología a seguir en el proceso de diseño del sistema fotovoltaico y su análisis económico. Presenta una descripción de los criterios técnicos, fórmulas matemáticas y lineamientos base que se deben cumplir para obtener un resultado eficiente en la puesta en práctica de una solución operativa.

3.1 DISEÑO DEL SISTEMA

Corresponde al dimensionamiento físico de la solución, tamaño y configuración del generador, selección de los equipos a utilizar según el propósito del sistema, y cálculo de protecciones eléctricas y estructuras complementarias.

3.1.1 Estimación de la demanda eléctrica

La demanda eléctrica de una edificación se define a partir del consumo diario (C_{Di}) en kilovatios hora, totalizando el producto del consumo de cada una de las cargas asociadas por sus respectivas cantidades y tiempo de funcionamiento, empleando para ello la siguiente ecuación:

$$C_{Di} = P \times n \times t \quad (3.1)$$

P = Potencia nominal de cada una de las cargas.

n = número de equipos de la carga.

t = tiempo diario de funcionamiento de la carga en horas.

La sumatoria de todos los consumos diarios involucrados define el consumo energético teórico (E_t), también expresado en kilovatios hora:

$$E_t = \sum C_{Di} \quad (3.2)$$

Sobre este consumo teórico se calcula el consumo real (E_d), que considera un incremento que compense las pérdidas asociadas a la eficiencia de la instalación (η):

$$E_d = \frac{E_t}{\eta} \quad (3.3)$$

$$\eta = \eta_{reg} \times \eta_{bat} \times \eta_{inv} \times \eta_x \quad (3.4)$$

η_{reg} = eficiencia debido al rendimiento del regulador. Suele depender de la tecnología utilizada, pero si se desconoce, se puede escoger un valor por defecto del 90 %.

η_{bat} = eficiencia debido al rendimiento de la batería. Su valor suele oscilar entre 75 % y un 90 %, pudiendo ser mayor en algunas tecnologías.

η_{inv} = eficiencia debido al rendimiento del inversor. Sus valores por defecto suelen oscilar entre el 85 % y el 98 %.

η_x = eficiencia que considera las pérdidas en los conductores.

El uso de las variables que determinan el rendimiento del sistema dependerá de su función de integración. En el caso de los SFCR las variables relacionadas con el subsistema de acumulación se asumirán con un valor unitario.

3.1.2 Orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos

La orientación (α) recomendada para los módulos fotovoltaicos es de 0° grados en dirección sur si el sistema está implementado en el hemisferio norte, o de 0° en dirección norte si el sistema se encuentra en el hemisferio sur. En sistemas ubicados en edificaciones ya existentes, esta orientación viene determinada por las condiciones de emplazamiento de la construcción, sin embargo, una desviación acimutal de +/- 30° es permisible sin acarrear pérdidas energéticas significativas [13].

La inclinación (β) del panel se estimará de acuerdo a la siguiente fórmula y en función a la latitud (θ) del lugar:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69|\theta| \quad (3.5)$$

En cualquier caso, es necesario que la inclinación mínima no se encuentre por debajo de 15° para permitir que la suciedad acumulada en la superficie del panel pueda ser retirada por la lluvia, por lo tanto, en ubicaciones geográficas cercanas al ecuador primará este criterio.

Las pérdidas límite porcentuales por orientación e inclinación no podrán superar el 10 % para ubicación de módulos en caso general, 20 % para superposición y 40 % en el caso de integración arquitectónica. Estas pérdidas se calculan de acuerdo a la siguiente formula:

$$15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$100 \cdot \left[1,2 \cdot 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2 \right] \quad (3.6)$$

$$\beta \leq 15^\circ$$

$$100 \cdot \left[1,2 \cdot 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 \right] \quad (3.7)$$

La distancia mínima de separación entre filas de paneles para evitar pérdidas por sombreado mutuo y garantizar un mínimo de 4 horas de exposición solar en torno al mediodía se calcula de acuerdo a:

$$d = \frac{h}{\tan(67^\circ - \theta)} \quad (3.8)$$

$$h = L \cdot \sin \beta \quad (3.9)$$

L representa la longitud del módulo fotovoltaico, aplicándose esta última ecuación a casos donde la altura que produce el sombreado sea proveniente de un módulo y su respectiva inclinación.

3.1.3 Configuración del generador fotovoltaico

El número total de paneles (N_t) en función de la carga real del sistema se calcula por medio de la siguiente fórmula:

$$N_t = \frac{E_d}{PR \times W_p \times HPS} \quad (3.10)$$

PR = *performance ratio*.

W_p = potencia pico del panel seleccionado.

HPS = horas pico solares.

El *performance ratio* es un factor concebido para incluir todas las pérdidas de un sistema fotovoltaico que no tienen dependencia directa con las condiciones meteorológicas. Debido a que las pérdidas ocasionadas por los equipos y conductores se consideran en el rendimiento (η), no se contemplan aquí.

Los factores que habitualmente influyen en el PR son: dispersión de parámetros entre los módulos del generador, asociada a variaciones en el comportamiento de dispositivos con características similares; tolerancia de potencia de los módulos respecto a sus características nominales, suele venir dada por el fabricante; temperatura de funcionamiento de los módulos y disponibilidad general del sistema, referida al tiempo en que el sistema se encuentra fuera de funcionamiento debido a revisiones, mantenimiento o fallas. Los rangos permitidos para estos diversos factores son mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 3.1 Factores de pérdidas que definen el *performance ratio* y valores propuestos. Perpiñán, Colmenar & Castro (2012).

| Factor de pérdidas | Valor |
|--|-------------|
| Dispersión de parámetros entre módulos | 2 % - 4 % |
| Tolerancia de potencia del módulo | 3 % |
| Temperatura de funcionamiento del módulo | 5 % - 8 % |
| Disponibilidad general del sistema | 0,5 % - 1 % |

Se permite un sobredimensionamiento de la carga real hasta en un 20 % con la finalidad de tener un margen de cobertura ante posibles aumentos de la demanda.

Si se define previamente la tensión total en continua del generador como parámetro de diseño puede determinarse el número de módulos en serie (N_s) a través de:

$$N_s = \frac{V_{gfv}}{V_{mpp}} \quad (3.11)$$

V_{gfv} = tensión en corriente continua del generador

V_{mpp} = tensión en el punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico

El número de paneles en paralelo (N_p) se determina escogiendo el mayor valor obtenido entre las dos siguientes ecuaciones:

$$N_t = N_s \times N_p \quad (3.12)$$

$$N_p = \frac{E_d \times V_{gfv}}{\eta \times I_{mpp} \times HPS} \quad (3.13)$$

I_{mpp} = corriente en el punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico.

η = rendimiento del sistema.

Eventualmente puede presentarte la circunstancia de que el dimensionamiento del generador no se realice a partir del espacio disponible sino de las especificaciones técnicas de los equipos disponibles, bien sea un inversor de red o un regulador de carga de baterías, que son los dos elementos presentes en un sistema solar que reciben la señal directamente de los paneles. Cuando este es el caso que condiciona el diseño, generalmente se parte de los valores de tensión, corriente y potencia del generador, para los que la variable N , correspondiente al número de paneles empleados, quedará a criterio del diseñador del sistema. Los valores de interés en esta situación se obtendrán por medio de:

$$V_{gfv} = N_s \times V_{mpp} \quad (3.14)$$

$$I_{gfv} = N_p \times I_{mpp} \quad (3.15)$$

$$P_{gfv} = N_t \times W_p \quad (3.16)$$

3.1.4 Escenario de sistema fotovoltaico conectado a la red

3.1.4.1 Selección del inversor de red: Deben cumplirse las siguientes condiciones para asegurar que la tensión suministrada por el generador estar dentro del rango de operación de la ventana de búsqueda del punto de máxima potencia del inversor

$$V_{\max inv} \geq V_{oc} \times N_s \quad (3.17)$$

$$V_{\min inv} \leq V_{mpp} \times N_s \quad (3.18)$$

$$I_{\max inv} > I_{sc} \times N_p \quad (3.19)$$

Estas condiciones son de gran utilidad cuando se requiere dimensionar el generador fotovoltaico a partir de las características del inversor ya seleccionado por el diseñador; en la práctica esto ocurre generalmente, ya que es más fácil ajustar la configuración serie-paralelo de un bloque de módulos a las especificaciones eléctricas de los inversores disponibles en el mercado.

También es necesario cumplir con la siguiente condición en cuanto a la potencia máxima de trabajo del inversor:

$$P_{inv} = F_{S_{inv}} \times P_{gfv} \quad (3.20)$$

$F_{S_{inv}}$ = factor de seguridad de potencia recibida por el inversor, su valor suele estimarse como mayor o igual a 0,8.

3.1.5 Escenario de sistema fotovoltaico autónomo

3.1.5.1 Selección del regulador de carga: El equipo seleccionado debe cumplir con las restricciones necesarias de corriente de cortocircuito y tensión del generador fotovoltaico.

$$I_{sct} = F_S \times I_{sc} \times N_p \quad (3.21)$$

$$I_{sct} < I_{reg} \quad (3.22)$$

I_{sct} = corriente de cortocircuito total del generador.

F_s = factor de seguridad de corriente establecido por norma, su valor es 1,25.

$$V_{mppt\ min} < V_{gfv} < V_{mppt\ max} \quad (3.23)$$

$V_{mppt\ min}$ = tensión mínima de entrada de la ventana MPPT del regulador.

$V_{mppt\ max}$ = tensión máxima de entrada de la ventana MPPT del regulador.

$$V_{oc\ gfv} < V_{max\ reg} \quad (3.24)$$

$V_{oc\ gfv}$ = tensión máxima de salida o tensión de circuito abierto del generador.

$V_{max\ reg}$ = tensión máxima de entrada permitida por el regulador.

3.1.5.2 Dimensionamiento del banco de baterías: Se realiza el cálculo de la capacidad útil (C_u) requerida, y la capacidad nominal (C_b) del subsistema de acumulación a implementar, mediante:

$$C_u = \frac{E_d \times N}{V_{bat}} \quad (3.25)$$

$$C_b = \frac{C_u}{P_d} \quad (3.26)$$

V_{bat} = tensión nominal de la batería.

P_d = profundidad de descarga.

Se recomienda seleccionar un valor de profundidad de descarga entre 0,3 y 0,6 veces la capacidad nominal de la batería para evitar descargas excesivas del sistema. Para sistemas en condiciones de descarga profunda el valor máximo permitido es de 0,8 veces la capacidad nominal de la batería a emplear.

La cantidad requerida de baterías en función de la capacidad nominal del dispositivo se determina por medio de:

$$N_{bat} = \frac{C_b}{C_{bat}} \quad (3.27)$$

3.1.5.3 Selección del inversor aislado: Es una práctica recomendable que la potencia nominal del inversor en uso continuo sea estimada entre un 10 % y un 20 % por encima que la de la carga a alimentar, a fin de que el equipo esté en capacidad de cubrir una eventual condición de sobrecarga.

$$P_{inv} \geq 1,1 \times P_{carga} \quad (3.28)$$

Respecto de la corriente debe cumplirse con las siguientes condiciones impuestas en cuanto a su valor máximo permitido a la entrada y salida del dispositivo:

$$I_{ent\ inv} > 1,25 \times I_{bat} \quad (3.29)$$

$$I_{sal\ inv} > 1,25 \times I_{carga} \quad (3.30)$$

Por otro lado, al definir la tensión debe recordarse que su valor de entrada vendrá establecido por la tensión total de trabajo planificada para el banco de acumuladores.

3.1.6 Cálculo de los conductores

Para determinar el calibre del conductor se escoge el mayor valor obtenido entre la comparación de los criterios térmico o de capacidad de corriente y de máxima caída de tensión.

Para todos los tramos del sistema el criterio térmico para selección del conductor debe cumplir la siguiente condición:

$$I_{cond} \geq 1,25 \times I_{nom} \quad (3.31)$$

El criterio de máxima caída de tensión varía según el tipo de corriente. Para el cálculo de los conductores en corriente continua, así como los de corriente alterna en una red monofásica es el siguiente:

$$S = \frac{2 \times l \times I_{nom}}{\sigma \times \Delta V} \quad (3.32)$$

Para el cálculo de conductores de corriente alterna en una red trifásica la ecuación tiene una variación:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times l \times I_{nom}}{\sigma \times \Delta V} \quad (3.33)$$

S = sección transversal del conductor.

I_{nom} = corriente nominal circulante por el conductor.

l = longitud del tramo de conductor.

σ = conductividad eléctrica del cobre.

ΔV = caída de tensión permitida.

Para sistemas fotovoltaicos se recomienda considerar una caída de tensión máxima de 1,5 % entre el generador y el punto de conexión a la red de distribución; este valor abarca la totalidad de ramales tanto del lado de continua como el de alterna del sistema. A pesar de lo sugerido, la normativa que rige el cálculo de los conductores establece que en los sistemas fotovoltaicos el criterio de caída de tensión tendrá el mismo tratamiento que en una red de distribución convencional, pudiendo permitirse hasta un 5 % de caída de tensión en todo el conjunto [20], evidentemente distribuyéndose este valor entre sus tramos a criterio del diseñador.

3.1.7 Cálculo de las protecciones eléctricas

Las protecciones en corriente continua del sistema fotovoltaico comprenden fusibles en cada polo de los ramales del generador, así como descargadores de sobretensión y un interruptor totalizador termomagnético en paralelo a la entrada del inversor o regulador. El conjunto de protección eléctrica comprendido para el lado de corriente alterna del conjunto incluye descargadores de sobretensión en paralelo a la salida del inversor y un interruptor totalizador termomagnético junto con un interruptor diferencial en el punto de conexión a la red de distribución.

La selección de los fusibles debe seguir el siguiente criterio:

$$I_{fus} = 1,25 \times I_{ramal} \quad (3.34)$$

Para el caso del totalizador tanto en continua como en alterna el criterio a cumplir es:

$$I_{breaker} \geq I_{total} \quad (3.35)$$

Es necesario considerar que cuando el interruptor recibe la contribución de corriente de varias cadenas de bloques, o la salida de varios inversores, el valor de este se definirá por medio de:

$$I_{breaker} \geq N_{ramas} \times I_{nom} \quad (3.36)$$

El dispositivo de protección contra sobretensión debe cumplir con la restricción de tensión mínima:

$$V_{dps} \geq V_{gf\dot{v}} \quad (3.37)$$

3.2 ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA

Se basa en realizar un balance entre los recursos necesarios para la implementación del sistema, los costos totales de operación del proceso y el valor de los ingresos que se aspira obtener en el período de vida útil de la instalación, con el fin de determinar si es rentable proceder con la ejecución del proyecto. Este estudio se realiza cuando existe un mercado potencial que el proyecto pueda cubrir y una vez que este ha sido determinado como técnicamente factible.

3.2.1 Inversión del proyecto

Se toma en cuenta el valor de compra de todos los equipos y materiales empleados, más la mano de obra utilizada, además de las obras civiles de adecuación en caso de ser requeridas. El costo de los materiales debe incluir el porcentaje de desperdicio en el caso de aquellos insumos del tipo instalable.

$$\text{Costo inicial} = \sum \text{costo equipos} + \sum \text{costo materiales} + \sum \text{mano de obra} \quad (3.38)$$

3.2.2 Ingresos del proyecto

Los ingresos obtenidos por un sistema fotovoltaico obedecen al ahorro en el costo de energía proveniente del SIN que se deja de pagar al operador eléctrico local. Se miden en función de los kilovatios hora diarios generados por el sistema, tomándose como referencia el valor mensual de horas pico solares disponibles durante un determinado día.

$$\text{Ahorro mensual} = \text{Costo mensual kWh del operador de red} \times \text{HPS} \times \text{días del mes} \quad (3.39)$$

$$\text{Ahorro anual} = \sum \text{ahorros mensuales} \quad (3.40)$$

3.2.3 Costos del proyecto

Comprende los gastos de operación y mantenimiento del sistema, no asociados a reposición de equipos o dispositivos, sumados a la depreciación de los activos del mismo, que puede interpretarse como un costo asociado debido a la pérdida de valor de la inversión original.

Los costos por operación y mantenimiento se determinan por la siguiente relación:

$$\text{Costo anual } O \text{ y } M \leq 0.007 \times \text{costo inicial} \quad (3.41)$$

Teóricamente es muy difícil determinar los costos de operación y mantenimiento de una solución fotovoltaica ya que su valor real depende de circunstancias variables como los niveles de contaminación y las condiciones pluviométricas del sitio, considerando que la mayor proporción de estos gastos corresponden a la limpieza de los paneles solares.

La depreciación de activos se calcula aplicando el método de la suma de los dígitos o depreciación acelerada, según recomendación de la legislación vigente [21]. La aplicación de este método puede calcularse para cada año i de vida del activo a partir de su primer año mediante:

$$D_t = d_i (V_{in} - V_s) \quad (3.42)$$

$$d_i = \frac{(n-i+1)}{s} \quad (3.43)$$

$$s = \frac{[n(n+1)]}{2} \quad (3.44)$$

D_t = depreciación anual.

d_i = tasa de depreciación anual.

V_{in} = valor inicial.

V_s = valor de salvamento.

s = sumatoria de los dígitos del total de años.

n = vida útil en años.

La depreciación acumulada será el total de la suma de valores de depreciación anual para los n períodos de vida útil del sistema [22].

3.2.4 Retorno de la inversión

Se determina para cada año como la diferencia entre la inversión no recuperada y el flujo de caja para ese período, totalizándose para los n años de vida útil del proyecto mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Retorno de inversión total} = \Sigma (\text{inversión no recuperada} + \text{flujo de caja}) \quad (3.45)$$

El flujo de caja viene determinado por la diferencia entre ingresos y costos asociados del proyecto.

Este método de análisis es de tipo estático debido a que no puede tomar en consideración el valor real del dinero a lo largo del tiempo, sin embargo, es un indicador de riesgo de mucha utilidad ya que permite analizar la incertidumbre generada sobre la rentabilidad de la inversión en función del tiempo de recuperación estimado en los cálculos.

CAPÍTULO 4

DIMENSIONAMIENTO Y ESTUDIO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

En este capítulo se realizan todos los cálculos y análisis relacionados con el proyecto real del sistema fotovoltaico a implementar. El estudio comprende dos escenarios: un sistema conectado a red y un sistema autónomo. Cada uno de estos casos presenta detalladamente su proceso de diseño, así como su respectivo estudio de viabilidad económica.

4.1 DIMENSIÓN PERMITIDA DEL GENERADOR EN FUNCIÓN DE LA ARQUITECTURA

Para este proyecto la generación máxima estará limitada por el espacio disponible en la cubierta del edificio. Según la arquitectura de la edificación se contemplan dos zonas para instalación de los paneles.

Zona 1 = Ubicada al costado noroeste de la edificación, en una zona delimitada por senderos peatonales, la propuesta de arquitectura contempla tres hileras paralelas con las siguientes dimensiones:

Área 1 = 682 cm x 216 cm.

Área 2 = 854 cm x 216 cm.

Área 3 = 1024 cm x 216 cm.

Zona 2 = Cubierta de hall de ascensores y escaleras, se divide en dos áreas separadas por la casa de máquinas de los elevadores:

Área 4 = 1058 cm x 508 cm.

Área 5 = 1058 cm x 252 cm.

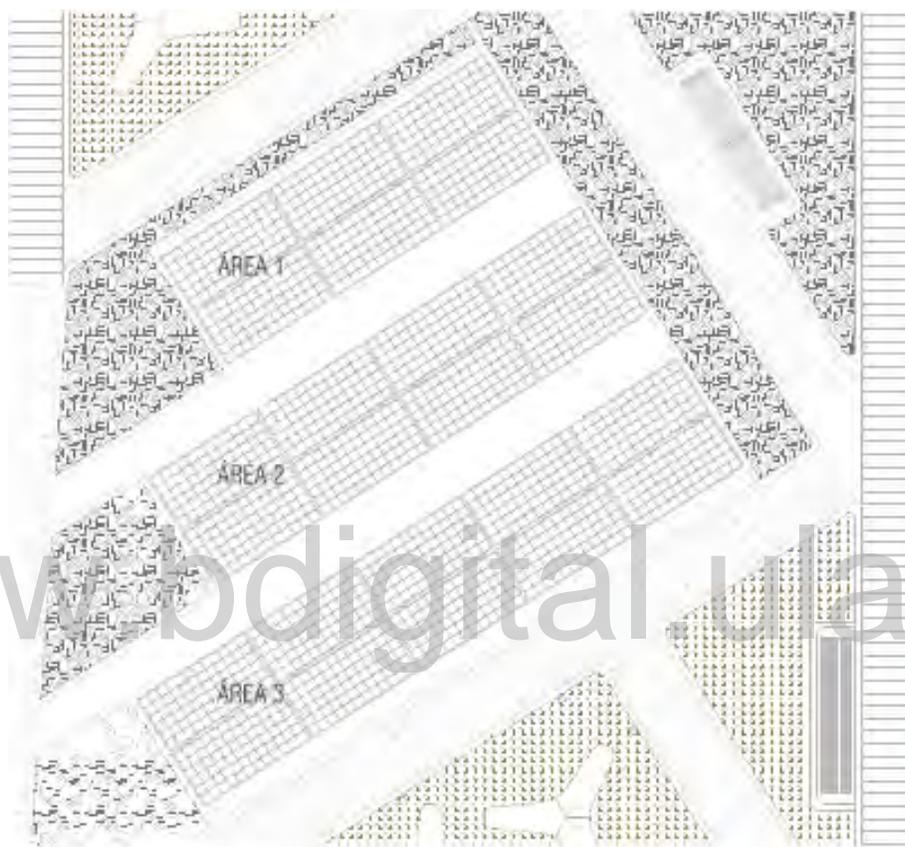


Figura 4.1 Vista de planta de la zona 1.

El módulo fotovoltaico se selecciona de acuerdo al mayor valor de potencia disponible comercialmente a fin de aprovechar el espacio disponible; esto a su vez implica que sus dimensiones son las máximas entre toda la gama de dispositivos disponibles en el mercado.

Las dimensiones del módulo, obtenidas de la ficha técnica del fabricante, son las siguientes:

Largo = 195,6 cm \pm 0,2 cm.

Ancho = 99,2 cm \pm 0,2 cm.

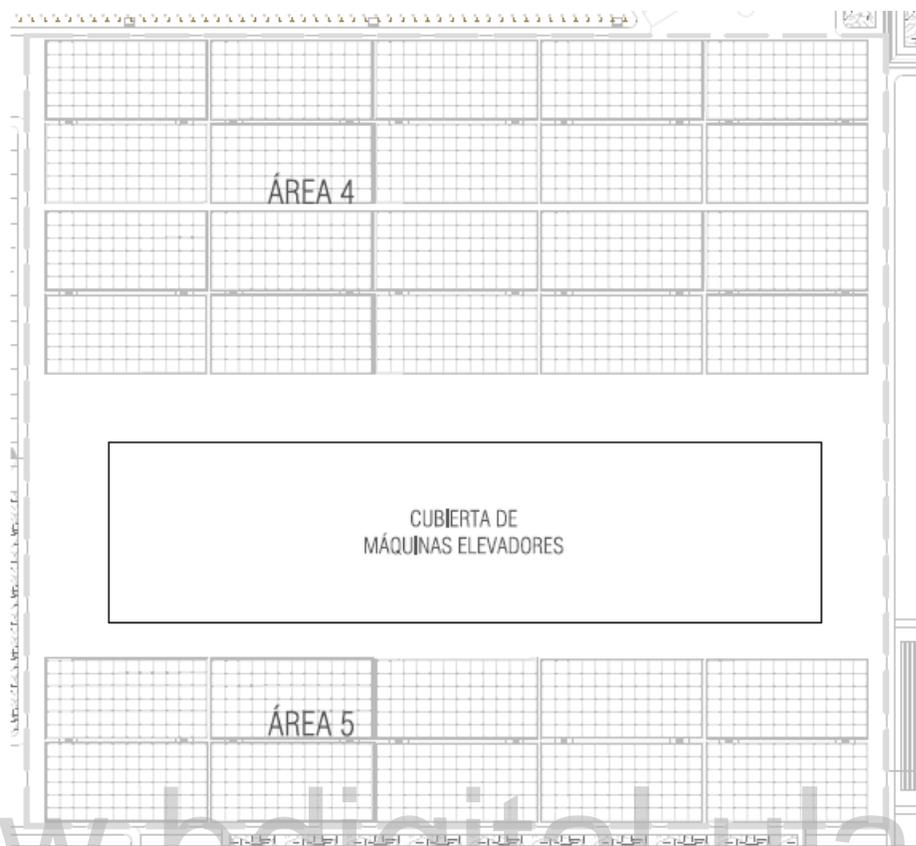


Figura 4.2 Vista de planta de la zona 2.

Con estas medidas se calcula la ocupación posible en cada una de las áreas disponibles.

Para el área 1:

$$N_L = \frac{682 \text{ cm}}{195,8 \text{ cm}} = 3,48 \approx 3$$

$$N_A = \frac{216 \text{ cm}}{99,4 \text{ cm}} = 2,17 \approx 2$$

Se puede implementar un arreglo en un bloque de 3x2 paneles en disposición horizontal.

Para el área 2:

$$N_L = \frac{854 \text{ cm}}{195,8 \text{ cm}} = 4,36 \approx 4$$

$$N_A = \frac{216 \text{ cm}}{99,4 \text{ cm}} = 2,17 \approx 2$$

Se puede implementar un arreglo en un bloque de 4x2 paneles en disposición horizontal.

Para el área 3:

$$N_L = \frac{1024 \text{ cm}}{195,8 \text{ cm}} = 5,23 \approx 5$$

$$N_A = \frac{216 \text{ cm}}{99,4 \text{ cm}} = 2,17 \approx 2$$

Se puede implementar un arreglo en un bloque de 5x2 paneles en disposición horizontal.

Para el área 4:

$$N_L = \frac{1058 \text{ cm}}{195,8 \text{ cm}} = 5,40 \approx 5$$

$$N_A = \frac{508 \text{ cm}}{99,4 \text{ cm}} = 5,11 \approx 5$$

Podría tomarse el valor de 5 paneles para N_A , sin embargo, la ocupación casi total del área a lo ancho incidiría en problemas por falta de espacio libre en caso de que sea requerido circular por la cubierta para realizar labores de mantenimiento. Se asumirá un valor de $N_A = 4$. Considerado esto, se puede implementar un arreglo en un bloque de 5x4 paneles en disposición horizontal.

Para el área 5:

$$N_L = \frac{1058 \text{ cm}}{195,8 \text{ cm}} = 5,40 \approx 5$$

$$N_A = \frac{252 \text{ cm}}{99,4 \text{ cm}} = 2,53 \approx 2$$

Se puede implementar un arreglo en un bloque de 5x2 paneles en disposición horizontal.

Sumando los datos anteriores, el total de paneles ubicables en cada zona de la cubierta se resume en las siguientes cantidades totales:

$N_{zona 1} = 24$ paneles.

$N_{zona 2} = 30$ paneles.

El total de paneles que podrán colocarse sobre las dos zonas disponibles de la cubierta es de 54 unidades, aunque este valor debe corroborarse con la validación de distancias mínimas requeridas para evitar las pérdidas por sombreado.

Conocida la cantidad de paneles puede calcularse la capacidad real de generación que proporcionaría la instalación mensualmente de acuerdo a una modificación en la ecuación (3.1), de la siguiente manera:

$$E_d = N_t \times PR \times W_p \times HPS$$

Para este proceso es necesario definir previamente las variables involucradas:

- La potencia máxima generada por el panel solar seleccionado en condiciones estándar de medida es de 345 Wp.
- Los promedios mensuales de horas pico solares para la ciudad de Bogotá se toman del atlas de radiación solar de Colombia publicado por el IDEAM.

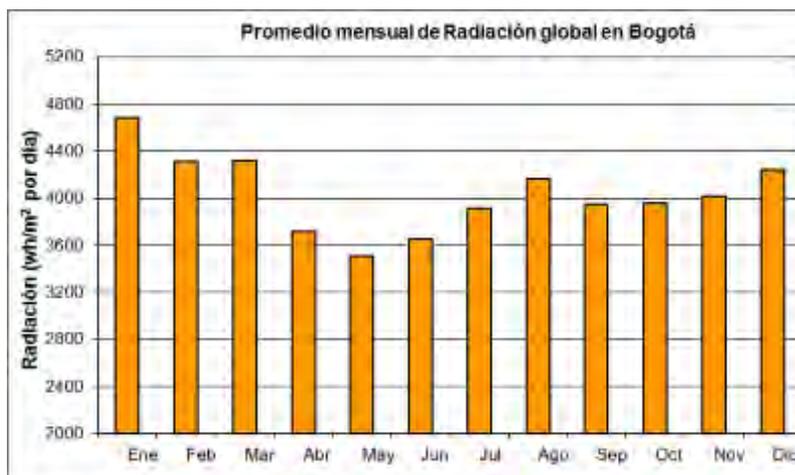


Gráfico 4.1 Promedio mensual de radiación global en Bogotá. [23]

- El valor para el *Performance Ratio* se establece asumiendo las pérdidas mínimas posibles para cada uno de sus parámetros, descritos en la tabla 3.1, debido a que se implementará una solución monomarca que reducirá la dispersión de parámetros por diferencias en los dispositivos instalados, a la relativa estabilidad de la temperatura en la región a lo largo del año y a que se considera que los días que requerirán de paradas del sistema por revisión y mantenimiento sean los menos posibles. De todos estos criterios se obtuvo un *PR* igual a:

$$PR = 1 - 0,02 - 0,03 - 0,05 - 0,005 = 0,899$$

Los resultados de la producción promedio de energía diaria y mensual del generador, medida a su salida y en función de las horas de radiación solar a lo largo del año se pueden apreciar en la siguiente tabla:

Tabla 4.1 Energía real obtenida a la salida del generador mensualmente. Elaboración propia con datos del IDEAM.

| Mes | HPS | Energía diaria (kWh) | Energía mensual (kWh) |
|------------|------|----------------------|-----------------------|
| Enero | 4,68 | 78,36 | 2429,17 |
| Febrero | 4,31 | 72,18 | 2021,13 |
| Marzo | 4,32 | 72,35 | 2242,87 |
| Abril | 3,72 | 62,21 | 1866,18 |
| Mayo | 3,51 | 58,69 | 1819,41 |
| Junio | 3,66 | 61,24 | 1837,06 |
| Julio | 3,92 | 65,57 | 2032,70 |
| Agosto | 4,17 | 69,77 | 2162,95 |
| Septiembre | 3,95 | 66,07 | 1982,19 |
| Octubre | 3,96 | 66,31 | 2055,53 |
| Noviembre | 4,02 | 67,24 | 2017,35 |
| Diciembre | 4,24 | 70,99 | 2200,83 |

La estimación de la carga total real que se puede cubrir con el sistema en su punto de consumo, ya sea alimentando directamente una carga o aportando energía a una red general, será diferente según la topología de funcionamiento evaluada, considerando que las pérdidas asociadas a la eficiencia de cada uno de los equipos involucrados determinarán distintos valores de rendimiento interno de la instalación dependiendo de cada alternativa estudiada.

4.2 CÁLCULO DE POSICIONAMIENTO Y DISTANCIAS DE SOMBREADO

Para el cálculo de la inclinación de los paneles mediante la ecuación (3.5), se utiliza el valor de latitud de la ciudad de Bogotá, establecido en $4^{\circ} 36' 35''$ norte.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69|4,61|$$

$$\beta_{opt} = 6,88^{\circ}$$

Debido a que la inclinación mínima recomendada es de 15° el valor de β_{opt} calculado resulta insuficiente.

La orientación recomendada es de 0° respecto del eje terrestre norte-sur, sin embargo, esta condición no se puede cumplir debido a la ubicación de la edificación. En mediciones hechas sobre la cartografía del lugar, la fachada sur de la edificación tiene un azimut de $-33,24^{\circ}$. Este valor aplicará para los paneles instalados en la zona 2 ya que el eje transversal de las hileras de módulos se ubicará en paralelo a dicha fachada. Para los paneles ubicados en la zona 1, el eje longitudinal de estas hileras tiene un ángulo de inclinación sobre la proyección en planta de $33,09^{\circ}$ respecto de la fachada, haciendo que su valor de azimut sea de $0,15^{\circ}$. Para inclinaciones de los módulos de 15° o menos las pérdidas de generación asociadas a la orientación resultan insignificantes, de manera que el valor de azimut presente en las hileras de módulos en ambas zonas de la cubierta no tiene ninguna importancia.

Aunque la instalación recomendada para instalaciones ubicadas en el hemisferio norte es orientada hacia el sur, de acuerdo con la documentación de geometría solar y trayectorias solares en Colombia, publicada por el IDEAM [24], la ciudad de Bogotá se encuentra anualmente bajo declinación solar positiva entre el 3 de abril y el 10 de septiembre; esto quiere decir que durante 163 días al año recibe la radiación solar desde una trayectoria ubicada al norte del cenit, implicando una orientación recomendada del panel en dirección norte para aprovechar una favorable incidencia perpendicular de los rayos solares. Para tomar ventaja de esta condición casi equitativa de la dirección de incidencia de los rayos solares durante el año, la instalación de los paneles se realiza en hileras contiguas con pendiente opuesta, tal como se indica en la figura.

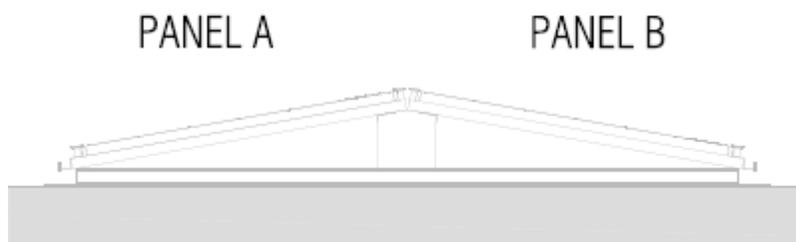


Figura 4.1 Representación lateral del arreglo de los paneles en la cubierta. Elaboración propia.

Es necesario calcular las pérdidas asociadas a la inclinación del panel para corroborar que se encuentran dentro del límite permitido, por medio de (3.7).

$$\text{Pérdidas} = 100 \cdot \left[1,2 \cdot 10^{-4} (15 - 6,88)^2 \right]$$

$$\text{Pérdidas} = 0,78 \%$$

Como puede apreciarse las pérdidas por inclinación son realmente insignificantes y no afectarán el desempeño del generador.

Ahora es necesario calcular la distancia mínima requerida para evitar las pérdidas por sombreado mutuo, empleando para ello las ecuaciones (3.8) y (3.9).

$$h = 99,2 \cdot \sin 15^\circ$$

$$h = 25,67 \text{ cm}$$

$$d_1 = \frac{25,67 \text{ cm}}{\tan(67^\circ - 4,61^\circ)}$$

$$d_1 = 13,43 \text{ cm}$$

La sala de máquinas de los elevadores genera sombreado sobre el área 4 en la época el año con declinación solar negativa y sobre el área 5 cuando la declinación solar es positiva; por lo tanto, es necesario calcular el valor de la distancia mínima requerida para este caso.

$$d_2 = \frac{170 \text{ cm}}{\tan(67^\circ - 4.61^\circ)}$$

$$d_2 = 88,98 \text{ cm}$$

4.3 ESCENARIO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

4.3.1 Restricciones del sistema

El SFCR no se diseña contemplando satisfacer una demanda de energía en específico, por lo tanto, su principal limitación se presenta en el máximo espacio aprovechable en la cubierta para la instalación de los paneles, así como en la distribución de estos. Como ya se determinó previamente la cantidad de paneles ubicables es de 54 unidades; repartidos en dos zonas diferentes de la cubierta.

Para evitar complicaciones asociadas a tendido de conductores sobre la cubierta entre una zona y otra, largas distancias de separación entre módulos de una misma cadena y pérdidas asociadas a caídas de tensión dentro de estas que puedan incidir en bajas de rendimiento, la recomendación es trabajar los paneles de ambas zonas como bloques por separado, y restringir el aporte de potencia generada a la entrada de un equipo a aquella proveniente de los paneles de una sola zona. Dicho de otra manera, lo recomendable es estimar al menos un inversor para cada una de las zonas de la cubierta.

Debido a la magnitud de la potencia generada, la alternativa más coherente resulta ser el uso de un inversor trifásico para procesar la señal que será inyectada a la red. Estos equipos manejan potencias elevadas con tensiones grandes y corrientes pequeñas. En base a las especificaciones de la mayoría de los equipos consultados y considerando cierta libertad de parámetros inherente al proceso de diseño, pueden establecerse las siguientes restricciones:

$$V_{gfv} < 900 \text{ V}$$

$$I_{gfv} < 50 \text{ A}$$

4.3.2 Configuración del generador fotovoltaico

Para el cálculo del generador se emplean las especificaciones eléctricas del panel seleccionado, presentadas en la siguiente tabla:

Tabla 4.2 Especificaciones técnicas básicas del panel fotovoltaico. Datos obtenidos de la ficha técnica proporcionada por el fabricante.

| | |
|------------------------------|---------|
| Potencia máxima | 345 Wp |
| Tensión de máxima potencia | 38,9 V |
| Corriente de máxima potencia | 8,87 A |
| Tensión de circuito abierto | 47,3 V |
| Corriente de cortocircuito | 9,31 A |
| Eficiencia del módulo | 17,52 % |

Para el bloque de la zona 1, tomando como base una distribución de 12 paneles en serie por 2 paneles en paralelo y con la ayuda de las ecuaciones (3.14) y (3.15), se evalúa si los valores de tensión y corriente del generador cumplen con las restricciones impuestas:

$$V_{gfv} = 12 \times 38,9 \text{ V}$$

$$V_{gfv} = 466,8 \text{ V}$$

El valor de tensión cumple con la restricción impuesta.

$$I_{gfv} = 2 \times 8,87 \text{ A}$$

$$I_{gfv} = 17,74 \text{ A}$$

La corriente del generador también cumple con su restricción impuesta.

Ahora es necesario verificar que el mismo equipo sea admisible para el bloque de la zona 2, que es de mayor tamaño. Considerando una distribución base de 10 paneles en serie por 3 paneles en paralelo, se corrobora el cumplimiento de las restricciones impuestas:

$$V_{gfv} = 10 \times 38,9 \text{ V}$$

$$V_{gfv} = 389 \text{ V}$$

El valor de tensión cumple con la restricción impuesta.

$$I_{gfv} = 3 \times 8,87 \text{ A}$$

$$I_{gfv} = 26,61 \text{ A}$$

La corriente para este generador también cumple con la restricción impuesta.

4.3.3 Selección del inversor de red

La selección del inversor apropiado se basa en encontrar un dispositivo que cumpla con las condiciones de tensión dentro del punto de máxima potencia, tensión máxima, corriente máxima y potencia. A fin de preservar la homogeneidad del sistema se busca utilizar el mismo modelo de inversor para ambas zonas. Para este proceso se emplean las ecuaciones (3.17), (3.18) y (3.19).

La tensión máxima permitida por el inversor está impuesta por la zona 1, siendo la siguiente:

$$V_{\max inv} \geq 12 \times 47,3 \text{ V}$$

$$V_{\max inv} \geq 567,6 \text{ V}$$

El límite mínimo de tensión de trabajo para el inversor está dado por la configuración de la zona 2, de esta manera:

$$V_{\min inv} \leq 10 \times 38,9 \text{ V}$$

$$V_{\min inv} \leq 389 \text{ V}$$

Se calcula el valor máximo de corriente que podría permitir el inversor, asociado a la configuración de la zona 2.

$$I_{\max inv} > 3 \times 9,31 \text{ A}$$

$$I_{\max inv} > 27,93 \text{ A}$$

Para cumplir con la condición de potencia el valor máximo permitido también dependerá de la zona 2, por tener una mayor cantidad de paneles, y a través de (3.16) y (3.20) se obtiene:

$$P_{gfv} = 30 \times 345 \text{ W}$$

$$P_{gfv} = 10350 \text{ W}$$

Determinada la potencia máxima generada, se define el valor requerido del inversor:

$$P_{inv} = 0,9 \times 10350 \text{ W}$$

$$P_{inv} = 9315 \text{ W}$$

En base a estas condiciones de trabajo se seleccionan dos inversores de red del mismo modelo, con las siguientes especificaciones eléctricas:

Tabla 4.3 Especificaciones técnicas del inversor de red seleccionado. Datos obtenidos de la ficha técnica proporcionada por el fabricante.

| Datos de entrada | |
|--|-----------------|
| Potencia FV recomendada | 8,0 – 13,0 kWp |
| Corriente máxima de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2) | 25,0 A / 16,5 A |
| Corriente máxima de entrada utilizable total (MPPT 1 + MPPT 2) | 41,5 A |
| Arreglo máximo de corriente de cortocircuito (MPPT 1 / MPPT 2) | 37,5 A / 24,8 A |
| Rango de voltaje operacional | 200 – 600 Vdc |
| Tensión de entrada máxima | 600 Vdc |
| Tensión nominal de entrada | 350 Vdc |
| Datos de salida | |
| Potencia máxima de salida | 9995 VA |
| Corriente máxima de salida continua | 27,7 A |
| Eficiencia máxima | 97,0 % |
| Tensión de conexión a la red (trifásica) | 208 Vac |

Resulta necesario para la operación de la zona 2, que el inversor instalado se configure para trabajar con sus dos seguidores de máxima potencia en paralelo, permitiendo de esta manera que el equipo alcance su valor de corriente máxima de entrada utilizable total, a fin de que pueda utilizarse el mismo modelo de dispositivo para todo el sistema.

4.3.4 Cálculo de los conductores

Para el conjunto total de conductores desde el generador hasta el punto de conexión con la red convencional se estima una caída de tensión máxima del 1,5 %. Esta caída se dividirá en tramos de la siguiente manera: entre el generador y la caja de conexiones en corriente continua el 1 % por ser el tramo de mayor longitud; entre la caja de conexiones y los inversores el 0,25 % y entre los inversores y el punto de conexión a la red convencional el 0,25 %.

Los resultados del cálculo de los conductores requeridos por los métodos de caída de tensión y capacidad de corriente, de acuerdo a las ecuaciones (3.31), (3.32) y (3.33), quedan reflejados en las siguientes tablas:

Tabla 4.4 Cálculo de conductores entre el generador y la caja de conexiones en DC por el método de caída de tensión. Elaboración propia.

| Tramo | Longitud (m) | Corriente (A) | Tensión (V) | Área (mm ²) | Calibre AWG |
|-----------------------|--------------|---------------|-------------|-------------------------|-------------|
| Bloque 1 – Caja DC | 27,50 | 8,87 | 466,8 | 2,18 | 12 |
| Bloque 2 – Caja DC | 23,65 | 8,87 | 466,8 | 1,87 | 14 |
| Bloque 3 – Caja DC | 21,19 | 8,87 | 389 | 2,01 | 14 |
| Bloque 4 – Caja DC | 19,03 | 8,87 | 389 | 1,81 | 14 |
| Bloque 5 – Caja DC | 14,01 | 8,87 | 389 | 1,33 | 14 |

Para el caso del cálculo del conductor por capacidad de corriente, los cinco bloques presentan la misma condición de corriente nominal, por lo tanto, bastará con calcular el calibre para cualquiera de ellos.

Tabla 4.5 Cálculo de conductores entre el generador y la caja de conexiones en DC por el método de capacidad de corriente. Elaboración propia.

| Tramo | Corriente nominal (A) | Corriente de sobrecarga (A) | Calibre AWG |
|--------------------|-----------------------|-----------------------------|-------------|
| Bloque 1 – Caja DC | 8,87 | 11,09 | 12 |

Tabla 4.6 Cálculo de conductores entre la caja de conexiones en DC y el inversor por el método de caída de tensión. Elaboración propia.

| Tramo | Longitud (m) | Corriente (A) | Tensión (V) | Área (mm ²) | Calibre AWG |
|----------------------|--------------|---------------|-------------|-------------------------|-------------|
| Caja DC – Inversor 1 | 2,1 | 17,74 | 466,8 | 1,33 | 12 |
| Caja DC – Inversor 2 | 2,1 | 26,61 | 389 | 2,39 | 12 |

Tabla 4.7 Cálculo de conductores entre la caja de conexiones en DC y el inversor por el método de capacidad de corriente. Elaboración propia.

| Tramo | Corriente nominal (A) | Corriente de sobrecarga (A) | Calibre AWG |
|----------------------|-----------------------|-----------------------------|-------------|
| Caja DC – Inversor 1 | 17,74 | 22,18 | 12 |
| Caja DC – Inversor 2 | 26,61 | 33,26 | 10 |

Tabla 4.8 Cálculo de conductores entre el inversor y la red convencional del edificio por el método de caída de tensión. Elaboración propia.

| Tramo | Longitud (m) | Corriente (A) | Tensión (V) | Área (mm ²) | Calibre AWG |
|----------------|--------------|---------------|-------------|-------------------------|-------------|
| Inversor - Red | 5,25 | 27,7 | 208 | 5,83 | 8 |

Tabla 4.9 Cálculo de conductores entre el inversor y la red convencional del edificio por el método de capacidad de corriente. Elaboración propia.

| Tramo | Corriente nominal (A) | Corriente de sobrecarga (A) | Calibre AWG |
|----------------|-----------------------|-----------------------------|-------------|
| Inversor - Red | 16 | 20 | 12 |

En resumen, los calibres escogidos se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 4.10 Resumen de conductores seleccionados para los diversos tramos del SFCR. Elaboración propia.

| Tramo | Calibre AWG seleccionado |
|--------------------------------------|--------------------------|
| Generador - Caja DC (Bloques 1 al 5) | 12 |
| Caja DC - Inversor 1 | 12 |
| Caja DC - Inversor 2 | 10 |
| Inversor - Red convencional | 8 |

4.3.5 Cálculo de las protecciones eléctricas

Los fusibles de protección para cada bloque de generador que llegará a la caja de conexiones en continua se calculan mediante (3.34), obteniéndose:

$$I_{fus} = 1,25 \times 8,87 \text{ A}$$

$$I_{fus} = 11,09 \text{ A}$$

Por recomendación técnica el valor mínimo de fusible seleccionado es de 20 A.

Referente al interruptor principal en corriente continua, su valor se determina cumpliendo con lo propuesto en (3.35) y (3.36). Para el interruptor que protegerá al inversor 1, el valor es:

$$I_{\text{breaker}} \geq 2 \times 8,87 \text{ A}$$

$$I_{\text{breaker}} \geq 17,74 \text{ A}$$

En el caso del interruptor que protegerá al inversor 2, se tiene:

$$I_{\text{breaker}} \geq 3 \times 8,87 \text{ A}$$

$$I_{\text{breaker}} \geq 26,61 \text{ A}$$

En cuanto al interruptor principal en corriente alterna, se calcula siguiendo el mismo criterio, considerando que la corriente total circulante en el conductor será la máxima disponible a la salida del inversor, obteniendo de esta manera:

$$I_{\text{breaker}} \geq 27,7 \text{ A}$$

En lo referente al dispositivo de protección contra sobretensión, debe cumplir con su tensión de trabajo como lo estipula la ecuación (3.37), obteniéndose en este caso:

$$V_{\text{dps}} \geq 466,8 \text{ V}$$

Finalmente, los valores comerciales disponibles para las protecciones requeridas se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.11 Resumen de protecciones requeridas para el SFCR. Elaboración propia.

| Protección | Valor comercial |
|-----------------------------|-----------------|
| Fusible | 20 A |
| Interruptor DC inversor 1 | 20 A |
| Interruptor DC inversor 2 | 32 A |
| Interruptor AC conexión red | 30 A |
| DPS | 500 V |

4.4 ESCENARIO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO

Debido a que la decisión de implementar un SFA hace necesario disponer de una carga específica a la que alimentar, el escenario de aplicación de este sistema para el proyecto considerará la posibilidad de suplir de manera autónoma un cargador de vehículos eléctricos. Esta salida eléctrica contaría con una red de distribución independiente del resto de instalaciones de la edificación, que aun cuando no constituye parte del alcance de este trabajo, requiere ser mencionada para entender que no se hace conveniente implementar un sistema autónomo que alimente cargas que también puedan recibir aporte de la red del SIN, ya que resultaría poco rentable en términos de inversión e infraestructura localizada, debido a la poco frecuente demanda exigida al subsistema de acumulación como complemento ante una falla del suministro del operador de red local.

El gasto asociado a la implementación de esta red particular se sustenta en los objetivos de sostenibilidad ambiental expuestos en el capítulo número cinco, así como en el beneficio económico proveniente de la comercialización de energía generada bajo el concepto de tarifas de parqueadero y estación de recarga para los usuarios de medios de transporte ecológicos.

4.4.1 Restricciones del sistema

En el escenario del SFA aplican las mismas restricciones referentes al número de paneles instalados aprovechables, y las áreas de ubicación de estos, por lo tanto, nuevamente será necesario dividir el generador en bloques que se distribuyan entre la zona 1 y la zona 2.

Respecto de los límites de tensión y corriente que manejan los equipos que conforman el conjunto del sistema, en este caso será el regulador de carga quien definirá los rangos máximos de tensión y corriente permitidos para el generador. Consultando los distintos modelos disponibles en el mercado, se determinó que los valores comunes de estos parámetros para este tipo de solución son los siguientes:

$$V_{gfv} < 900 \text{ V}$$

$$I_{gfv} < 50 \text{ A}$$

Por otra parte, estos modelos también manejan un máximo de potencia solar recomendada, y excederse de este valor incidiría en un desperdicio de energía proveniente del arreglo de paneles. Entre los modelos revisados se obtuvo la siguiente condición de potencia permitida para el controlador:

$$P_{gfv} < 700 \text{ W}$$

En un sistema autónomo, la selección del inversor se hará en función de la tensión del subsistema de acumulación, la cual en todo momento se encuentra comprendida dentro de los siguientes límites:

$$12 \text{ V} < V_{bat} < 48 \text{ V}$$

Adicionalmente, la carga a alimentar será un cargador eléctrico monofásico de 4,6 kW a 230 V, de instalación sobrepuesta en pared y tamaño reducido, generalmente conocido como *wall box*. Estos dispositivos son empleados principalmente para cargas estacionarias, es decir de baja potencia y largo tiempo de conexión hasta obtener una carga completa; sin embargo, una hora de conexión del vehículo en esta modalidad de carga puede proporcionar entre 10 y 15 kilómetros de autonomía en desplazamiento [25], suficientes para el traslado de los usuarios dentro del área metropolitana de la ciudad.

4.4.2 Configuración del generador fotovoltaico

Debido a la limitación en el valor de potencia aprovechada por los controladores de carga, el generador se diseñará considerando tantos bloques de paneles como sean necesarios por cada zona en función de su potencia máxima, empleando (3.16). Esto significa que para la zona 1 tenemos:

$$P_{gfv} = 24 \times 345 \text{ W}$$

$$P_{gfv} = 8280 \text{ W}$$

Ya que la potencia total generada para este bloque excede a su restricción asociada, trabajaremos con dos reguladores, lógicamente disponiendo cada uno de estos de la energía entregada por un único bloque de 12 paneles.

Evaluando los requerimientos de la zona 2, que presenta mayor cantidad de paneles, tenemos:

$$P_{gfv} = 30 \times 345 \text{ W}$$

$$P_{gfv} = 10350 \text{ W}$$

Para esta zona también será requeridos dos controladores, que a su vez serán alimentados por un único bloque de 15 paneles cada uno.

4.4.3 Selección del regulador de carga

El regulador de carga a escoger deberá ser del mismo modelo para ambas zonas, idealmente; si bien las configuraciones de ambas difieren en número y por consiguiente en corriente de salida, su conexión en paralelo hará posible un suministro de corriente de carga adecuada al subsistema de acumulación, siempre que no exceda su valor máximo permitido.

Para la zona 1 y con la configuración escogida para cada bloque, se obtienen los valores de tensión máxima de circuito abierto, tensión nominal de trabajo y corriente máxima, de acuerdo a las ecuaciones (3.21), (3.22), (3.23) y (3.24).

$$I_{sct} = 1,25 \times 9,31 \text{ A}$$

$$I_{sct} = 11,64 \text{ A}$$

$$V_{gfv} = 12 \times 38,9 \text{ V}$$

$$V_{gfv} = 466,8 \text{ V}$$

$$V_{oc\ gfv} = 12 \times 47,3 \text{ V}$$

$$V_{oc\ gfv} = 567,6 \text{ V}$$

Ahora es necesario realizar los cálculos para los bloques de la zona 2, limitados a los valores de tensión ya que la corriente debe ser la misma, y obteniendo en este caso:

$$V_{gfv} = 15 \times 38,9 \text{ V}$$

$$V_{gfv} = 583,5 \text{ V}$$

$$V_{oc\ gfv} = 15 \times 47,3 \text{ V}$$

$$V_{oc\ gfv} = 709,5 \text{ V}$$

De acuerdo con estos valores el regulador de carga seleccionado tiene las siguientes características:

Tabla 4.12 Especificaciones técnicas del regulador de carga de baterías seleccionado. Datos obtenidos de la ficha técnica proporcionada por el fabricante.

| Características eléctricas de entrada | MPPT 1 / MPPT 2 | MPPT 1 + 2 paralelo | MPPT 1 + 2 serie |
|--|------------------------|----------------------------|-------------------------|
| Potencia solar máxima recomendada | 3500 W | 7000 W | 7000 W |
| Corriente máxima | 13 A | 26 A | 13 A |
| Tensión máxima de circuito abierto | 600 V | 600 V | 900 V |
| Tensión mínima de funcionamiento | 200 V | 200 V | 400 V |
| Tensión MPP recomendada | 250 - 500 V | 250 - 500 V | 500 - 750 V |
| Características eléctricas de salida | | | |
| Corriente máxima de salida | 60 A | 60 A | 120 A |
| Tensión nominal de batería | 48 V | | |
| Rango de tensión de funcionamiento | 36 - 68 V | | |
| Prestaciones del equipo | | | |
| Eficiencia de conversión máxima | > 98 % | | |
| Eficiencia MPPT | > 99,8 % | | |

4.4.4 Dimensionamiento del banco de baterías

El dimensionamiento del subsistema de acumulación para este proyecto en particular presenta ciertas condiciones especiales a tomar en consideración:

- La carga a alimentar estará en funcionamiento principalmente en horas del día, prácticamente durante el mismo período en que el sistema producirá energía. Para esta situación bien podría estar aportando su energía directamente a la carga como al banco de baterías en un momento determinado del día.
- No se tiene un patrón de consumo estimado de los usuarios de la red particular, debido a su utilidad específica y a la presencia incierta de vehículos eléctricos en las instalaciones durante la jornada.

Utilizando las ecuaciones (3.1) y (3.10), además de los datos obtenidos del atlas de radiación solar del IDEAM mostrados en la tabla, puede determinarse la cantidad real de energía suministrada por el sistema, así como el número de horas que la carga podría ser alimentada.

Para obtener este valor referencial se requiere en primer lugar determinar el rendimiento asociado a la operación de los equipos involucrados en el funcionamiento del SFA, por medio de (3.4). La eficiencia del regulador ya se conoce por el equipo seleccionado y respecto de las pérdidas acarreadas por los conductores se estima un porcentaje del 3 %, que será explicado con más detalle en su sección correspondiente. En el caso de la batería y el inversor se considera un valor de eficiencia estándar obtenido de los equipos disponibles consultados, que será corroborado al escoger los dispositivos definitivos; para efectos del cálculo estos valores se asumen de 96 % y 98 % respectivamente. El rendimiento obtenido de estos datos es el siguiente:

$$\eta = 0,99 \times 0,96 \times 0,98 \times 0,97$$

$$\eta = 0,903$$

A fin de determinar las condiciones mínimas de operación teórica del sistema el cálculo se realiza para el mes con las peores condiciones de irradiación solar promedio durante el año:

$$E_t = (54 \times 0,899 \times 0,903 \times 345 \times 3,506)$$

$$E_t = 53023,96 \text{ Wh}$$

Esta energía a su vez bastaría para cubrir la demanda de la carga por un tiempo igual a:

$$t = \frac{53023,96 \text{ Wh}}{4600 \text{ W}}$$

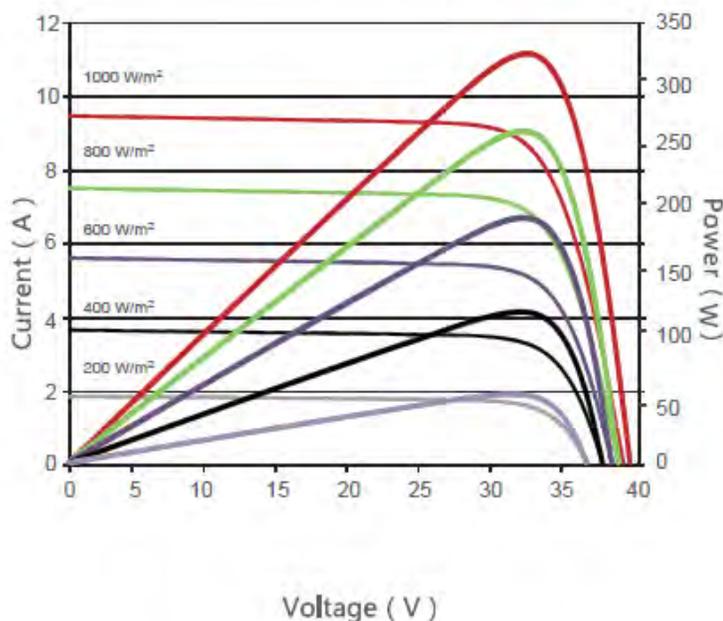
$$t = 11,52 \text{ h}$$

A pesar de lo indicado por este último dato es importante considerar que ese valor de tiempo representa horas solares equivalentes, es decir, períodos horarios bajo condiciones de medición estándar, sin embargo, la realidad nos indica que esas condiciones meteorológicas no se cumplen a cabalidad durante el transcurso del día solar, siendo los valores reales para cada periodo de tiempo inciertos y sujetos a un comportamiento relativamente impredecible.

Según la interpretación de los datos de la curva de potencia en función de la radiación, proporcionada por el fabricante, es posible determinar la energía generada por los 54 paneles solares para diferentes valores de radiación incidente, así como el déficit de energía respecto a la demanda de la carga para esos mismos valores de radiación mencionados. Estos valores se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.13 Energía real del SFA y déficit de energía en la carga en función de la radiación incidente. Elaboración propia con datos obtenidos de la ficha técnica del panel.

| Radiación (W/m ²) | Potencia del panel (W) | Energía generada (kWh) | Energía real en la carga (kWh) | Déficit de energía (kWh) |
|-------------------------------|------------------------|------------------------|--------------------------------|--------------------------|
| 1000 | 345 | 18630 | 15123,82 | 10523,82 |
| 800 | 270 | 14580 | 11836,04 | 7236,04 |
| 600 | 190 | 10260 | 8329,06 | 3729,06 |
| 500 | 155 | 8370 | 6794,76 | 2194,76 |
| 400 | 120 | 6480 | 5260,46 | 660,46 |
| 300 | 90 | 4860 | 3945,35 | -654,65 |
| 200 | 60 | 3240 | 2630,23 | -1969,77 |



Gráfica 4.2 Curvas de potencia - tensión y corriente - tensión en función de la radiación incidente. [26]

Si se compara estos resultados expuestos con la tabla de promedio horario de radiación para la ciudad de Bogotá, obtenida del IDEAM, puede notarse un promedio diario mensual de al menos 6 horas en las que el valor de radiación solar medido está por encima de 300 Wh/m^2 , lo que garantizaría una cobertura completa de la demanda solicitada por la carga. En los momentos en que el sistema no esté en capacidad de suplir plenamente la demanda, entrara en uso el banco de acumuladores instalados, los que a su vez repondrán su carga en los instantes en que no se encuentren vehículos bajo proceso de carga o en horas cercanas al mediodía cuando la distribución de radiación supere con creces el consumo asociado.

Por el motivo anteriormente expuesto, un período de 5 horas será tomado como referencia para la cantidad de tiempo diario de autonomía exigida al sistema. De igual manera la autonomía global se estimará en 3 días, para reducir el costo del banco de baterías y el espacio que una cantidad muy grande de estas requeriría en el espacio técnico designado para su ubicación.

| PROMEDIO HORARIO DE LA RADIACION (Wh/m ²) | | | | | | | | | | | | |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| HORA | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic |
| 0-1 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,2 | 0,3 | 0,3 |
| 1-2 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 0,4 | 0,5 | 0,4 | 0,2 | 0,4 | 0,4 |
| 2-3 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,2 | 0,3 | 0,3 |
| 3-4 | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,2 | 0,3 | 0,3 |
| 4-5 | 0,1 | 0,1 | 0,3 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,2 | 0,4 | 0,3 |
| 5-6 | 0,2 | 0,1 | 0,3 | 1,3 | 2,5 | 1,9 | 1,2 | 1,2 | 2,0 | 3,0 | 2,7 | 0,7 |
| 6-7 | 31,8 | 28,1 | 39,5 | 52,9 | 66,3 | 82,0 | 55,2 | 50,6 | 60,2 | 71,0 | 61,4 | 50,2 |
| 7-8 | 184,9 | 162,3 | 149,3 | 177,2 | 188,3 | 198,0 | 191,0 | 172,9 | 160,6 | 205,6 | 198,3 | 208,9 |
| 8-9 | 351,3 | 342,2 | 264,3 | 309,3 | 294,4 | 291,3 | 313,7 | 290,8 | 284,5 | 346,4 | 356,3 | 378,8 |
| 9-10 | 507,6 | 455,8 | 366,7 | 388,1 | 391,4 | 389,5 | 399,7 | 387,8 | 399,5 | 457,6 | 458,6 | 504,3 |
| 10-11 | 589,9 | 543,7 | 469,8 | 425,6 | 431,5 | 447,8 | 476,8 | 467,0 | 460,2 | 501,8 | 519,1 | 545,5 |
| 11-12 | 607,4 | 544,1 | 483,3 | 433,2 | 455,7 | 497,2 | 520,6 | 491,4 | 489,4 | 458,0 | 488,2 | 533,5 |
| 12-13 | 560,1 | 503,8 | 433,2 | 412,9 | 464,7 | 490,0 | 544,6 | 494,3 | 481,1 | 442,4 | 414,1 | 491,1 |
| 13-14 | 475,7 | 465,6 | 389,8 | 365,9 | 404,2 | 476,3 | 499,4 | 457,5 | 432,5 | 393,3 | 355,3 | 423,4 |
| 14-15 | 375,9 | 357,0 | 313,5 | 307,7 | 334,2 | 391,8 | 404,2 | 392,0 | 398,2 | 315,9 | 274,7 | 348,9 |
| 15-16 | 304,4 | 275,2 | 231,1 | 225,1 | 245,4 | 275,5 | 292,9 | 305,2 | 298,4 | 209,9 | 188,3 | 254,7 |
| 16-17 | 171,2 | 145,7 | 145,0 | 135,4 | 143,1 | 158,6 | 177,2 | 168,1 | 168,4 | 111,0 | 90,2 | 124,9 |
| 17-18 | 46,4 | 48,7 | 47,7 | 35,6 | 35,7 | 46,3 | 59,4 | 48,9 | 34,5 | 16,7 | 13,0 | 26,0 |
| 18-19 | 0,5 | 0,9 | 0,7 | 0,2 | 0,3 | 0,5 | 1,1 | 0,9 | 0,4 | 0,3 | 0,4 | 0,4 |
| 19-20 | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,2 |
| 20-21 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,3 | 0,3 |
| 21-22 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,2 | 0,3 | 0,2 |
| 22-23 | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,4 | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 0,3 |
| 23-0 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,3 | 0,3 | 0,5 | 0,2 | 0,3 | 0,2 |
| Acumulada diaria | 4207,3 | 3873,1 | 3334,2 | 3270,4 | 3457,9 | 3716,7 | 3937,1 | 3728,5 | 3690,0 | 3533,0 | 3420,7 | 3891,2 |



Gráfica 4.3 Promedio horario de radiación solar en Bogotá. [27]

Por medio de las ecuaciones (3.3), (3.25) y (3.26) se estima la dimensión del conjunto de baterías requeridas:

$$E_d = \frac{4600 \text{ W} \times 5 \text{ h}}{0,929}$$

$$E_d = 24756,74 \text{ Wh}$$

$$C_u = \frac{24756,74 \text{ W} \times 3 \text{ d}}{48 \text{ V}}$$

$$C_u = 1547,36 \text{ Ah}$$

$$C_b = \frac{1547,36 \text{ Ah}}{0,5}$$

$$C_b = 3094,59 \text{ Ah}$$

Para reducir en la medida de lo posible la cantidad de unidades necesarias para satisfacer los requerimientos del sistema debe seleccionarse un modelo de batería con la mayor carga nominal disponible. Consultando el abanico de opciones disponibles en el mercado se seleccionó un dispositivo con las siguientes características:

Tabla 4.14 Especificaciones técnicas de la batería seleccionada. Datos obtenidos de la ficha técnica proporcionada por el fabricante.

| | |
|------------------------------|---------------------------------------|
| Tensión nominal | 12 V |
| Capacidad nominal | 287,5 Ah / 2,88 A (C ₁₀₀) |
| | 262,0 Ah / 13,1 A (C ₂₀) |
| | 250,0 Ah / 25,0 A (C ₁₀) |
| | 218,0 Ah / 43,6 A (C ₅) |
| | 151,9 Ah / 151,9 A (C ₁) |
| Corriente máxima de descarga | 2500 A (5 s) |
| Corriente máxima de carga | 75,0 A |
| Tensión de carga | 14,4 – 15,0 V |
| Tensión de descarga | 1,80 V/celda (C ₁₀₀) |

Debido a que la tensión nominal de estas baterías es de 12 V, estas deberán ser conectadas en cadenas de cuatro dispositivos en serie a fin de cumplir con los 48 V requeridos por un inversor que pueda manejar la potencia alcanzada por la carga a alimentar, resultando de esta manera la cantidad total de baterías por medio de (3.27), en la siguiente cantidad:

$$N_{bat} = \frac{3094,59 \text{ Ah}}{287,5 \text{ Ah}}$$

$$N_{bat} = 10,76 \approx 11$$

Esto indica que se requieren 11 cadenas de baterías, para un total de 44 baterías correspondientes al modelo seleccionado.

De acuerdo a la gráfica de ciclos de vida útil de la batería, proporcionada por el fabricante, para una profundidad de descarga del 60 % podría aprovecharse una cantidad de 1200 ciclos de servicio aproximadamente. A partir de este dato puede calcularse la vida útil del subsistema, considerando que en términos generales las instituciones de educación superior en el país

contemplan dos recesos de actividades generales anuales, con duraciones de 4 semanas en promedio, podrá estimarse una operación de la carga durante 44 semanas al año y que para el período establecido de 3 días de autonomía del subsistema y tomando los domingos como días sin actividades laborales o académicas en la institución, para cada semana se requerirán dos ciclos de carga y descarga del banco de acumuladores. La vida útil del subsistema será entonces la presentada en la siguiente tabla:

Tabla 4.15 Tiempo estimado de vida útil de la batería. Elaboración propia.

| Nº aproximado de ciclos | Ciclos estimados por semana | Semanas útiles al año | Vida útil en años |
|--------------------------------|------------------------------------|------------------------------|--------------------------|
| 1200 | 2 | 44 | 13,6 |

De acuerdo al valor resultante será necesario realizar una reposición total del banco de baterías durante el transcurso del año número 14 de vida útil de la instalación. Esto deberá ser considerado al realizar el análisis de factibilidad económica del sistema pues acarrea una inversión adicional.

4.4.5 Selección del inversor aislado

Por medio de (3.29) y (3.30) se hallan los valores base de potencia y corriente requeridos por el inversor.

$$P_{inv} \geq 1,1 \times 4,6 \text{ kW}$$

$$P_{inv} \geq 5 \text{ kW}$$

$$I_{sal\ inv} > 1,25 \times 20 \text{ A}$$

$$I_{sal\ inv} > 25 \text{ A}$$

Adicionalmente, su tensión de trabajo vendrá definida por el banco de baterías y pueden expresarse con la siguiente condición:

$$V_{inv} = 48 \text{ V}$$

En virtud de estas condiciones se seleccionó el siguiente inversor de entre los modelos consultados:

Tabla 4.16 Especificaciones técnicas del inversor aislado seleccionado. Datos obtenidos de la ficha técnica proporcionada por el fabricante.

| Datos de entrada | |
|-------------------------------|-------------|
| Tensión nominal de batería | 48 Vdc |
| Rango de tensión de entrada | 38 - 68 Vdc |
| Corriente máxima de entrada | 130 A |
| Datos de salida | |
| Potencia máxima de salida | 5000 VA |
| Factor de potencia | 0,1 - 1 |
| Eficiencia máxima | 98,0 % |
| Tensión de salida (trifásica) | 230/120 Vac |
| Corriente máxima de salida | 27,2/52,1 A |
| Frecuencia de salida | 50/60 Hz |

4.4.6 Cálculo de los conductores

Para este sistema, debido a la presencia de una mayor cantidad de equipos y a que algunos de estos manejan corrientes sustancialmente más elevadas, se considera una caída de tensión máxima del 3 % para el conjunto general de conductores desde el generador hasta el punto de conexión con la red convencional. Esta caída se dividirá en tramos de la siguiente manera: entre el generador y la caja de conexiones en corriente continua el 0,75 %; el tramo breve que separa la caja de conexiones en corriente continua del regulador de carga, el 0,1 %; desde el regulador de carga hasta el banco de baterías el 1 %; a partir de las baterías y hasta el inversor aislado el 0,4 % y por último entre el inversor y el punto de conexión a la carga asociada el 0,75 %.

Los resultados del cálculo de los conductores requeridos por los métodos de caída de tensión y capacidad de corriente según las ecuaciones (3.31), (3.32) y (3.33) quedan reflejados en las siguientes tablas:

Tabla 4.17 Cálculo de conductores entre el generador y la caja de conexiones en DC por el método de caída de tensión. Elaboración propia.

| Tramo | Longitud (m) | Corriente (A) | Tensión (V) | Área (mm ²) | Calibre AWG |
|-----------------------|--------------|---------------|-------------|-------------------------|-------------|
| Bloque 1 – Caja DC | 27,50 | 8,87 | 466,8 | 2,90 | 12 |
| Bloque 2 – Caja DC | 23,65 | 8,87 | 466,8 | 2,50 | 12 |
| Bloque 3 – Caja DC | 19,53 | 8,87 | 583,5 | 1,65 | 14 |
| Bloque 4 – Caja DC | 13,78 | 8,87 | 583,5 | 1,16 | 16 |

En cuanto al cálculo del conductor por capacidad de corriente, los cuatro bloques presentan la misma condición de corriente nominal, por lo tanto, bastará con calcular el calibre para cualquiera de los bloques.

Tabla 4.18 Cálculo de conductores entre el generador y la caja de conexiones en DC por el método de capacidad de corriente. Elaboración propia.

| Tramo | Corriente nominal (A) | Corriente de sobrecarga (A) | Calibre AWG |
|----------|-----------------------|-----------------------------|-------------|
| Bloque 1 | 8,87 | 11,09 | 12 |

Tabla 4.19 Cálculo de conductores entre la caja de conexiones en DC y el regulador por el método de caída de tensión. Elaboración propia.

| Tramo | Longitud (m) | Corriente (A) | Tensión (V) | Área (mm ²) | Calibre AWG |
|--------------------------|--------------|---------------|-------------|-------------------------|-------------|
| Caja DC – Regulador 1 | 2,1 | 8,87 | 466,8 | 1,67 | 12 |
| Caja DC – Regulador 2 | 2,1 | 8,87 | 466,8 | 1,67 | 12 |
| Caja DC – Regulador 3 | 3,15 | 8,87 | 583,5 | 2,0 | 12 |
| Caja DC – Regulador 4 | 3,15 | 8,87 | 583,5 | 2,0 | 12 |

Respecto a los reguladores de carga de las baterías se presenta la misma condición que con los bloques de paneles. Debido a que todos manejan la misma corriente, basta con calcular el criterio para cualquiera de ellos, y será aplicable al resto.

Tabla 4.20 Cálculo de conductores entre la caja de conexiones en DC y el regulador por el método de capacidad de corriente. Elaboración propia.

| Tramo | Corriente nominal (A) | Corriente de sobrecarga (A) | Calibre AWG |
|-----------------------|-----------------------|-----------------------------|-------------|
| Caja DC – Regulador 1 | 8,87 | 11,09 | 12 |

Tabla 4.21 Cálculo de conductores entre el regulador y el banco de baterías por el método de caída de tensión. Elaboración propia.

| Tramo | Longitud (m) | Corriente (A) | Tensión (V) | Área (mm ²) | Calibre AWG |
|---------------------|--------------|---------------|-------------|-------------------------|-------------|
| Regulador – Batería | 6,30 | 60 | 48 | 16,41 | 4 |

Tabla 4.22 Cálculo de conductores entre el regulador y el banco de baterías por el método de capacidad de corriente. Elaboración propia.

| Tramo | Corriente nominal (A) | Corriente de sobrecarga (A) | Calibre AWG |
|---------------------|-----------------------|-----------------------------|-------------|
| Regulador – Batería | 60 | 80 | 6 |

Tabla 4.23 Cálculo de conductores entre el banco de baterías y el inversor por el método de caída de tensión. Elaboración propia.

| Tramo | Longitud (m) | Corriente (A) | Tensión (V) | Área (mm ²) | Calibre AWG |
|---------------------|--------------|---------------|-------------|-------------------------|-------------|
| Baterías - Inversor | 8,40 | 20 | 48 | 16,41 | 4 |

Tabla 4.24 Cálculo de conductores entre el banco de baterías y el inversor por el método de capacidad de corriente. Elaboración propia.

| Tramo | Corriente nominal (A) | Corriente de sobrecarga (A) | Calibre AWG |
|---------------------|-----------------------|-----------------------------|-------------|
| Baterías - Inversor | 20 | 25 | 10 |

Tabla 4.25 Cálculo de conductores entre el inversor y el punto de conexión a la carga por el método de caída de tensión. Elaboración propia.

| Tramo | Longitud (m) | Corriente (A) | Tensión (V) | Área (mm ²) | Calibre AWG |
|------------------|--------------|---------------|-------------|-------------------------|-------------|
| Inversor - Carga | 47,25 | 20 | 230 | 11,41 | 6 |

Tabla 4.26 Cálculo de conductores entre el inversor y el punto de conexión a la carga por el método de capacidad de corriente. Elaboración propia.

| Tramo | Corriente nominal (A) | Corriente de sobrecarga (A) | Calibre AWG |
|------------------|-----------------------|-----------------------------|-------------|
| Inversor - Carga | 20 | 25 | 10 |

Tabla 4.27 Resumen de conductores seleccionados para los diversos tramos del SFA. Elaboración propia.

| Tramo | Calibre AWG seleccionado |
|--------------------------------------|--------------------------|
| Generador - Caja DC (Bloques 1 al 4) | 12 |
| Caja DC - Regulador | 12 |
| Regulador - Baterías | 4 |
| Baterías - Inversor | 4 |
| Inversor - Carga | 6 |

4.4.7 Cálculo de las protecciones eléctricas

Los fusibles de protección para cada bloque de generador que llegará a la caja de conexiones en continua se calculan mediante (3.34):

$$I_{fus} = 1,25 \times 8,87 \text{ A}$$

$$I_{fus} = 11,09 \text{ A}$$

Por recomendación técnica el valor mínimo de fusible seleccionado es de 20 A.

Cada regulador de carga vendrá conectado a un interruptor principal en corriente continua, y su valor se determina mediante (3.35). Debido a que la corriente de entrada para los 4 reguladores es la misma, se calculará un valor de protección genérico, siendo:

$$I_{breaker} \geq 1 \times 8,87 \text{ A}$$

En cuanto al interruptor principal en corriente alterna, se calcula siguiendo el mismo criterio, considerando que la corriente total circulante en el conductor será la máxima disponible a la salida del inversor, obteniendo de esta manera:

$$I_{breaker} \geq 16 \text{ A}$$

Finalmente, en lo referente al dispositivo de protección contra sobretensión, debe cumplir con su tensión de trabajo, obteniéndose en este caso:

$$V_{dps} \geq 466,8 \text{ V}$$

Tabla 4.28 Resumen de protecciones requeridas para el SFA. Elaboración propia.

| Protección | Valor comercial |
|-----------------------------|-----------------|
| Fusible | 20 A |
| Interruptor DC reguladores | 20 A |
| Interruptor AC conexión red | 20 A |
| DPS | 500 V |

4.5 ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA Y RETORNO DE LA INVERSIÓN

Se analizará la viabilidad económica de ambos sistemas, para determinar qué tan rentables resultan en función de la utilidad para la cual han sido ideados. Los costos estimados se obtienen de precios de oferta presentados por proveedores mayoristas de insumos para sistemas solares, siendo estos de todas maneras proporcionalmente elevados respecto del gasto que representa el suministro eléctrico anual de la red de energía convencional. Es el propósito de este análisis determinar la rentabilidad de estos sistemas a mediano plazo, y poder estimar su conveniencia en función del período de vida útil del que puedan obtenerse réditos mediante su operación.

4.5.1 Valor inicial de la inversión

Este valor considera la inversión realizada para ambas alternativas, tanto en equipos como en materiales, bien sea del tipo consumible o instalable con sus respectivos desperdicios asumidos, así como también se considera la mano de obra global estimada para la instalación del sistema. Los precios se presentan en pesos colombianos de manera que puedan realizarse análisis comparativos con los costos de energía presentados más adelante. El resumen de costos de ambos sistemas, obtenidos con (3.38), se expone en las siguientes tablas.

Tabla 4.29 Inversión requerida para la implementación del SFCR. Elaboración propia.

| Insumo | Unidad | Cantidad | Costo unitario | Costo total |
|-------------------------|--------|----------|----------------|---------------|
| Equipos | | | | |
| Panel solar 345 W | Un | 54 | \$ 520.000 | \$ 28.080.000 |
| Inversor de red | Un | 2 | \$ 12.433.703 | \$ 24.867.406 |
| Caja de protecciones DC | Un | 1 | \$ 350.000 | \$ 350.000 |
| Fusible 20 A | Un | 10 | \$ 6.545 | \$ 65.450 |
| Interruptor DC 20 A | Un | 1 | \$ 70.686 | \$ 70.686 |
| Interruptor DC 30 A | Un | 1 | \$ 70.686 | \$ 70.686 |
| DPS 500 V | Un | 2 | \$ 129.710 | \$ 259.420 |
| Caja de conexiones AC | Un | 1 | \$ 280.000 | \$ 280.000 |
| Interruptor AC 3x30 A | Un | 2 | \$ 121.867 | \$ 243.734 |

| Insumo | Unidad | Cantidad | Costo unitario | Costo total |
|------------------------------------|--------|----------|----------------|----------------------|
| Materiales | | | | |
| Estructuras de soporte | MI | 105,84 | \$ 160.000 | \$ 16.934.400 |
| Tubería EMT ¾" | MI | 108 | \$ 6.700 | \$ 723.600 |
| Tubería EMT 1" | MI | 5,25 | \$ 8.200 | \$ 43.050 |
| Cable FV AWG 12 | MI | 210,76 | \$ 4.879 | \$ 1.028.298 |
| Cable HFFRLS AWG 12 | MI | 4,2 | \$ 1.400 | \$ 5.880 |
| Cable HFFRLS AWG 10 | MI | 4,2 | \$ 2.050 | \$ 8.610 |
| Cable HFFRLS AWG 8 | MI | 15,75 | \$ 3.040 | \$ 47.880 |
| Conector hembra PV | Un | 59 | \$ 8.687 | \$ 512.533 |
| Conector macho PV | Un | 59 | \$ 6.545 | \$ 386.155 |
| Mano de obra | | | | |
| Mano de obra general | Glb | 1 | \$ 5.230.000 | \$ 5.230.000 |
| Costo total de la inversión | | | | \$ 79.207.788 |

Para el momento de realizar el estudio de factibilidad económica del SFA debe tomarse en consideración la inversión adicional que acarrea la reposición del subsistema de acumulación durante el período 13 de vida del mismo. La sustitución real de un banco de baterías solicitará un desembolso de dinero hasta el momento en que esta sea requerida, obviamente contemplando un ajuste en el valor de los dispositivos por efectos de la inflación, sin embargo, para efectos prácticos de este análisis resulta conveniente interpretar dicha inversión como un valor agregado en el costo inicial. Por esta razón el presupuesto estipula la presencia de 88 unidades de baterías en la relación de cantidades.

Tabla 4.30 Inversión requerida para la implementación del SFA. Elaboración propia.

| Insumo | Unidad | Cantidad | Costo unitario | Costo total |
|-------------------------|--------|----------|----------------|----------------|
| Equipos | | | | |
| Panel solar 345 W | Un | 54 | \$ 520.000 | \$ 28.080.000 |
| Regulador de carga | Un | 4 | \$ 8.778.773 | \$ 35.115.091 |
| Batería 12 V | Un | 88 | \$ 1.335.466 | \$ 117.521.008 |
| Inversor aislado | Un | 1 | \$ 20.001.282 | \$ 20.001.282 |
| Caja de protecciones DC | Un | 4 | \$ 260.491 | \$ 1.041.964 |

| Insumo | Unidad | Cantidad | Costo unitario | Costo total |
|------------------------------------|--------|----------|----------------|-----------------------|
| Fusible 20 A | Un | 8 | \$ 6.545 | \$ 52.360 |
| Interruptor DC 10 A | Un | 4 | \$ 70.686 | \$ 282.744 |
| DPS 500 V | Un | 4 | \$ 129.710 | \$ 518.840 |
| Caja para interruptor AC | Un | 1 | \$ 20.000 | \$ 20.000 |
| Interruptor AC 1x20 A | Un | 1 | \$ 8.600 | \$ 8.600 |
| Materiales | | | | |
| Estructuras de soporte | MI | 105,84 | \$ 160.000 | \$ 16.934.400 |
| Tubería EMT ¾" | MI | 88,65 | \$ 6.700 | \$ 593.955 |
| Tubería EMT 1" | MI | 25,6 | \$ 8.200 | \$ 209.920 |
| Cable FV AWG 12 | MI | 168,92 | \$ 4.879 | \$ 824.161 |
| Cable HFFRLS AWG 12 | MI | 8,4 | \$ 1.400 | \$ 11.760 |
| Cable HFFRLS AWG 6 | MI | 166,95 | \$ 4.720 | \$ 788.004 |
| Cable HFFRLS AWG 4 | MI | 50,4 | \$ 7.330 | \$ 369.422 |
| Conector hembra PV | Un | 58 | \$ 8.687 | \$ 503.846 |
| Conector macho PV | Un | 58 | \$ 6.545 | \$ 379.610 |
| Mano de obra | | | | |
| Mano de obra general | Glb | 1 | \$ 14.500.000 | \$ 14.500.000 |
| Costo total de la inversión | | | | \$ 237.756.977 |

4.5.2 Resumen de ingresos

En este apartado se tratará cada alternativa estudiada con un criterio diferente al momento de definir los ingresos económicos. Debido a que el SFCR no contempla la alimentación de una carga con un perfil de consumo en específico, los ingresos podrán estimarse en función de la energía real generada mensualmente a lo largo del año en función del valor promedio de horas solares diarias presente para cada uno de dichos meses. En el caso del SFA los ingresos se definen estableciendo un período diario de operación que permita asignar un valor de referencia del perfil de demanda de los usuarios para el que fue estimado el sistema, siendo este valor estándar para cualquier mes del año, independientemente de las cuotas de producción y consumo de la solución.

Para tener un valor aproximado del incremento en el costo de la energía suministrada por el operador de red local, se consultó el valor de facturación del tarifario de ENEL CODENSA

correspondiente a los últimos cinco años, pudiendo determinarse un incremento del 6,53 % anual para el lapso estudiado. En base a este valor calculado es posible hacer una predicción del aumento del precio en el kilovatio hora vendido a usuarios del sector comercial con contribución, que es el segmento para el que aplica la tarifa energética asociada a instituciones educativas de fondos privados. La proyección de aumento de la tarifa energética se realiza en base al mismo tiempo de vida útil considerado para ambos sistemas fotovoltaicos, es decir, 25 años.

Los resultados del cálculo de ingresos para el SFCR se presentan en las dos siguientes tablas. La primera de ellas muestra la generación mensual equivalente en función de las horas solares promedio obtenidas del atlas solar del IDEAM, empleando para ello la ecuación (3.10) y considerando el rendimiento interno de los equipos, correspondiente para esta alternativa. La segunda tabla representa el total de ingresos referidos al ahorro anual y el ahorro acumulado durante el ciclo de vida útil del sistema, por medio de las ecuaciones (3.39) y (3.40). La presentación del costo mensual de energía a lo largo de los 25 años del período de estudio en función de la generación equivalente y contemplando el aumento mensual del costo de la electricidad se puede apreciar con más detalle en el apéndice número 1.

Tabla 4.31 Generación real estimada por meses del SFCR. Elaboración propia con datos del IDEAM.

| Mes | Horas pico solares | Generación mensual real (kWh) |
|------------|-------------------------------|--|
| Enero | 4,68 | 75,63 |
| Febrero | 4,31 | 69,67 |
| Marzo | 4,32 | 69,83 |
| Abril | 3,72 | 60,04 |
| Mayo | 3,51 | 56,65 |
| Junio | 3,66 | 59,10 |
| Julio | 3,92 | 63,29 |
| Agosto | 4,17 | 67,34 |
| Septiembre | 3,95 | 63,77 |
| Octubre | 3,96 | 64,00 |
| Noviembre | 4,02 | 64,90 |
| Diciembre | 4,24 | 68,52 |

Tabla 4.32 Ahorro en facturación eléctrica equivalente del SFCR. Elaboración propia con datos de ENEL CODENSA (2015-2019).

| Año | Ahorro anual | Ahorro acumulado |
|------------|---------------------|-------------------------|
| 1 | \$ 15.188.494 | \$ 15.188.494 |
| 2 | \$ 16.422.353 | \$ 31.610.847 |
| 3 | \$ 17.756.447 | \$ 49.367.295 |
| 4 | \$ 19.198.918 | \$ 68.566.213 |
| 5 | \$ 20.758.571 | \$ 89.324.784 |
| 6 | \$ 22.444.924 | \$ 111.769.707 |
| 7 | \$ 24.268.270 | \$ 136.037.977 |
| 8 | \$ 26.239.738 | \$ 162.277.716 |
| 9 | \$ 28.371.362 | \$ 190.649.078 |
| 10 | \$ 30.676.151 | \$ 221.325.229 |
| 11 | \$ 33.168.173 | \$ 254.493.402 |
| 12 | \$ 35.862.639 | \$ 290.356.041 |
| 13 | \$ 38.775.993 | \$ 329.132.034 |
| 14 | \$ 41.926.017 | \$ 371.058.051 |
| 15 | \$ 45.331.939 | \$ 416.389.990 |
| 16 | \$ 49.014.545 | \$ 465.404.535 |
| 17 | \$ 52.996.314 | \$ 518.400.849 |
| 18 | \$ 57.301.547 | \$ 575.702.396 |
| 19 | \$ 61.956.522 | \$ 637.658.919 |
| 20 | \$ 66.989.651 | \$ 704.648.570 |
| 21 | \$ 72.431.654 | \$ 777.080.224 |
| 22 | \$ 78.315.746 | \$ 855.395.970 |
| 23 | \$ 84.677.840 | \$ 940.073.810 |
| 24 | \$ 91.556.769 | \$ 1.031.630.579 |
| 25 | \$ 98.994.517 | \$ 1.130.625.096 |

Para el estudio del SFA se designa un valor permanente para la energía demandada por los usuarios, debido a que es necesario comparar los ingresos respecto a un consumo de referencia; este valor estimado es de 10 horas de una posible demanda diaria de servicio, avalado en el hecho de que los horarios de clases en su mayoría, así como de trabajo del personal administrativo suelen ir de 7 de la mañana a 5 de la tarde. Con esta condición se obtiene un

consumo diario referencial fijo de 36,80 kWh y a partir de este se realiza la misma proyección a 25 años para determinar los ahorros. El cálculo mes a mes durante este lapso de tiempo se presenta detalladamente en el apéndice número 2.

Tabla 4.33 Ahorro en facturación eléctrica equivalente del SFA. Elaboración propia con datos de ENEL CODENSA (2015-2019).

| Año | Ahorro anual | Ahorro acumulado |
|------------|---------------------|-------------------------|
| 1 | \$ 10.716.012 | \$ 10.716.012 |
| 2 | \$ 11.586.543 | \$ 22.302.554 |
| 3 | \$ 12.527.792 | \$ 34.830.347 |
| 4 | \$ 13.545.506 | \$ 48.375.853 |
| 5 | \$ 14.645.895 | \$ 63.021.748 |
| 6 | \$ 15.835.676 | \$ 78.857.424 |
| 7 | \$ 17.122.110 | \$ 95.979.534 |
| 8 | \$ 18.513.050 | \$ 114.492.584 |
| 9 | \$ 20.016.985 | \$ 134.509.568 |
| 10 | \$ 21.643.094 | \$ 156.152.662 |
| 11 | \$ 23.401.302 | \$ 179.553.965 |
| 12 | \$ 25.302.341 | \$ 204.856.306 |
| 13 | \$ 27.357.814 | \$ 232.214.120 |
| 14 | \$ 29.580.266 | \$ 261.794.387 |
| 15 | \$ 31.983.263 | \$ 293.777.649 |
| 16 | \$ 34.581.470 | \$ 328.359.119 |
| 17 | \$ 37.390.746 | \$ 365.749.866 |
| 18 | \$ 40.428.239 | \$ 406.178.104 |
| 19 | \$ 43.712.486 | \$ 449.890.590 |
| 20 | \$ 47.263.534 | \$ 497.154.124 |
| 21 | \$ 51.103.056 | \$ 548.257.180 |
| 22 | \$ 55.254.488 | \$ 603.511.668 |
| 23 | \$ 59.743.167 | \$ 663.254.835 |
| 24 | \$ 64.596.491 | \$ 727.851.326 |
| 25 | \$ 69.844.082 | \$ 797.695.408 |

Limitando el estudio de ambas alternativas al análisis de período de recuperación de la inversión, es notable el hecho de que el SCR presenta un retorno completo de los fondos invertidos tan solo en el quinto año de operaciones, mientras que para el SFA esto sucederá apenas en el año

número catorce de vida útil del sistema, lo cual tiene pleno sentido si se considera que la inversión requerida para la puesta en funcionamiento de un SFA es sustancialmente más elevada y que la demanda asociada para este caso particular de estudio es relativamente pequeña en comparación al valor máximo de energía que pudiese aprovecharse del sistema si el perfil de consumo de la carga asociada contemplase una operación continua.

4.5.3 Costos asociados y depreciación

Los costos asociados al sistema para cualquiera de sus dos alternativas obedecen a la operación y mantenimiento de los mismos, y que para efectos del estudio debido a su bajo impacto pueden ser asumidos como despreciables. Este argumento se fundamenta en el hecho de que el principal requerimiento de mantenimiento de un sistema solar radica en la limpieza de suciedad acumulada sobre los paneles y esta labor puede ser realizada por el personal de mantenimiento de la institución sin que esto incida en gastos adicionales a los ya previstos a nivel de gestión de recursos humanos para la ejecución de ese tipo de actividades a nivel general del edificio. Respecto de la operación del sistema, este no requiere de manejo por parte de personal alguno, y ni siquiera de una supervisión constante de los equipos ni de los paneles instalados; si aunamos esto al hecho de que la edificación será gestionada por un protocolo de integración y manejo eficiente de edificaciones, fácilmente puede suponerse que las partes de mayor interés del sistema presentarán un monitoreo constante de su desempeño y ante la eventual necesidad de realizar una intervención de índole correctiva o preventiva, esta será llevada a cabo, aun cuando no se considera prioritario asumir un gasto anual vinculado a esta labor debido a la incertidumbre en la presencia de estos sucesos.

Debe recordarse que los costos de operación y mantenimiento no comprenden la reposición de equipos o dispositivos, y que estos entran a considerarse como gastos no previstos en caso de presentarse; excepción hecha del SFA que requiere un cambio de baterías a mitad de la vida útil del sistema, sin embargo, este valor se toma en cuenta como parte de la inversión inicial del sistema y su costo se toma como un valor presente en el año cero del estudio económico.

Por otra parte, en lo referente a la depreciación, esta naturalmente debe considerarse pues es un fenómeno inherente al paso del tiempo, y que inevitablemente se hace presente independientemente del óptimo desempeño del sistema, así como de la adecuada preservación

de los activos involucrados. Para los propósitos de este trabajo se realiza el análisis de la depreciación de acuerdo al método de la suma de dígitos y se considera que al final del período de vida útil estimado para un sistema, su valor de salvamento puede estar en torno al 30 % de la inversión realizada. Los resultados del cálculo de la depreciación son hallados por medio de las ecuaciones (3.42), (3.43) y (3.44) para ambas alternativas, y pueden apreciarse en las siguientes tablas:

Tabla 4.34 Depreciación del SFCR por el método de la suma de los dígitos. Elaboración propia.

| Periodo | Inverso | FD | Depreciación Anual | Valor Residual | Depreciación acumulada |
|---------|---------|-------|--------------------|----------------|------------------------|
| 0 | | | | \$ 23.762.336 | |
| 1 | 25 | 0,077 | \$ 1.827.872 | \$ 21.934.464 | \$ 1.827.872 |
| 2 | 24 | 0,074 | \$ 1.754.757 | \$ 20.179.707 | \$ 3.582.629 |
| 3 | 23 | 0,071 | \$ 1.681.642 | \$ 18.498.065 | \$ 5.264.271 |
| 4 | 22 | 0,068 | \$ 1.608.527 | \$ 16.889.538 | \$ 6.872.799 |
| 5 | 21 | 0,065 | \$ 1.535.413 | \$ 15.354.125 | \$ 8.408.211 |
| 6 | 20 | 0,062 | \$ 1.462.298 | \$ 13.891.827 | \$ 9.870.509 |
| 7 | 19 | 0,058 | \$ 1.389.183 | \$ 12.502.645 | \$ 11.259.692 |
| 8 | 18 | 0,055 | \$ 1.316.068 | \$ 11.186.577 | \$ 12.575.760 |
| 9 | 17 | 0,052 | \$ 1.242.953 | \$ 9.943.624 | \$ 13.818.713 |
| 10 | 16 | 0,049 | \$ 1.169.838 | \$ 8.773.786 | \$ 14.988.551 |
| 11 | 15 | 0,046 | \$ 1.096.723 | \$ 7.677.063 | \$ 16.085.274 |
| 12 | 14 | 0,043 | \$ 1.023.608 | \$ 6.653.454 | \$ 17.108.882 |
| 13 | 13 | 0,040 | \$ 950.493 | \$ 5.702.961 | \$ 18.059.376 |
| 14 | 12 | 0,037 | \$ 877.379 | \$ 4.825.582 | \$ 18.936.754 |
| 15 | 11 | 0,034 | \$ 804.264 | \$ 4.021.318 | \$ 19.741.018 |
| 16 | 10 | 0,031 | \$ 731.149 | \$ 3.290.170 | \$ 20.472.167 |
| 17 | 9 | 0,028 | \$ 658.034 | \$ 2.632.136 | \$ 21.130.201 |
| 18 | 8 | 0,025 | \$ 584.919 | \$ 2.047.217 | \$ 21.715.120 |
| 19 | 7 | 0,022 | \$ 511.804 | \$ 1.535.413 | \$ 22.226.924 |
| 20 | 6 | 0,018 | \$ 438.689 | \$ 1.096.723 | \$ 22.665.613 |
| 21 | 5 | 0,015 | \$ 365.574 | \$ 731.149 | \$ 23.031.188 |
| 22 | 4 | 0,012 | \$ 292.460 | \$ 438.689 | \$ 23.323.647 |
| 23 | 3 | 0,009 | \$ 219.345 | \$ 219.345 | \$ 23.542.992 |
| 24 | 2 | 0,006 | \$ 146.230 | \$ 73.115 | \$ 23.689.222 |
| 25 | 1 | 0,003 | \$ 73.115 | \$ 0 | \$ 23.762.336 |

Tabla 4.35 Depreciación del SFA por el método de la suma de los dígitos. Elaboración propia.

| Periodo | Inverso | FD | Depreciación Anual | Valor Residual | Depreciación acumulada |
|---------|---------|-------|--------------------|----------------|------------------------|
| 0 | | | | \$ 118.878.488 | |
| 1 | 25 | 0,077 | \$ 9.144.499 | \$ 109.733.989 | \$ 9.144.499 |
| 2 | 24 | 0,074 | \$ 8.778.719 | \$ 100.955.270 | \$ 17.923.218 |
| 3 | 23 | 0,071 | \$ 8.412.939 | \$ 92.542.331 | \$ 26.336.157 |
| 4 | 22 | 0,068 | \$ 8.047.159 | \$ 84.495.172 | \$ 34.383.317 |
| 5 | 21 | 0,065 | \$ 7.681.379 | \$ 76.813.793 | \$ 42.064.696 |
| 6 | 20 | 0,062 | \$ 7.315.599 | \$ 69.498.193 | \$ 49.380.295 |
| 7 | 19 | 0,058 | \$ 6.949.819 | \$ 62.548.374 | \$ 56.330.115 |
| 8 | 18 | 0,055 | \$ 6.584.039 | \$ 55.964.335 | \$ 62.914.154 |
| 9 | 17 | 0,052 | \$ 6.218.259 | \$ 49.746.075 | \$ 69.132.413 |
| 10 | 16 | 0,049 | \$ 5.852.479 | \$ 43.893.596 | \$ 74.984.893 |
| 11 | 15 | 0,046 | \$ 5.486.699 | \$ 38.406.896 | \$ 80.471.592 |
| 12 | 14 | 0,043 | \$ 5.120.920 | \$ 33.285.977 | \$ 85.592.512 |
| 13 | 13 | 0,040 | \$ 4.755.140 | \$ 28.530.837 | \$ 90.347.651 |
| 14 | 12 | 0,037 | \$ 4.389.360 | \$ 24.141.478 | \$ 94.737.011 |
| 15 | 11 | 0,034 | \$ 4.023.580 | \$ 20.117.898 | \$ 98.760.590 |
| 16 | 10 | 0,031 | \$ 3.657.800 | \$ 16.460.098 | \$ 102.418.390 |
| 17 | 9 | 0,028 | \$ 3.292.020 | \$ 13.168.079 | \$ 105.710.410 |
| 18 | 8 | 0,025 | \$ 2.926.240 | \$ 10.241.839 | \$ 108.636.649 |
| 19 | 7 | 0,022 | \$ 2.560.460 | \$ 7.681.379 | \$ 111.197.109 |
| 20 | 6 | 0,018 | \$ 2.194.680 | \$ 5.486.699 | \$ 113.391.789 |
| 21 | 5 | 0,015 | \$ 1.828.900 | \$ 3.657.800 | \$ 115.220.689 |
| 22 | 4 | 0,012 | \$ 1.463.120 | \$ 2.194.680 | \$ 116.683.809 |
| 23 | 3 | 0,009 | \$ 1.097.340 | \$ 1.097.340 | \$ 117.781.149 |
| 24 | 2 | 0,006 | \$ 731.560 | \$ 365.780 | \$ 118.512.708 |
| 25 | 1 | 0,003 | \$ 365.780 | \$ 0 | \$ 118.878.488 |

4.5.4 Flujo de caja real

Utilizando la ecuación (3.45) se calcula la diferencia para cada período entre ingresos y gastos, teniendo en cuenta que estos están representados por el ahorro y la depreciación anual respectivamente. El flujo de caja correspondiente al ciclo de vida de las dos alternativas se presenta en las siguientes tablas:

Tabla 4.36 Flujo de caja estimado para el SFCR. Elaboración propia.

| Año | Ingresos | Gastos | Flujo de caja |
|--------------------------|-----------------|---------------|-------------------------|
| 1 | \$ 15.188.494 | \$ 1.827.872 | \$ 13.360.622 |
| 2 | \$ 16.422.353 | \$ 1.754.757 | \$ 14.667.596 |
| 3 | \$ 17.756.447 | \$ 1.681.642 | \$ 16.074.805 |
| 4 | \$ 19.198.918 | \$ 1.608.527 | \$ 17.590.391 |
| 5 | \$ 20.758.571 | \$ 1.535.413 | \$ 19.223.158 |
| 6 | \$ 22.444.924 | \$ 1.462.298 | \$ 20.982.626 |
| 7 | \$ 24.268.270 | \$ 1.389.183 | \$ 22.879.087 |
| 8 | \$ 26.239.738 | \$ 1.316.068 | \$ 24.923.671 |
| 9 | \$ 28.371.362 | \$ 1.242.953 | \$ 27.128.409 |
| 10 | \$ 30.676.151 | \$ 1.169.838 | \$ 29.506.313 |
| 11 | \$ 33.168.173 | \$ 1.096.723 | \$ 32.071.450 |
| 12 | \$ 35.862.639 | \$ 1.023.608 | \$ 34.839.030 |
| 13 | \$ 38.775.993 | \$ 950.493 | \$ 37.825.499 |
| 14 | \$ 41.926.017 | \$ 877.379 | \$ 41.048.639 |
| 15 | \$ 45.331.939 | \$ 804.264 | \$ 44.527.675 |
| 16 | \$ 49.014.545 | \$ 731.149 | \$ 48.283.397 |
| 17 | \$ 52.996.314 | \$ 658.034 | \$ 52.338.280 |
| 18 | \$ 57.301.547 | \$ 584.919 | \$ 56.716.628 |
| 19 | \$ 61.956.522 | \$ 511.804 | \$ 61.444.718 |
| 20 | \$ 66.989.651 | \$ 438.689 | \$ 66.550.962 |
| 21 | \$ 72.431.654 | \$ 365.574 | \$ 72.066.080 |
| 22 | \$ 78.315.746 | \$ 292.460 | \$ 78.023.286 |
| 23 | \$ 84.677.840 | \$ 219.345 | \$ 84.458.495 |
| 24 | \$ 91.556.769 | \$ 146.230 | \$ 91.410.539 |
| 25 | \$ 98.994.517 | \$ 73.115 | \$ 98.921.402 |
| Balance acumulado | | | \$ 1.106.862.759 |

Para la alternativa del SFCR puede notarse que el sistema realmente generará beneficios económicos a partir de su primer año de implementación, y que incluso la inversión realizada será recuperada a partir del quinto año de operación.

A diferencia de la primera alternativa, en el caso del SFA la recuperación de la inversión sucede en un lapso de tiempo significativamente mayor, específicamente durante el décimo séptimo año de operación de la instalación. Naturalmente, este período de recuperación es más amplio debido al costo extra de esta alternativa representado por la inversión necesaria en los subsistemas de regulación y de acumulación, así como por el hecho de que la carga requerida

tiene un valor límite que no permite aprovechar la generación máxima en las horas pico de incidencia solar.

Tabla 4.37 Flujo de caja estimado para el SFA. Elaboración propia.

| Año | Ingresos | Gastos | Flujo de caja |
|--------------------------|-----------------|---------------|-----------------------|
| 1 | \$ 10.716.012 | \$ 9.144.499 | \$ 1.571.513 |
| 2 | \$ 11.586.543 | \$ 8.778.719 | \$ 2.807.823 |
| 3 | \$ 12.527.792 | \$ 8.412.939 | \$ 4.114.853 |
| 4 | \$ 13.545.506 | \$ 8.047.159 | \$ 5.498.347 |
| 5 | \$ 14.645.895 | \$ 7.681.379 | \$ 6.964.516 |
| 6 | \$ 15.835.676 | \$ 7.315.599 | \$ 8.520.077 |
| 7 | \$ 17.122.110 | \$ 6.949.819 | \$ 10.172.291 |
| 8 | \$ 18.513.050 | \$ 6.584.039 | \$ 11.929.011 |
| 9 | \$ 20.016.985 | \$ 6.218.259 | \$ 13.798.725 |
| 10 | \$ 21.643.094 | \$ 5.852.479 | \$ 15.790.614 |
| 11 | \$ 23.401.302 | \$ 5.486.699 | \$ 17.914.603 |
| 12 | \$ 25.302.341 | \$ 5.120.920 | \$ 20.181.422 |
| 13 | \$ 27.357.814 | \$ 4.755.140 | \$ 22.602.675 |
| 14 | \$ 29.580.266 | \$ 4.389.360 | \$ 25.190.907 |
| 15 | \$ 31.983.263 | \$ 4.023.580 | \$ 27.959.683 |
| 16 | \$ 34.581.470 | \$ 3.657.800 | \$ 30.923.670 |
| 17 | \$ 37.390.746 | \$ 3.292.020 | \$ 34.098.727 |
| 18 | \$ 40.428.239 | \$ 2.926.240 | \$ 37.501.999 |
| 19 | \$ 43.712.486 | \$ 2.560.460 | \$ 41.152.026 |
| 20 | \$ 47.263.534 | \$ 2.194.680 | \$ 45.068.854 |
| 21 | \$ 51.103.056 | \$ 1.828.900 | \$ 49.274.156 |
| 22 | \$ 55.254.488 | \$ 1.463.120 | \$ 53.791.368 |
| 23 | \$ 59.743.167 | \$ 1.097.340 | \$ 58.645.827 |
| 24 | \$ 64.596.491 | \$ 731.560 | \$ 63.864.931 |
| 25 | \$ 69.844.082 | \$ 365.780 | \$ 69.478.302 |
| Balance acumulado | | | \$ 678.816.920 |

A pesar de que lo anterior constituye un factor desalentador para el interés económico puesto en la implementación del SFA, este puede beneficiarse de la presencia de dos condiciones que incidirían favorablemente en su aprovechamiento como actividad redituable. En primer lugar, el sobredimensionamiento de los equipos por motivos técnicos y de oferta del proveedor seleccionado permite una expansión de la carga conectada sin que esto incida en un aumento en la cantidad de paneles e incluso de reguladores instalados. En segundo lugar, la figura de gestión del sistema implica beneficios por el cobro a los usuarios de los cargadores vehiculares por la

energía consumida, que para efectos de comercialización puede tener un precio de venta estimado entre 10 % y 15 % superior al valor del kilovatio hora establecido por la compañía electrificadora. El correcto aprovechamiento de ambas condiciones podría implicar un incremento aproximado de 20 % sobre los ingresos calculados originalmente para el sistema y por consiguiente un mayor flujo de caja durante la vida útil de la instalación.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO 5

SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA DEL SISTEMA

Este capítulo aborda las premisas elementales de una gestión energética eficiente y su aporte al compromiso medioambiental de una edificación. Se definen los conceptos básicos de sustentabilidad y los procesos de certificación que se espera cumplir para el proyecto, presentando una descripción de las áreas de trabajo específicas en las que el mismo tiene injerencia.

5.1 PRINCIPIOS DE SUSTENTABILIDAD

La sustentabilidad se refiere a la capacidad del ser humano de satisfacer las necesidades socioeconómicas de una población sin que la búsqueda de ese resultado afecte las posibilidades de las generaciones futuras en cubrir las mismas necesidades. Para lograr este cometido se necesita hacer un uso racional y eficiente de los recursos disponibles, sin agotarlos o exceder su capacidad de regeneración.

Conforme el ideal de sustentabilidad comenzó a tener aceptación en las sociedades modernas, surgió el concepto de edificaciones ecológicas que buscan mejorar las condiciones de vida de los usuarios aplicando criterios de funcionamiento sostenible. Los principios de sustentabilidad se enfocan en la obtención de resultados positivos en habitabilidad, gestión de recursos e impacto socioeconómico [28].

Las condiciones de habitabilidad buscan crear entornos construidos donde la salud y el confort son fundamentales para los usuarios. La gestión de los recursos se enfoca en disminuir el consumo de agua y energía, la emisión de gases de efecto invernadero y la generación de desechos sólidos. El impacto socioeconómico promueve la reducción de costos de construcción, disminución de responsabilidades asociadas a la huella ambiental de la edificación, incremento en el valor de la propiedad y la obtención de resultados predecibles en el diseño, construcción y operación de los espacios construidos.

El efecto acumulado del diseño, la construcción y la operación de los entornos construidos e intervenidos representa profundas implicaciones para la salud humana, el medio ambiente y la economía; por este motivo la aplicación de los criterios de sustentabilidad busca establecer un balance entre el ciclo de vida de las edificaciones, la integración de los distintos sistemas que actúan en esta y los costos y beneficios que conlleva su construcción [29].

5.2 CERTIFICACIÓN DE LIDERAZGO EN ENERGÍA Y DISEÑO AMBIENTAL (LEED)

La certificación LEED (del inglés *Leadership in Energy & Environmental Design*) es implementada en los Estados Unidos por el *U. S. Green Building Council* (USGBC) y aplicada en varios países, siendo la certificación de verificación para edificios sustentables más implementada en el mundo. Su primera versión fue publicada en 1998, aunque su desarrollo inició en 1993. Con el paso de los años se han publicado nuevas versiones con criterios cada vez más específicos, siendo la versión v4 la vigente desde 2016.

5.2.1 Descripción de la certificación LEED

La estructura de funcionamiento de LEED se basa en créditos puntuables dentro de una serie de categorías, y que a su vez tienen una valoración que puede diferir según el tipo y utilidad de la edificación que opte al proceso de certificación. La sumatoria de puntos obtenidos en el cumplimiento total o parcial de los créditos determina el grado de certificación obtenido por la edificación [30].

El alcance de la certificación varía según el tipo de proyecto en el que puede clasificarse la edificación, y dentro de cada uno de estos tipos pueden considerarse diferentes utilidades posibles para su uso final, cada una con sus criterios particulares:

- LEED BD+C: Diseño y construcción de edificios
 - Nueva construcción
 - Núcleo y envoltorio
 - Educativo
 - Superficies comerciales
 - Centros de datos
 - Logística (Almacenes y centros de distribución)
 - Hospedaje
 - Salud
- LEED ID+C: Diseño y construcción de interiores
 - Interiores comerciales
 - Superficies comerciales
 - Hospedaje
- LEED O+M: Operación y mantenimiento de edificios
 - Edificios existentes
 - Educativo
 - Superficies comerciales
 - Centros de datos
 - Hospedaje
 - Logística (Almacenes y centros de distribución)
- LEED ND: Desarrollo urbano
 - Planificación
 - Desarrollo construido
- LEED home: Diseño y construcción de viviendas
 - Viviendas unifamiliares y multifamiliares de baja altura
 - Viviendas multifamiliares de altura media

Para todos estos tipos de proyecto con sus respectivas utilidades se realiza la evaluación de los créditos comprendidos en algún de las siguientes categorías de base:

- Localización y transporte (LT)
- Parcelas sostenibles (PS)
- Eficiencia en agua (EA)
- Energía y atmósfera (EYA)
- Materiales y recursos (MR)
- Calidad ambiental interior (CAI)
- Innovación (IN)
- Prioridad regional (PR)

Dentro de cada una de estas categorías hay un conjunto de créditos, que son actividades con una serie de condiciones a cumplir para obtener puntos. El cumplimiento de las metas puede ser total o parcial y se otorga una cantidad de puntos en función al resultado obtenido. Ciertos créditos son aplicables sólo para un determinado tipo de edificaciones, o tienen distinto criterio de valoración según el tipo, así como la puntuación que se puede obtener. Algunas categorías también incluyen prerrequisitos, los cuales no son puntuables pero su cumplimiento condiciona la posibilidad de optar a los puntos de un crédito determinado [31].

Por último, el nivel de certificación obtenido depende del total de puntos obtenidos en la evaluación, existiendo cuatro niveles de certificación, que son:

- LEED certificado: entre 40 y 49 puntos.
- LEED plata: entre 50 y 59 puntos.
- LEED oro: entre 60 y 79 puntos.
- LEED platino: más de 80 puntos.

5.2.2 Ámbito de influencia del proyecto en el proceso de certificación LEED

Este proyecto tendrá intervención directa en dos de los créditos que componen la categoría Energía y Atmósfera, así como una participación de influencia reducida en otros dos, todos estos

relacionados con el uso de las energías alternativas y la gestión adecuada de los recursos energéticos.

5.2.2.1 Crédito EYA - Recepción mejorada Tiene como propósito soportar los procesos de diseño, construcción y eventual operación de la edificación a fin de cumplir con los requerimientos del propietario hacia el proyecto en cuanto a energía, agua, calidad ambiental interior y durabilidad.

- **Requisitos:** Completar las actividades de los procesos de recepción de documentación para sistemas y montajes mecánicos, eléctricos, de fontanería y energía renovable de acuerdo con las directrices de ASHRAE para sistemas CVACR (Calefacción, ventilación, aire acondicionado y refrigeración), en función de su relación con energía, agua, calidad ambiental interior y durabilidad. Las tareas a realizar por la autoridad de recepción para validar este punto comprenden:

- Revisar la documentación remitida por el contratista.
- Verificar la inclusión de los requisitos de los manuales de los sistemas en los documentos de construcción.
- Verificar las actualizaciones y entregas de los manuales de los sistemas.
- Verificar la entrega y eficacia de la formación de operadores y ocupantes.
- Revisar las operaciones del edificio diez meses después de su finalización substancial.

Sobre el cumplimiento de estas tareas se incluye una actividad adicional de carácter opcional basada en la monitorización e identificación de los puntos que se deben medir y evaluar para valorar la eficiencia de los sistemas relacionados con el consumo de agua y energía.

- **Puntos acreditados:** Aplicado en centros educativos este crédito asigna 3 puntos por el cumplimiento satisfactorio de todas las exigencias relacionadas con la vía de recepción mejorada más la opción de otorgar un punto adicional si se implementa la vía de recepción basada en seguimiento por sistemas de monitorización.

- **Alcance del proyecto en el crédito:** La presentación a la autoridad de recepción de la documentación asociada al manejo, operación y seguimiento del desempeño del conjunto,

contribuirá en la aprobación del crédito; sin embargo, la presencia o no de este sistema no es vinculante en la obtención de los puntos posibles.

El sistema tendrá una injerencia parcial en la evaluación de este crédito, sin que el grado de aporte pueda ser cuantificado.

5.2.2.2 Crédito EYA: Medición avanzada de energía Este crédito se basa en la sustentación de la gestión energética y la identificación de oportunidades de ahorro de energía adicional mediante el seguimiento del consumo de energía a nivel del edificio y de sus sistemas.

- **Requisitos:** Se requiere la instalación de un contador de energía avanzado para cada fuente de energía utilizada por el edificio, así como para cualquier uso final individual de energía que represente el 10 % o más del consumo total del mismo.

La propuesta de medición avanzada debe incluir ciertas características. Los contadores deben estar instalados de manera permanente, registrar datos a intervalos de máximo una hora, llevar un registro de eventos durante al menos 36 meses y tener la capacidad de transmitir datos a distancia a través de una red de área local, red inalámbrica o cualquier infraestructura de comunicación comparable.

En el caso de los contadores de electricidad, estos deben estar en capacidad de registrar tanto el consumo como la demanda, y en caso de que resulte conveniente, también es necesario realizar el registro del factor de potencia.

- **Puntos acreditados:** Para el caso de centros educativos, el cumplimiento de las exigencias asociadas a este crédito otorgará un punto en la evaluación.

- **Alcance del proyecto en el crédito:** La influencia del sistema en la valoración de este crédito es de tipo parcial, sin poder determinar claramente cuál es su porcentaje de contribución.

5.2.2.3 Crédito EYA: Producción de energía renovable Tiene un propósito claro, que es reducir los daños medioambientales y económicos asociados a la energía procedente de combustibles fósiles, aumentando las opciones de autoabastecimiento de energía de fuentes alternativas.

- **Requisitos:** Se valorará el uso de los sistemas de energía renovable en función de su capacidad de compensar los costes energéticos del edificio; para esto es necesario calcular el porcentaje de energía renovable a través del cociente entre el coste equivalente de energía consumible producida por el sistema y el coste energético total anual del edificio.

El valor a utilizar del coste energético anual del edificio, debe ser el calculado en el Prerrequisito EYA Mínima eficiencia energética. Las condiciones impuestas en este prerrequisito son de carácter esencial para obtener la evaluación del crédito, y exigen demostrar una mejora de al menos 5 % de toda la energía consumida por el edificio en el caso de una construcción nueva, por medio de la simulación energética realizada con un software especializado y debidamente certificado por la autoridad de evaluación.

- **Puntos acreditados:** En el caso de centros educativos, los puntos otorgados se asignarán de acuerdo a la cobertura de un porcentaje mínimo de energía renovable. Los rangos definidos para la puntuación son los siguientes:

Tabla 5.1 Valoración del crédito EYA: Producción de energía renovable. USGBC (2014).

| Porcentaje de energía renovable | Puntos asignados |
|---------------------------------|------------------|
| 1 % - 4 % | 1 |
| 5 % - 9 % | 2 |
| ≥ 10 % | 3 |

- **Alcance del proyecto en el crédito:** Para este caso la contribución del sistema implementado será total, aunque es necesario resaltar que el SFCR tiene posibilidades de aportar un mayor porcentaje de generación que el SFA, debido a las limitaciones de la demanda vinculada.

Debido a que no se dispone de los resultados de la simulación de consumo energético del edificio no es posible determinar el porcentaje de generación que cubriría el sistema en ambas alternativas, ya que este estudio contempla en detalle los perfiles de consumo de los usuarios, así como los horarios de labores académicas y administrativas, que si bien no limitan el cálculo

de la carga de la edificación si afectan de manera notable la posibilidad de obtener el valor del consumo acumulado anual.

5.2.2.4 Crédito EYA: Energía verde y compensaciones de carbono Este tiene como propósito promover la reducción de gases de efecto invernadero mediante el uso de fuentes de la red, tecnologías de energía renovable y proyectos de mitigación de carbono.

- **Requisitos:** Garantizar de forma contractual que, durante un período no menor a cinco años, al menos el 50 %, e idealmente el 100 % de la energía empleada por la edificación, provenga de fuentes de energía sostenible, compensaciones de carbono o certificados de energía renovable (CER).

Para el caso particular de las tecnologías instaladas en energía sostenible, así como los CER, deben estar acreditados por una certificación del tipo *Green-e*, o un equivalente aprobado por la autoridad evaluadora competente.

- **Puntos acreditados:** Para centros educativos se asigna entre uno y dos puntos de acuerdo al porcentaje de cobertura de la energía empleada por generación libre de carbono. Si al menos el 50 % de la energía utilizada es limpia se asignará un punto, de lograr una cobertura del 100 % de la demanda con estas condiciones, serán asignados dos puntos

- **Alcance del proyecto en el crédito:** Debido al tamaño de la edificación y su demanda, solo una pequeña porción de la energía requerida provendrá directamente de una fuente renovable, lo que limita al sistema una vez más a tener una participación parcial en la valoración de este criterio. Para este caso tampoco podrá ser cuantificable directamente la proporción de puntos obtenidos que puedan ser adjudicados al proyecto.

5.3 CERTIFICACIÓN DE ALTA CALIDAD AMBIENTAL (HQE)

La certificación HQE (del francés *Haute Qualité Environnementale*) es el estándar de sostenibilidad implementado en Francia, aunque su alcance también se ha extendido a nivel internacional. Sus procesos y publicaciones son administradas por la *Association pour la haute qualité environnementale*, establecida en París en 1996 y creada para gestionar el desarrollo de este estándar de certificación nacional, cuya primera versión fue publicada en el año 2004.

5.3.1 Descripción de la certificación HQE

La certificación HQE tiene un sistema complejo de calificación distribuido en varios niveles. Básicamente se basa en la obtención de estrellas en un conjunto de temas principales; dichos temas pueden abarcar uno o varios objetivos y a su vez cada uno de esos objetivos comprende una serie de requerimientos.

El cumplimiento total o parcial de las exigencias de un requerimiento otorga una cantidad máxima de puntos a variar según la utilidad de la edificación en evaluación y según cada requerimiento en específico. La suma total de los puntos de requerimientos de cada objetivo determina una valoración de rendimiento de acuerdo a un rango de puntos alcanzados y que variará en función de la utilidad de la edificación para cada objetivo. Además de los puntos obtenibles, en cada objetivo hay una serie de prerequisites no cuantificables, pero de cumplimiento obligatorio. Las valoraciones de rendimiento de cada objetivo se traducen en puntos equivalentes, y para cada tema se determina la cantidad de estrellas alcanzadas en función de dichos puntos equivalentes. La fórmula utilizada para el cálculo de estrellas presenta una configuración diferente para cada uno de los temas principales [32].

Los temas en los que se divide la certificación son los siguientes:

- Energía: Comprende únicamente el objetivo de energía.
- Ambiente: Comprende los objetivos de lugar, materiales, sitio de trabajo, agua, desechos y mantenimiento.
- Salud: Comprende los objetivos de calidad de los espacios, calidad del aire y calidad del agua.
- Confort: Comprende los objetivos de confort higrotérmico, confort acústico, confort visual y confort olfativo.

Según el grado de intervención del proyecto, las certificaciones HQE pueden estar destinadas a construcción, edificios en operación o planificación urbana y desarrollo [33].

Finalmente, la calificación definitiva del edificio puede tener uno de los siguientes resultados:

- HQE aprobado: 0 estrellas + todos los prerequisites.

- HQE bueno: Entre 1 a 4 estrellas.
- HQE muy bueno: Entre 5 y 8 estrellas.
- HQE excelente: Entre 9 y 11 estrellas.
- HQE excepcional: 12 o más estrellas con al menos 3 estrellas en el tema de energía.

5.3.2 **Ámbito de influencia del proyecto en el proceso de certificación HQE**

La participación de este proyecto en el proceso de acreditación se hará de forma completa en un criterio de evaluación, y de forma parcial o incluso indirecta en dos criterios más, todos estos comprendidos dentro del objetivo número 4 también conocido como objetivo de energía.

5.3.2.1 Criterio de evaluación 4.2.4: Uso de energía renovable El propósito de este requerimiento está en asegurar que el uso de fuentes de energía renovable haya sido estudiado e implementado en caso de ser posible.

- **Requisitos:** Realizar un estudio comparativo de factibilidad técnica y económica entre un medio de energía base llamado sistema prospectivo y las diversas opciones consideradas en el análisis, llamadas sistemas alternativos. Tanto el sistema prospectivo como los alternativos deben ser seleccionados a partir de los siguientes tipos de energía: hidráulica, solar, eólica geotérmica, hidrotérmica, biomasa, gas obtenido del procesamiento de residuos en rellenos sanitarios o plantas de tratamiento de aguas residuales y biogás.

El estudio de factibilidad debe contemplar el consumo de energía primaria, la emisión de gases de efecto invernadero y los costos anuales de operación del sistema prospectivo, así como la categoría de energía y de impacto climático alcanzada por el sistema en caso de que exista un sistema de categorización implementado en el país en cuestión. Cada uno de los sistemas alternativos debe presentar un análisis de la diferencia en costos de inversión, consumo de energía, emisión de gases de efecto invernadero y costo anual de operación respecto del sistema prospectivo, así como un estudio del tiempo de recuperación de la inversión. Para los sistemas alternativos también aplica la categorización de energía e impacto climático en caso de estar disponible. En caso de que alguna alternativa no sea factible debido a la no disponibilidad de recursos en la localidad, esto deberá ser comprobado en el estudio.

Los costos de operación del sistema no podrán incluir gastos asociados a reemplazo de equipos y materiales, así como tampoco se considerarán los ingresos obtenidos por posible comercialización de los excedentes de energía producida.

En función de obtener la valoración esperada para este criterio de evaluación, un sistema de energía alternativa debe ser implementado de acuerdo a los resultados arrojados por el estudio.

- **Puntos acreditados:** Es posible obtener hasta cuatro puntos conforme al valor de cobertura alcanzado de la demanda energética del edificio en términos de calefacción, enfriamiento, iluminación artificial y agua caliente, según los rangos mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 5.2 Valoración del criterio de uso de energía renovable. ASSOHQE (2016).

| Cobertura en la demanda de energía | Puntos obtenidos |
|------------------------------------|------------------|
| 10 % | 1 |
| 20 % | 2 |
| 30 % | 3 |
| 40 % | 4 |

- **Alcance del proyecto en el criterio de evaluación:** La presencia del sistema en este criterio tiene una contribución total en el mismo, sin embargo, es necesario tener presente que las condiciones de evaluación requieren que la energía generada sea asociada al consumo de sistemas CVACR. Esta limitación no presenta inconvenientes para el SFCR dado su aporte de recursos a la red general de la edificación; quedará por definir mediante la simulación energética y la elaboración del perfil de demanda de cada uno de los sistemas involucrados, cuál será el margen de cobertura logrado.

5.3.2.2 Criterio de evaluación 4.3.1: Cantidades equivalentes de CO₂ producidas debido al uso de energía Orientado a combatir el cambio climático por medio de la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero tales como dióxido de carbono, óxido nitroso y metano, expresada en kilogramos equivalentes de CO₂ y proveniente principalmente del uso de energía generada a través de combustibles fósiles.

- **Requisitos:** Debe estipularse la cantidad de CO₂ equivalente generado por los diversos sistemas que consumen energía de la edificación y justificar claramente que la fuente de generación seleccionada corresponde con el mejor compromiso respecto de la emisión de gases y los objetivos medioambientales establecidos por el propietario.

Para obtener los resultados exigidos será necesario realizar un cálculo de emisión de gases de efecto invernadero que contemple el efecto de todas las alternativas energéticas disponibles, a fin de determinar que opción refleja el menor impacto ambiental.

- **Puntos acreditados:** Se asignará un punto al demostrar que la opción de suministro energético implementada será aquella que corresponda al mínimo impacto ambiental generado.

Con la finalidad de obtener puntos adicionales deberá comprobarse una reducción en la cantidad de CO₂ equivalente emanado respecto de un valor de referencia previamente determinado por la autoridad evaluadora, calificándose de acuerdo a los límites alcanzados según la siguiente tabla:

Tabla 5.3 Valoración del criterio de cantidades equivalentes de CO₂ producidas debido al uso de energía. ASSOHQE (2016).

| Porcentaje de ahorro | Puntos obtenidos |
|----------------------|------------------|
| 10 % | 1 |
| 20 % | 2 |
| 30 % | 3 |

- **Alcance del proyecto en el criterio de evaluación:** La participación del sistema en el proceso de evaluación será parcial, sin embargo, tiene una influencia significativa basada en el hecho de que el aporte de energía realizado es prácticamente libre de emisiones contaminantes. No obstante, este aporte no puede ser cuantificable en función de los puntos específicos que se obtengan tras su implementación.

5.3.2.3 Criterio de evaluación 4.3.2: Cantidades equivalentes de SO₂ producidas debido al uso de energía Tiene por objetivo mitigar la acidificación atmosférica representada por la formación de lluvia ácida mediante la reducción en la emisión de gases polutantes, como el dióxido de

azufre y los diversos óxidos provenientes del nitrógeno, expresada en kilogramos equivalentes de SO₂ y ocasionada por el uso de energía generada a través de combustibles fósiles.

- **Requisitos:** Debe estimarse la cantidad de SO₂ equivalente emitido por los diversos sistemas que consumen energía en la edificación y demostrar claramente que la fuente de energía seleccionada corresponde con la mejor alternativa de impacto ambiental, respetando los objetivos medioambientales establecidos por el propietario. Naturalmente este estudio será realizado considerando las opciones de emanación de contaminantes proveniente de todas las alternativas de producción energética con posibilidad de implementación.

- **Puntos acreditados:** Se otorgará un punto mediante la presentación de los cálculos que demuestren la cantidad de SO₂ equivalente arrojado a la atmosfera debido al uso de energía primaria de los diversos sistemas de la edificación.

Será acreditado un punto adicional para este requerimiento por la justificación satisfactoria de que la alternativa de generación seleccionada para el edificio cumple con la menor emisión de gases acidificantes.

- **Alcance del proyecto en el criterio de evaluación:** La participación del sistema en el proceso de evaluación será parcial, sin embargo, tiene una influencia significativa basada en el hecho de que el aporte de energía realizado es prácticamente libre de emisiones contaminantes. No obstante, este aporte no puede ser cuantificable en función de los puntos específicos que se obtengan tras su implementación.

CONCLUSIONES

Este trabajo permitió obtener un panorama más claro sobre las necesidades concretas a nivel de conocimientos técnicos, planificación y manejo de sistemas integrados e inversión económica necesaria, que se relacionan al proceso de implementación de un sistema de generación fotovoltaica, independientemente del tipo de edificación intervenida, así como de la utilidad para la cual sea requerida la solución planteada.

Desde un comienzo quedaba claro que el desarrollo de un sistema de energía solar a nivel de una institución educativa resulta apropiado, al combinar los conceptos de energía limpia, gestión de recursos y sustentabilidad, con los principios de innovación, responsabilidad social y compromiso ambiental propios de un entorno académico. Sin embargo, esta unión de entornos requiere de una adecuada base de conceptos técnicos y económicos que permitan alcanzar los objetivos esperados obteniendo un desempeño óptimo del sistema requerido, así como una inversión razonable que no resulte en un desperdicio de recursos.

Tras haber analizado las diferentes variables que intervienen en la configuración de un sistema fotovoltaico, es factible afirmar que no rige una metodología estándar para la selección de sus componentes, pudiendo esta guiarse por el máximo espacio disponible, el aporte de energía solicitado por una o varias cargas vinculadas, por la inversión económica que es posible realizar, por las características técnicas de los equipos disponibles y naturalmente por el perfil de uso y conexión a la red para el que sea requerido.

Las conclusiones obtenidas tras la comparación realizada entre las dos alternativas de implementación estudiadas arrojaron algunas diferencias fundamentales para tener en cuenta a la hora de decidir cuál será la selección más razonable para un sistema en una edificación cualquiera.

Los SFCR pueden considerarse más versátiles dado el hecho de que siendo conectados directamente a la red operan alimentando cualquier sistema de la edificación que requiera ser proveído en el momento y no se limitan a las cargas reducidas a una infraestructura de distribución específica. Otro beneficio asociado a este tipo de sistema radica en su menor costo, por no requerir un subsistema de acumulación de energía la inversión necesaria en equipos es más baja, y por consiguiente el período de recuperación de dicha inversión es significativamente menor; esto además se avala en que el total de la generación es inyectada a la red convencional, y por consiguiente no se presenta desaprovechamiento de la energía producida, aun cuando esta no sea consumida en las inmediaciones de emplazamiento de la solución. Finalmente, el carecer de una infraestructura encargada del almacenamiento de energía puede considerarse una desventaja en caso de una poco probable pero aun así posible falla del sistema.

Para el caso de los SFA, estos son ideales para condiciones de trabajo específicas donde las cargas que les pueden ser asociadas presenten un comportamiento relativamente constante durante el año. A fin de poder satisfacer las condiciones de demanda de la carga estos sistemas se sobredimensionan, lo que sumado a la necesidad de disponer de subsistemas de regulación y acumulación incrementan el costo inicial requerido para poner en funcionamiento la solución, y debido a esta mayor inversión requerida, los plazos de recuperación económica tienden a ser un poco más extensos y a su vez siendo condicionados por el perfil de consumo de la carga que en épocas de mayor aporte del sistema podría no ser aprovechado en su totalidad ya sea alimentando a la carga o siendo almacenado, en caso de que las baterías se encuentren al tope de su capacidad para el momento. Un factor significativo a favor de este tipo de solución es la capacidad que tiene para suplir el déficit de energía aprovechando su capacidad de acumulación que le permite compensar parcialmente al aporte del generador en horas de baja producción o totalmente en horarios nocturnos o situaciones de falla en la generación.

Considerando que los proyectos emplazados en zonas urbanas se nutren de una conexión fácilmente accesible al sistema interconectado del operador de red, la implementación de un SFA no resulta realmente provechosa, y más aún si debido al mayor costo en equipos e infraestructura requerida para la operación del sistema la recuperación económica se hace más prolongada. El espacio destinado a la instalación de la infraestructura requerida también juega a favor de la selección de un SFCR como solución viable, ya que en los predios urbanos el área

disponible es más limitada que en predios rurales, haciendo algo más complejo para la coordinación arquitectónica disponer de cuartos técnicos de mayores dimensiones para la ubicación de bancos de almacenamiento de gran tamaño que requieren condiciones particulares de espaciamiento a fin de procurar condiciones necesarias de ventilación y espacio de maniobra para labores de mantenimiento.

Un objetivo no primordial del proyecto pero que según el enfoque puede considerarse como un valor agregado al estudio, es la retribución económica adicional que puede obtenerse por la venta de excedentes de energía. Aunque la generación del sistema es insuficiente para cubrir la demanda de la edificación, en determinados momentos tales como vacaciones, días festivos y fines de semana, esta no será requerida, pudiendo obtenerse beneficios de su venta al operador de red local. Esta condición tendría una incidencia favorable en vista de la necesidad de recuperar la inversión realizada en el menor tiempo posible.

Dejando de lado los aspectos técnicos y económicos primordiales para el trabajo de grado, es importante mencionar el factor social y humano asociado a este proceso de investigación. Como pudo ser abordado en uno de los capítulos, la participación de las energías alternativas en los procesos de certificaciones sostenibles tiene bastante importancia, directa en algunos casos y en otros, implícita dentro de un contexto generalizado. Aun cuando este aporte no es fácil de cuantificar por la variedad de interpretaciones que pueden hacerse sobre la contribución de estos sistemas en la valoración de un determinado objetivo de sustentabilidad, queda claro que su participación siempre es esencial, afectando positivamente el balance en la gestión de recursos y el impacto ambiental.

Aun cuando el concepto de sostenibilidad y su importancia para las sociedades actuales obedezca primordialmente a factores de responsabilidad social, no debe dejarse de lado el interés económico vinculado a su aplicación. Este proyecto pretende generar una actividad redituable, ya sea por ahorro reflejado en la facturación eléctrica o por la posible comercialización de los excedentes de generación; pero más allá de eso el aporte que implica la operación de este sistema en el conjunto integrado de una edificación certificada, no una sino dos veces, generará beneficios económicos adicionales, como exenciones tributarias, revalorización de predios y activos, e incluso un fortalecimiento de marca, considerando que

está institución educativa es de capital privado y se fortalece de la publicidad atraída por sus acreditaciones en sustentabilidad ambiental.

Finalmente, el aprovechamiento de la energía solar como alternativa de consumo es ampliamente recomendado para una ciudad como Bogotá, con unas condiciones meteorológicas aceptables dada su ubicación cercana al ecuador, con una extensión significativa que se traduce en una elevada cantidad de metros cuadrados aprovechables en tejados y terrazas, con una población elevada que requiere de abundantes cantidades de energía para el habitual desenvolvimiento de sus actividades y lamentablemente con unos índices de contaminación atmosférica preocupantes, que requieren medidas urgentes para frenar el daño ocasionado al ambiente y a la salud de sus habitantes, y que puede verse afectada de una manera muy positiva con un cambio en las tendencias de producción y la disposición a incorporar gradualmente a las energías renovables en el abanico de opciones energéticas que requiere la ciudad para continuar con su desarrollo sostenible de cara al futuro.

www.bdigital.ula.ve

RECOMENDACIONES

- Durante el proceso de diseño del proyecto en general, resultará conveniente obtener y procesar los datos sobre el modelado energético de la edificación a fin de poder definir un patrón de consumo de los usuarios y realizar el respectivo estudio comparativo que arroje más claridad sobre la potencial contribución del sistema a subsanar la demanda. Ya que el modelado requerido como requisito para el proceso de certificación en sustentabilidad exige un reporte detallado del comportamiento de los sistemas fundamentales de la edificación, será posible dictaminar cuales de dichos sistemas se ven más favorecidos con la implementación de una solución fotovoltaica.
- Una vez puesto en funcionamiento el sistema, realizar un seguimiento continuo del registro histórico de variables eléctricas monitoreados por el inversor (considerando que este tiene la capacidad de almacena y transmitir un registro de eventos de sus parámetros de trabajo), con el objeto de elaborar una curva de generación con valores reales que permita sustentar una base de datos aprovechable como línea base de desempeño de un sistema solar de cara a una evaluación en la eficiencia de la instalación así de antecedente técnico en la configuración de futuros proyectos.
- Revisar las tendencias de consumo registradas por los equipos de medición de energía encargados del monitoreo de los sistemas esenciales de la edificación, elaborar un perfil generalizado de consumo en tiempo real y compararlo con la curva de generación del sistema, con el objetivo de dilucidar la viabilidad de solicitar la comercialización de excedentes energéticos producidos durante los períodos de receso de la institución.
- Incentivar campañas de información y concientización en las personas que harán vida laboral y académica en la institución, con el propósito de modificar hábitos nocivos de consumo de energía y contribuir a que puedan cumplirse los objetivos de sustentabilidad propuestos por el cliente.

REFERENCIAS

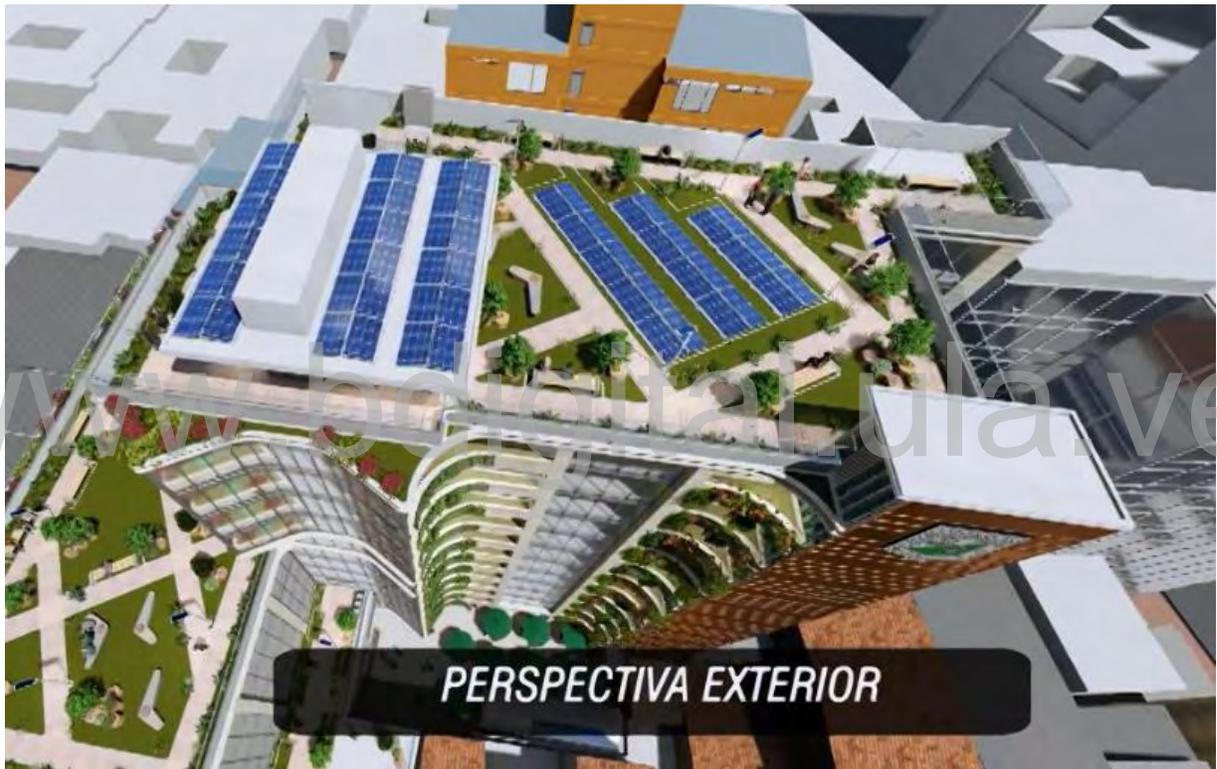
- [1] J. Gómez, J. D. Murcia e I. Cabeza, “*La energía solar fotovoltaica en Colombia: potenciales, antecedentes y perspectivas*”. Trabajo de investigación. Facultad de Ingeniería. Universidad Santo Tomás. Bogotá D.C., 2017.
- [2] International Energy Agency. (2018, sept.). Key World Energy Statistics. París. [En línea]. Disponible: <https://www.iea.org/statistics>.
- [3] British Petroleum. (2018, jun.). BP Statistical Review of World Energy 67th edition. Londres. [En línea]. Disponible: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy>.
- [4] International Energy Agency. (2018). Electricity generation from renewables by source. París. [En línea]. Disponible: <https://webstore.iea.org/renewables-information-2018>.
- [5] International Energy Agency. (2014, sept.). Technology roadmap. Solar photovoltaic energy 2014. París. [En línea]. Disponible: <https://www.iea.org/statistics>.
- [6] Fraunhofer Institute for Solar Energy. (2019, mar.). Photovoltaics report. Friburgo. [En línea]. Disponible: <https://ise.fraunhofer.de>.
- [7] Fraunhofer Institute for Solar Energy. (2019, mar.). Photovoltaics report. Friburgo. [En línea]. Disponible: <https://ise.fraunhofer.de>.
- [8] Fraunhofer Institute for Solar Energy. (2019, mar.). Photovoltaics report. Friburgo. [En línea]. Disponible: <https://ise.fraunhofer.de>.
- [9] Unidad de Planeación Minero Energética, “*Boletín estadístico de minas y energía 2016 – 2018*”. Ministerio de Minas y Energía, Bogotá D.C., noviembre, 2018.
- [10] Unidad de Planeación Minero Energética, “*Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*”. Ministerio de Minas y Energía, Bogotá D.C., 2015.

- [11] J. A. Carta, R. Calero, A. Colmenar y M. A. Castro, *Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables*. Madrid: Pearson Educación S.A., 2009, pp. 235-329.
- [12] J. A. Carta, R. Calero, A. Colmenar y M. A. Castro, *Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables*. Madrid: Pearson Educación S.A., 2009, pp. 235-329.
- [13] Fraunhofer Institute for Solar Energy. (2019, mar.). Photovoltaics report. Friburgo. [En línea]. Disponible: <https://ise.fraunhofer.de>.
- [14] J. A. Domínguez, *Energías alternativas*. 3ª ed, Madrid: Equipo Sirius S.A., 2008, pp. 59.
- [15] National Renewable Energy Laboratory. (2017). Cell efficiency charts. Denver. [En línea]. Disponible: <https://www.nrel.gov/pv/index.html>.
- [16] National Renewable Energy Laboratory. (2017). Cell efficiency charts. Denver. [En línea]. Disponible: <https://www.nrel.gov/pv/index.html>.
- [17] J. A. Carta, R. Calero, A. Colmenar y M. A. Castro, *Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables*. Madrid: Pearson Educación S.A., 2009, pp. 235-329.
- [18] Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas. Sesión N° 842 (2018, febrero, 26). Resolución N° 030 de 2018. Actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.
- [19] O. Perpiñán, A. Colmenar y M. Castro, *Diseño de sistemas fotovoltaicos*. 3ª ed, Madrid: Creative Commons, 2012, pp. 1-102.
- [20] *Código Eléctrico Colombiano*, Norma Técnica Colombiana 2050, 1998.
- [21] Congreso de Colombia. (2014, mayo, 13). Ley 1715 de 2014. Integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.

- [22] L. Blank y A. Tarquin, *Ingeniería económica*. 4ª ed, Bogotá D.C: McGraw Hill Interamericana, S.A., 1999, pp. 386-411.
- [23] Atlas de radiación solar. Instituto Colombiano de Hidrología, Meteorología y Adecuación de Tierras, Bogotá D.C., 2018.
- [24] G. H. Bernal, “*Geometría solar y trayectorias del Sol en Colombia*”, Instituto Colombiano de Hidrología, Meteorología y Adecuación de Tierras, Bogotá D.C., 1989.
- [25] Corporación Ruta N (2016). *Observatorio CT+i: Informe N° 1. Área de oportunidad en movilidad eléctrica sostenible*. Medellín.
- [26] Eagle Mono 72. [En línea]. Disponible: <http://www.jinkosolar.com>.
- [27] Atlas de radiación solar. Instituto Colombiano de Hidrología, Meteorología y Adecuación de Tierras, Bogotá D.C., 2018.
- [28] P. Zarta Ávila (2018, enero-junio). La sustentabilidad o sostenibilidad: un concepto poderoso para la humanidad, *Tabula Rasa* [En línea], no. 28, pp. 409-423. Disponible: <https://doi.org/10.25058/20112742.n28.18>
- [29] M. V. Estrella y A. Gonzáles, *Desarrollo sustentable*. México D.F.: Grupo Editorial Patria S.A. de C.V., 2014.
- [30] Spain Green Building Council. (2014, jul.). Visión general de la guía de referencia para diseño y construcción de edificios V4. Madrid.
- [31] LEED for building design and construction, V4, 2014.
- [32] Association pour la haute qualité environnementale (2005, oct.) Haute qualité environnementale. Outils et règlements. París.
- [33] Règles d’application pour l’évaluation environnementale des bâtiments neufs, Version 01, 2015.

ANEXOS

ANEXO 1. REPRESENTACIÓN DE LA UBICACIÓN DE LOS PANEES FOTOVOLTAICOS EN LA CUBIERTA SOLAR



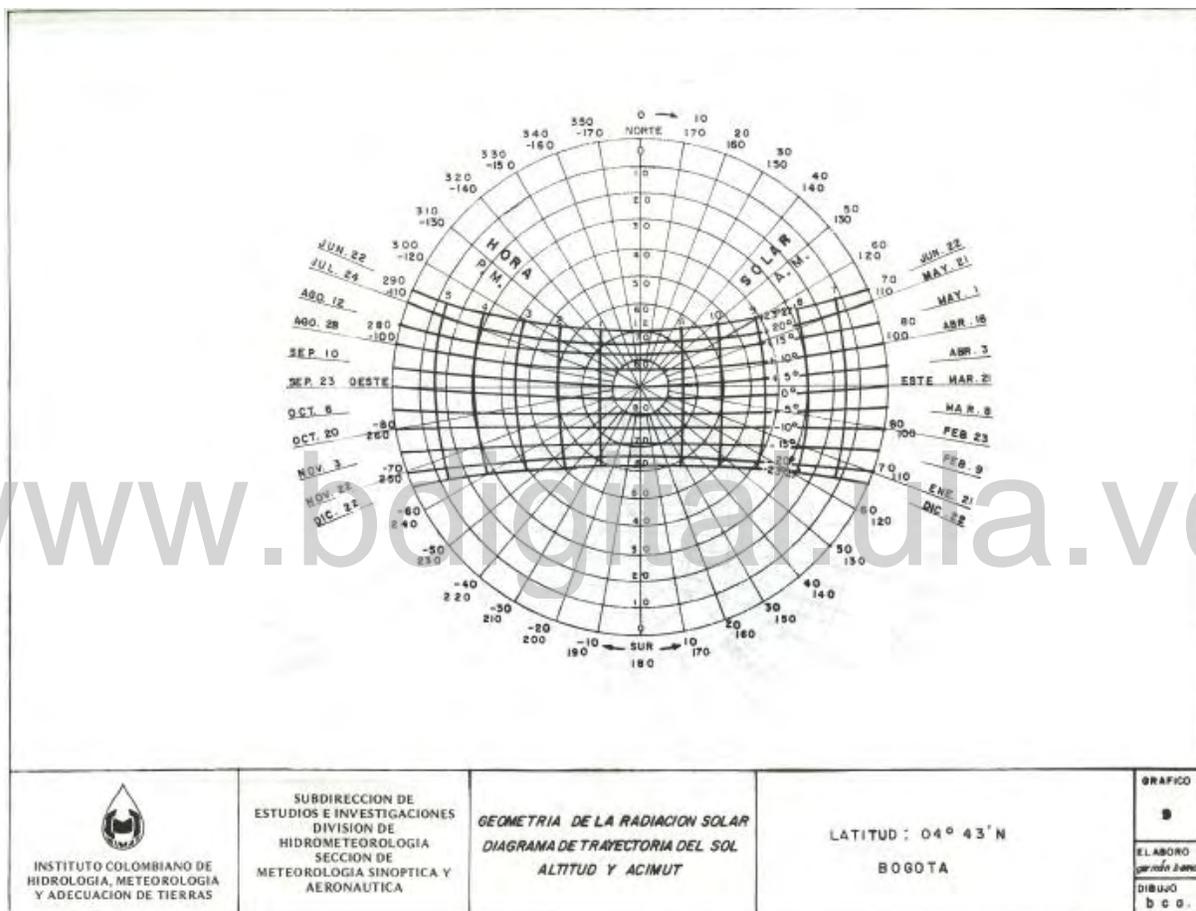


www.bdigital.ula.ve

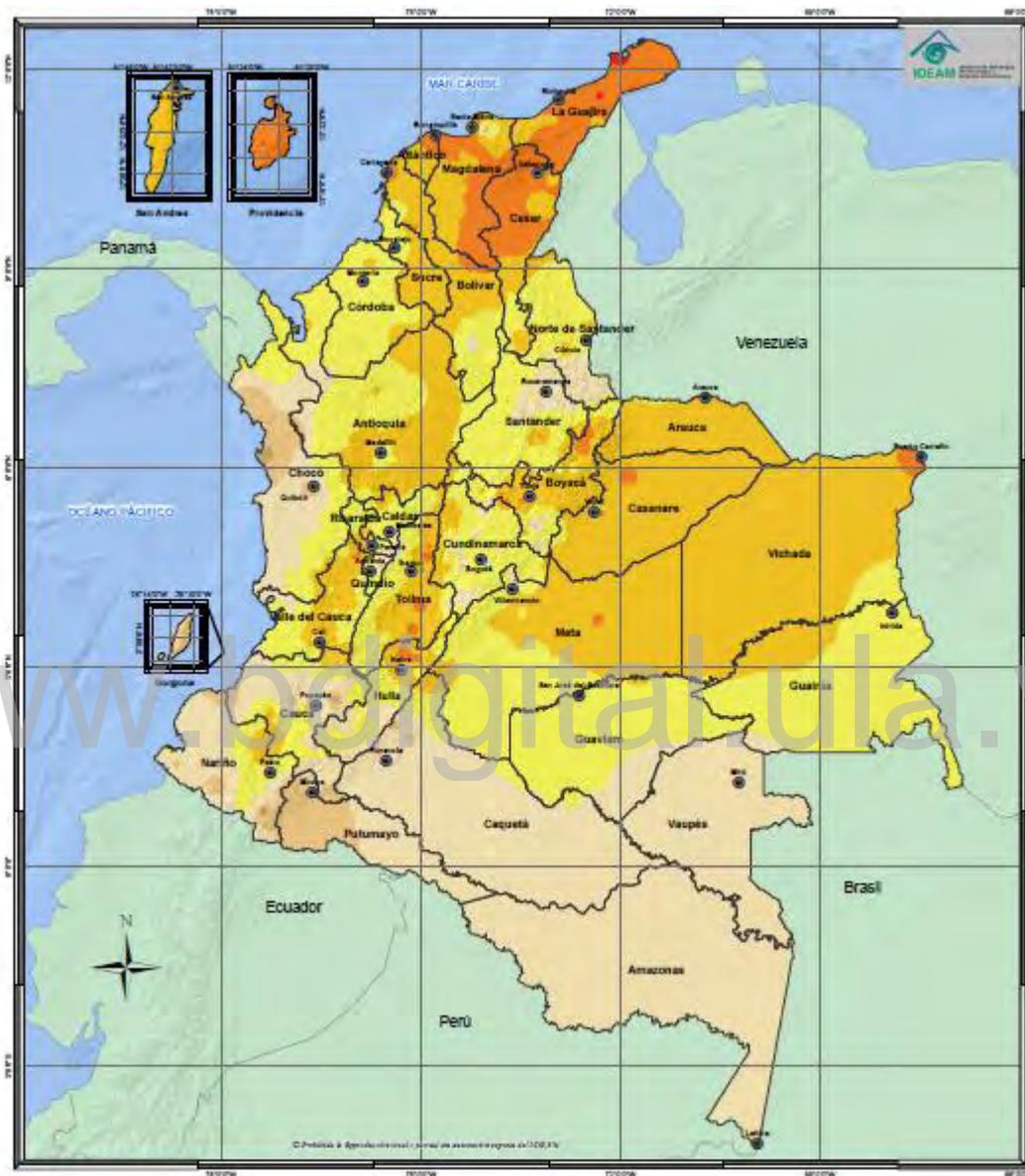


Reconocimiento-No comercial- Compartir igual

ANEXO 2. DIAGRAMA DE LA TRAYECTORIA SOLAR PARA LA CIUDAD DE BOGOTÁ.



ANEXO 3. IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL MEDIA DIARIA EN COLOMBIA.



| | | |
|--|--|---|
| <p>Leyenda</p> <p>KWh/m²día</p> <ul style="list-style-type: none"> 1.5 - 2.0 2.0 - 2.5 2.5 - 3.0 3.0 - 3.5 3.5 - 4.0 4.0 - 4.5 4.5 - 5.0 5.0 - 5.5 5.5 - 6.0 6.0 - 6.5 6.5 - 7.0 | <p>Convenciones</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Ciudades Principales <p>Límites</p> <ul style="list-style-type: none"> ~ Límite Departamental ~ Límite Internacional | <p>Información de Referencia</p> <p>PROYECCIÓN: Conforme de Gauss</p> <p>DATUM: MAGNA - SIRGAS</p> <p>ORIGEN DE LA ZONA: BOGOTÁ</p> <p>COORDENADAS GEOGRÁFICAS: 4° 35' 46.3215" Lat Norte 77° 04' 38.0285" Long Oeste</p> <p>COORDENADAS PLANAS: 1000.000 metros Norte 1000.000 metros Este</p> <p>Escala Colombia: 1:5.000.000 Escala San Andrés y Providencia: 1:500.000</p> <p>Fuente: Grupo de Climatología y Agrometeorología Subdirección de Meteorología - IDEAM Cartografía Básica IGAC</p> <p>Elaborado Por: Digna Cecilia González Gómez Ingeniera Geógrafa</p> <p><small>© Prohibida la reproducción total o parcial sin autorización expresa del IDEAM</small></p> |
|--|--|---|

ANEXO 4. FICHA TÉCNICA DEL PANEL FOTOVOLTAICO

www.jinkosolar.com

Jinko Solar
Building Your Trust in Solar

Eagle Mono 72

325-345 Watt

MONO CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0→+3%

ISO9001:2008 - ISO 14001:2004 - OHSAS 18001 certified factory.
IEC61215 - IEC61730 certified products.



(5BB)



KEY FEATURES

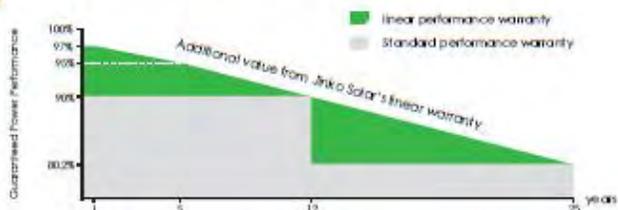
www.bdigital.ula.ve



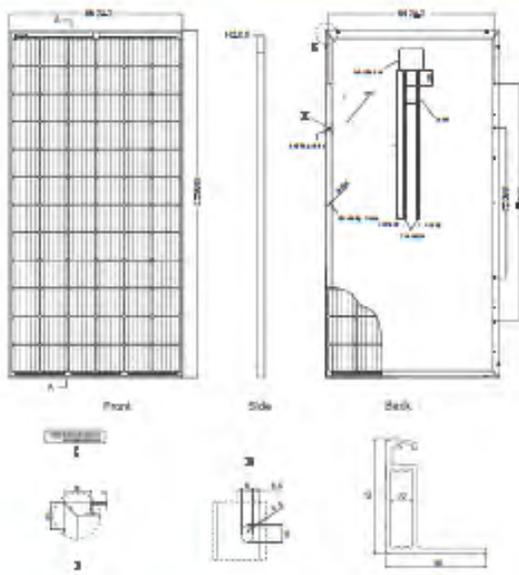
- 
5 Busbar Solar Cell:
 5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- 
PID RESISTANT:
 Limited power degradation of Eagle module caused by PID effect is guaranteed under strict testing condition (85 °C/85%RH, 96 hours) for mass production.
- 
Low-light Performance:
 Advanced glass and solar cell surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
- 
Severe Weather Resilience:
 Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- 
Durability against extreme environmental conditions:
 High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

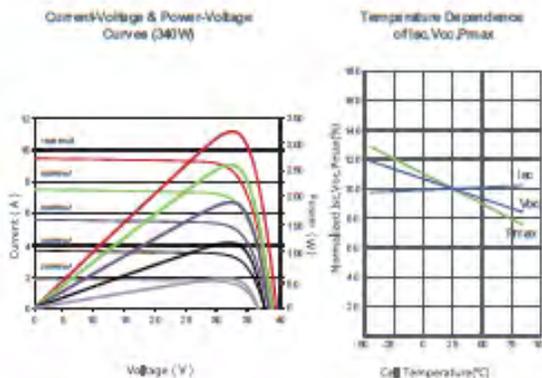
10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

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

Packaging Configuration

(Two boxes=One pallet)
26pcs/pallet, 32pcs/stack, 624 pcs/40'HQ Container

SPECIFICATIONS

| Module Type | JKM329M-72 | | JKM330M-72 | | JKM335M-72 | | JKM340M-72 | | JKM349M-72 | |
|---|---------------|-------|------------|-------|------------|-------|------------|-------|------------|-------|
| | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT |
| Maximum Power (Pmax) | 325Wp | 242Wp | 330Wp | 246Wp | 335Wp | 250Wp | 340Wp | 254Wp | 345Wp | 258Wp |
| Maximum Power Voltage (Vmp) | 38.0V | 36.3V | 38.2V | 36.4V | 38.4V | 36.6V | 38.7V | 36.8V | 38.9V | 37.0V |
| Maximum Power Current (Imp) | 8.55A | 6.67A | 8.64A | 6.75A | 8.72A | 6.82A | 8.79A | 6.89A | 8.87A | 6.98A |
| Open-circuit Voltage (Voc) | 46.8V | 44.5V | 46.7V | 44.8V | 46.9V | 45.2V | 47.1V | 45.5V | 47.3V | 45.8V |
| Short-circuit Current (Isc) | 9.03A | 7.19A | 9.11A | 7.24A | 9.16A | 7.29A | 9.24A | 7.33A | 9.31A | 7.38A |
| Module Efficiency STC (%) | 16.75% | | 17.01% | | 17.26% | | 17.52% | | 17.78% | |
| Operating Temperature(°C) | -40°C~+85°C | | | | | | | | | |
| Maximum system voltage | 1000VDC (IEC) | | | | | | | | | |
| Maximum series fuse rating | 15A | | | | | | | | | |
| Power tolerance | 0~+3% | | | | | | | | | |
| Temperature coefficient of Pmax | -0.40%/°C | | | | | | | | | |
| Temperature coefficient of Voc | -0.28%/°C | | | | | | | | | |
| Temperature coefficient of Isc | 0.05%/°C | | | | | | | | | |
| Nominal operating cell temperature (NOCT) | 45±2°C | | | | | | | | | |

* STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

www.bdigital.ula.ve

ANEXO 5. FICHA TÉCNICA DEL INVERSOR DE RED

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (TODOS LOS MODELOS)

| DATOS GENERALES | | ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS SYMO | | DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS SYMO | | | | | | |
|--|--|--------------------------------------|---|--|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Dimensiones (ancho x alto x profundidad) | 51 x 72.4 x 22.60 centímetros | | AFCI y NEC 2014 | | | | | | | |
| Grado de protección | NEMA 4X | | Desconexión de CD | | | | | | | |
| Consumo durante la noche | < 1 W | | Protección contra polaridad inversa de CD | | | | | | | |
| Tipología de inversor | Sin transformador | | Protección contra fallos de tierra con monitor interruptor de aislamiento | | | | | | | |
| Enfriamiento | Velocidad de ventilador variable | | | | | | | | | |
| Instalación | Interior y exterior | | | | | | | | | |
| Rango de operación a temperatura ambiente | -40°F - +140°F (-40 - +60 °C) | | | | | | | | | |
| Humedad permitida | 0 - 100 % (sin condensación) | | | | | | | | | |
| Terminales de conexión CD | 6x CD+ y 6x CD- terminales de tornillo para cobre (sólido / trenzado / trenzado fino) o aluminio (sólido / trenzado) | | | | | | | | | |
| Terminales de conexión CA | Terminales de tornillo 14-6 AWG | | | | | | | | | |
| Certificaciones y cumplimiento de estándares (Excepto Symo 15.0 208) | UL 1741-2010, UL1998 (para funciones: AFCI y monitoreo de aislamiento), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2008, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A y B, NEC Artículo 690, C22.2 No. 107.1-01 (septiembre 2001), UL1699B Issue 2 -2015, CSA T14-M-07 Issue 1 -2013 | | | | | | | | | |
| Certificaciones y cumplimiento de estándares FRONIUS SYMO 15.0 208 | UL1741-2015, UL1998 (para funciones: AFCI, RCNU y monitoreo de aislamiento), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2008, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A y B, NEC Artículo 690, C22.2 No. 107.1-01 (septiembre 2001), UL1699B Issue 2 -2015, CSA T14-M-07 Issue 1 -2013 | | | | | | | | | |
| | | | | INTERFACES USB (Socket) Actualización de software y datalogging via USB RS485 (R) (45 socket) Protocolo Fronius Solar Net ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS SYMO Disponible sólo con la tarjeta Fronius DATAMANAGER 2.0 (UNA TARJETA POR CADA 100 INVERSORES) Wi-Fi/Ethernet/Serial Estándar inalámbrico 802.11 b/g/n / Fronius Solarweb, SunSpec Modbus TCP, S0N / SunSpec Modbus RTU 6 entradas y 4 E/S digitales Administración de carga, señales, E/S multipropósito <small>*El término Wi-Fi es una marca registrada de © Alliance Wi-Fi</small> | | | | | | |
| MODELOS | 10.0-3 208/240 | 12.0-3 208/240 | 10.0-3 480 | 12.5-3 480 | 15.0-3 208 | 15.0-3 480 | 17.5-3 480 | 20.0-3 480 | 22.7-3 480 | 24.0-3 480 |
| Peso (kg) | 41.32 | 41.32 | 34.8 | 34.8 | 35.51 | | | | | 43.4 |

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3 208/240, 12.0-3 208/240, 10.0-3 480, 12.5-3 480, 15.0-3 208)

| DATOS DE ENTRADA | | SYMO 10.0-3 208/240 | SYMO 12.0-3 208/240 | SYMO 10.0-3 480 | SYMO 12.5-3 480 | SYMO 15.0-3 208 |
|--|-------|---|---------------------|---|-----------------|---|
| Potencia FV recomendada (kWp) | | 8.0 - 13.0 | 9.5 - 15.5 | 8.0 - 13.0 | 10.0 - 16.0 | 12.0 - 19.5 |
| Corriente máxima de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2) | | 25.0 A / 16.5 A | | 50.0 A | | 50.0 A |
| Corriente máxima de entrada utilizable total (MPPT 1 + MPPT 2) | | 41.5 A | | 50.0 A | | 50.0 A |
| Atrás de máxima de corriente de corto circuito (1.25 Imax) (MPPT 1 / MPPT 2) | | 37.5 A / 24.3 A | | 75.0 A | | 75.0 A |
| Soportes para fusibles en red integrados | | NA | | 6+ y 6+ | | 6+ y 6+ |
| Rango de voltaje MPPT | | 300 - 500 V | 300 - 500 V | 300 - 500 V | 300 - 500 V | 325 - 550 V |
| Rango de voltaje operacional | | 200 - 600 V | 200 - 600 V | 200 - 1000 V | 200 - 1000 V | 325 - 1000 V |
| Voltaje de entrada máximo | | 500 V | 500 V | 1000 V | 1000 V | 1000 V |
| Voltaje nominal de entrada | 208 V | 350 V | 350 V | NA | NA | 325 V |
| | 240 V | 370 V | 370 V | NA | NA | NA |
| | 480 V | NA | NA | 675 V | 685 V | NA |
| Tamaño admisible de conductor de CD | | AWG 14 - AWG 6 cobre directo, AWG 6 aluminio directo, AWG 4 - AWG 2 cobre o aluminio con combinador de entradas | | | | |
| Número de MPPT | | 2 | | 2 | | 1 |
| DATOS DE SALIDA | | SYMO 10.0-3 208/240 | SYMO 12.0-3 208/240 | SYMO 10.0-3 480 | SYMO 12.5-3 480 | SYMO 15.0-3 208 |
| Potencia máxima de salida | 208 V | 9995 VA | 11995 VA | NA | NA | 15000 VA |
| | 240 V | 9995 VA | 11995 VA | NA | NA | NA |
| | 480 V | NA | NA | 9995 VA | 12495 VA | NA |
| Corriente continua de salida continua | 208 V | 27.7 A | 33.3 A | NA | NA | 41.6 A |
| | 240 V | 24.0 A | 28.9 A | NA | NA | NA |
| | 480 V | NA | NA | 12.0 A | 15.0 A | NA |
| Capacidad de interruptor de CA | 208 V | 35 A | 45 A | NA | NA | 60 A |
| | 240 V | 30 A | 40 A | NA | NA | NA |
| | 480 V | NA | NA | 15 A | 20 A | NA |
| Eficiencia máxima | | 97.0 % | | 98.1 % | | 97.3 % |
| Eficiencia CEC | 208 V | 96.5 % | | NA | | 96.5 % |
| | 240 V | 96.5 % | | NA | | NA |
| | 480 V | NA | | 96.5 % | | 97.0 % |
| Tamaño admisible de conductor de CA | | AWG 14 - AWG 6 | | | | AWG 6 directo, AWG 2 con combinador de entradas |
| Conexión a red (U _{nom}) | | 208 / 240 V | | 480 V Delta -N** | | 208 V |
| Frecuencia (f _e) | | | | 60 Hz | | |
| Distorsión armónica total | | | | < 1.75 % | | < 3.5 % |
| Factor de potencia (cos φ _{max}) predeterminado | | | | 1 (ajustable en menú oculto 0.85 - 1 ind./cap.) | | |

*N para términos de detección - conductor que no lleva corriente

ANEXO 6. FICHA TÉCNICA DEL REGULADOR DE CARGA

Gama
VarioString



| Modelo | VS-70 | | VS-120 | | |
|---|---|-----------------------------|-----------|-------------------|----------------|
| Características eléctricas lado módulos FV | MPPT | MPPT 1 | MPPT 2 | 1 + 2 en paralelo | 1 + 2 en serie |
| Potencia solar máx. recomendada (@ STC) | 4000 W | 3500 W | 3500 W | 7000 W | 7000 W |
| Corriente máx. | 13 A | 13 A | 13 A | 26 A | 13 A |
| Tensión máx. de circuito abierto (Voc) | 600 V | 600 V | 600 V | 600 V | 900 V |
| Tensión mín. de funcionamiento | 200 V | 200 V | 200 V | 200 V | 400 V |
| Tensión MPP recomendada | 250-500 V | 250-500 V | 250-500 V | 250-500 V | 500-750 V |
| Características eléctricas lado baterías | | | | | |
| Corriente máx. de salida | 70 A | 60 A | 60 A | 120 A | |
| Tensión nominal de batería | 48V | | | | |
| Rango de tensión de funcionamiento | 38 - 68V | | | | |
| Posibilidad de puesta a tierra de batería | Bat +, Bat - | | | | |
| Prestaciones del equipo | | | | | |
| Eficiencia de conversión máx. | > 98 % | | | | |
| Eficiencia MPPT | > 99,8% | | | | |
| Autoconsumo en Stand-by (noche) | < 20 mA (1 W) | < 25 mA (1,25 W) | | | |
| Etapas de carga | 4 etapas: Bulk, Absorción, Flotación, Equalización | | | | |
| Valor de compensación por temperatura de batería (BTS-01) | -3mV / °C / célula de fábrica ajustable -8 to 0 mV / °C | | | | |
| Protecciones electrónicas | | | | | |
| Inversión de polaridad lado FV | + | | | | |
| Sobretensión lado batería | Hasta 80 Vdc | | | | |
| Sobre temperatura | • | | | | |
| Corriente inversa de noche | • | | | | |
| Aislamiento Galvánico | • | | | | |
| Posibilidad de puesta a tierra FV | Bat +, Bat -, ninguna | | | | |
| Protección de fallo a tierra | Programmable | | | | |
| Entorno | | | | | |
| Rango de temperatura de funcionamiento | -20 a 55°C | | | | |
| Humedad | 100 % | máx. 95 %, sin condensación | | | |
| Índice de protección IP | IP54 | P20 | | | |
| Lugar de montaje | Interior | | | | |
| Datos Generales | | | | | |
| Garantía | 5 años | | | | |
| Certificado ISO | 9001:2008 / 14001:2004 | | | | |
| Peso | 5,51 kg | 7,5 kg | | | |
| Dimensiones A/a/l [mm] | 120 / 220 / 350 | 133 / 322 / 466 | | | |
| Conexiones para generador FV | SUNQJX™ (Phoenix Contact Tool Free) | | | | |
| Funcionamiento en paralelo (cadenas FV separadas) | Hasta 15 equipos | | | | |
| Sección de cable máx. (batería) | 35 mm² | 70 mm² | | | |
| Presión a estopas (batería) | M 20 x 1,5 | 2xPG21 | | | |
| Comunicación | | | | | |
| Cable de comunicación | Bus de comunicación Studer | | | | |
| Control remoto y visualización | RCC-02/03, Xcom-232i / Xcom-LAN / Xcom-GSM / Xcom-SMS | | | | |
| Idiomas del menú | Inglés / Francés / Alemán / Español | | | | |
| Data logging | Con RCC-02/03 en tarjeta SD - un punto por minuto | | | | |
| Conformidad con normas | | | | | |
| Conformidad CE | CEM 2004/108/CE - BT 2006/95/CE - RoHS 2011/65/UE | | | | |
| Seguridad | IEC/EN 62109-1:2010 | | | | |
| CEM (Compatibilidad electro magnética) | IEC/EN 61000-6-3:2011 - IEC/EN 61000-6-1:2005 | | | | |
| Accesorios | | | | | |
| Control remoto RCC-02 o RCC-03 | • | • | | | |
| Módulo Xcom-232i | • | • | | | |
| Set de comunicación Xcom-LAN / Xcom-GSM / Xcom-SMS | • | • | | | |
| Controlador del estado de carga de batería BSP | • | • | | | |
| Módulo con 2 contactos auxiliares ARM-02 | • | • | | | |
| Sensor de temperatura de batería BTS-01 (3 m) | • | • | | | |
| Cable de comunicación CAB-RJ45-8-2 | • | • | | | |

Estos datos pueden cambiar sin preaviso

ANEXO 7. FICHA TÉCNICA DE LA BATERÍA



LPS SERIES-Solar Power

LPS12-285 (12V287.5AH)

Specification

| | | |
|----------------------------------|--|--------------------------------|
| Nominal Voltage | 12V | |
| Nominal Capacity(100HR) | 287.5AH | |
| Dimension | Length | 522±3mm (20.55 inches) |
| | Width | 268±3mm (10.55 inches) |
| | Container Height | 220±3mm (8.66 inches) |
| | Total Height (with Terminal) | 226±3mm (8.90 inches) |
| Approx Weight | Approx 74.0 Kg (163.2 lbs) | |
| Terminal | T11 | |
| Container Material | ABS | |
| Rated Capacity | 287.5 AH/2.88A | (100hr, 1.80V/cell, 25°C/77°F) |
| | 262.0 AH/13.1A | (20hr, 1.80V/cell, 25°C/77°F) |
| | 250.0 AH/25.0A | (10hr, 1.80V/cell, 25°C/77°F) |
| | 218.0 AH/43.6A | (5hr, 1.75V/cell, 25°C/77°F) |
| | 151.9 AH/151.9A | (1hr, 1.60V/cell, 25°C/77°F) |
| Max. Discharge Current | 2500A (5s) | |
| Internal Resistance | Approx 2.5mΩ | |
| Operating Temp. Range | Discharge | -15~50°C (5~122°F) |
| | Charge | 0~40°C (32~104°F) |
| Nominal Operating Temp. Range | Storage | -15~40°C (5~104°F) |
| | | 25±3°C (77±5°F) |
| Cycle Use | Initial Charging Current less than 75.0A. Voltage | |
| | 14.4V~15.0V at 25°C(77°F)Temp. Coefficient -30mV/°C | |
| Standby Use | No limit on Initial Charging Current Voltage | |
| | 13.5V~13.8V at 25°C(77°F)Temp. Coefficient -20mV/°C | |
| Capacity affected by Temperature | 40°C (104°F) | 103% |
| | 25°C (77°F) | 100% |
| | 0°C (32°F) | 86% |
| Self Discharge | Leoch LPS series batteries may be stored for up to 6 months at 25°C(77°F) and then a freshening charge is required. For higher temperatures the time interval will be shorter. | |



Applications

- ◆ Green energy systems (solar, wind, hydro, etc)
- ◆ Solar power stations
- ◆ Telecommunications installations
- ◆ Measurement stations
- ◆ Pump systems
- ◆ Signal station
- ◆ Survey and Mapping system
- ◆ Emergency lighting
- ◆ Railway crossing
- ◆ Traffic lights
- ◆ Street lightening
- ◆ Lawn lamp
- ◆ Street signs
- ◆ SOS pillars
- ◆ Alarm installations
- ◆ Weekend cottage camping
- ◆ Caravans
- ◆ Boats or buoys



Constant Current Discharge (Amperes) at 25°C (77°F)

| F.V/Time | 15min | 20min | 30min | 45min | 1h | 2h | 3h | 4h | 5h | 8h | 10h | 20h | 48h | 100h |
|------------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 1.85V/cell | 284.4 | 236.3 | 183.5 | 146.3 | 117.6 | 76.6 | 57.8 | 47.4 | 40.1 | 28.0 | 24.0 | 12.7 | 5.73 | 2.82 |
| 1.80V/cell | 315.3 | 259.9 | 198.0 | 154.3 | 124.0 | 81.5 | 61.0 | 49.7 | 42.0 | 29.3 | 25.0 | 13.1 | 5.82 | 2.88 |
| 1.75V/cell | 349.7 | 284.7 | 213.0 | 165.0 | 133.7 | 85.4 | 64.4 | 51.8 | 43.6 | 30.2 | 25.5 | 13.4 | 5.91 | 2.90 |
| 1.70V/cell | 382.1 | 310.9 | 234.0 | 172.3 | 141.3 | 90.0 | 67.5 | 54.0 | 45.4 | 31.3 | 26.3 | 13.7 | 5.98 | 2.94 |
| 1.65V/cell | 404.6 | 328.1 | 246.5 | 183.0 | 146.1 | 93.1 | 70.0 | 55.9 | 47.0 | 32.2 | 26.9 | 14.0 | 6.09 | 2.98 |
| 1.60V/cell | 443.5 | 356.3 | 262.0 | 189.7 | 151.9 | 97.0 | 72.3 | 57.7 | 48.6 | 33.0 | 27.5 | 14.3 | 6.19 | 3.01 |

Constant Power Discharge (Watts/cell) at 25°C (77°F)

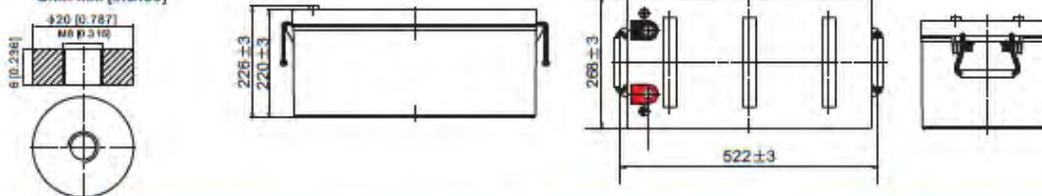
| F.V/Time | 15min | 20min | 30min | 45min | 1h | 2h | 3h | 4h | 5h | 8h | 10h | 20h | 48h | 100h |
|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|
| 1.85V/cell | 533.5 | 447.7 | 351.6 | 280.8 | 228.7 | 149.6 | 113.2 | 93.0 | 78.9 | 55.5 | 47.6 | 25.3 | 11.5 | 5.64 |
| 1.80V/cell | 583.5 | 485.2 | 373.6 | 294.6 | 239.2 | 158.0 | 118.8 | 97.0 | 82.4 | 58.1 | 49.6 | 26.1 | 11.6 | 5.74 |
| 1.75V/cell | 638.4 | 526.5 | 398.6 | 313.3 | 256.7 | 164.9 | 125.0 | 101.0 | 85.3 | 59.6 | 50.7 | 26.6 | 11.8 | 5.78 |
| 1.70V/cell | 688.9 | 570.7 | 435.5 | 326.1 | 270.3 | 173.4 | 130.7 | 105.1 | 88.6 | 61.8 | 52.2 | 27.1 | 11.9 | 5.85 |
| 1.65V/cell | 728.7 | 600.1 | 456.9 | 344.7 | 278.6 | 178.9 | 135.3 | 108.5 | 91.5 | 63.4 | 53.3 | 27.7 | 12.1 | 5.93 |
| 1.60V/cell | 780.4 | 642.1 | 480.2 | 353.7 | 287.0 | 184.9 | 138.9 | 111.4 | 94.3 | 64.9 | 54.4 | 28.3 | 12.3 | 5.97 |

Specifications subject to change without notice.

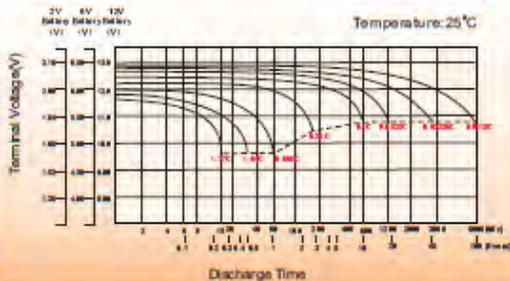
Dimensions

T11 Terminal

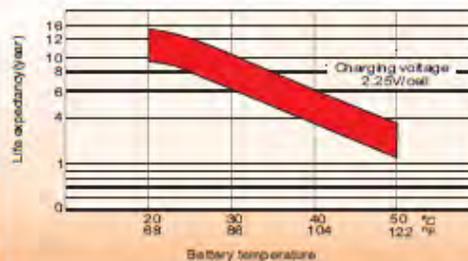
Unit: mm [inches]



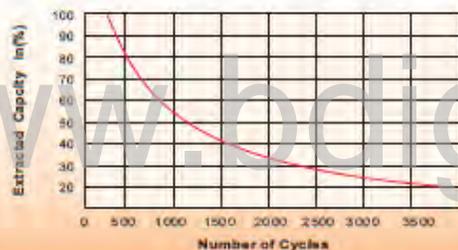
Discharge Characteristics



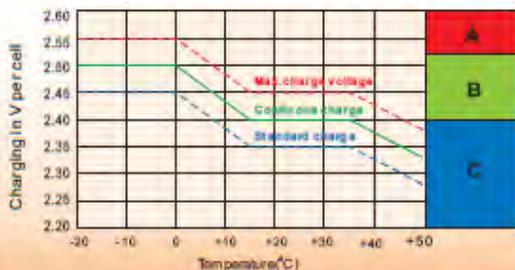
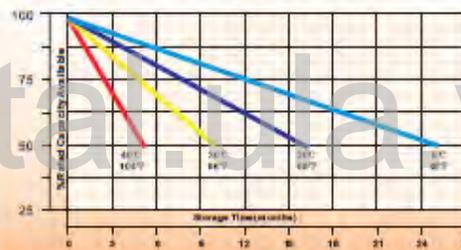
Effect of Temperature on Long Term Float Life



Cycle Service Life



Self-Discharge at Different Temperatures



Charge Mode

- A** With switch regulator (two-step controller) charge on curve max charge voltage for max 2 hrs/day, then switch over to continuous charge
- B** Standard charge without switching
- C** Boost charge (Equalizing charge with external generator) charge on curve continuous charge for max 5 hrs/month, then switch over to curve Standard charge

Sales Office

ANEXO 8. FICHA TÉCNICA DEL INVERSOR AISLADO

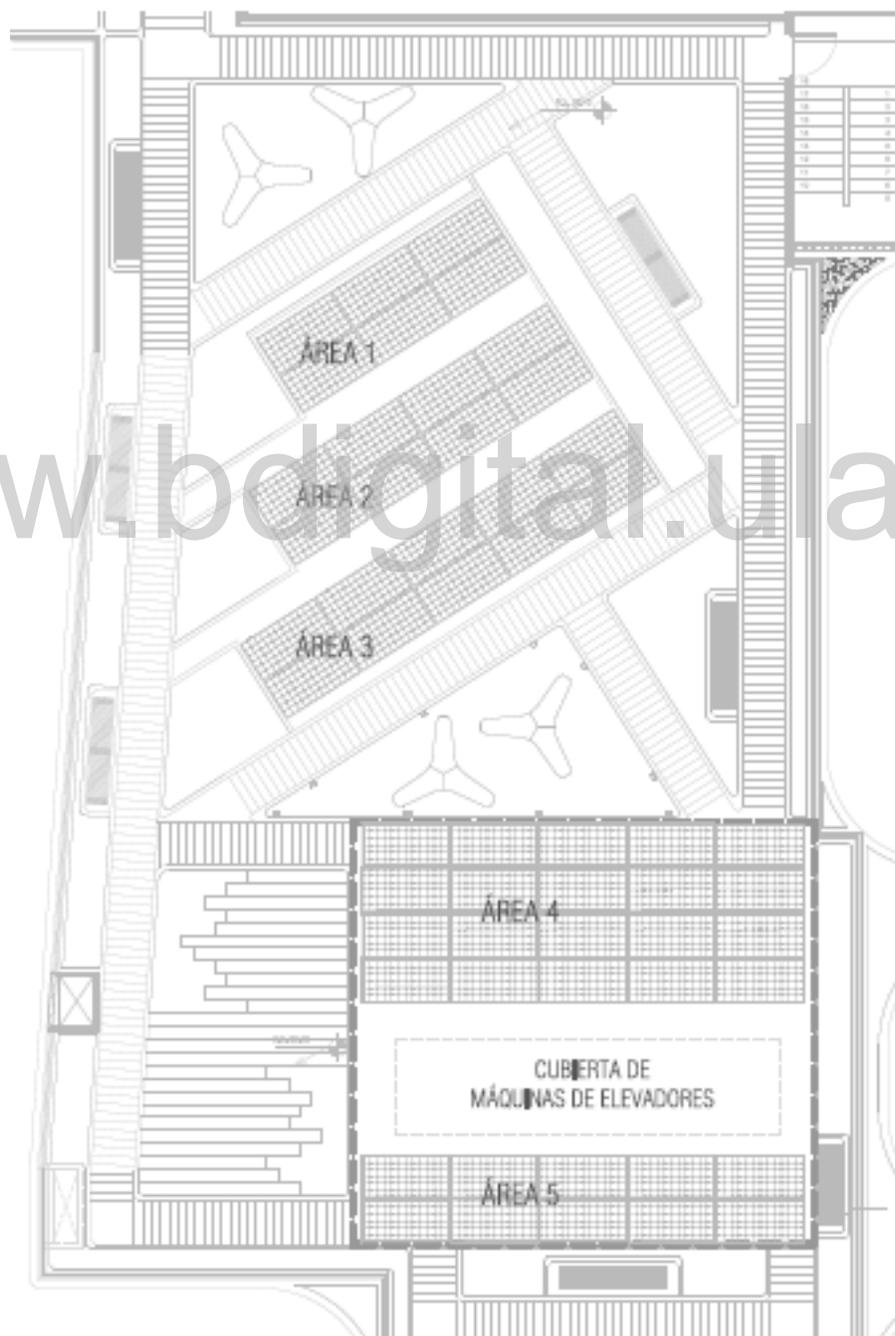
Gama Xtender



| Modelo | XTM 1500-12 | XTM 2000-12 | XTM 2400-24 | XTM 2600-48 | XTM 3500-24 | XTM 4000-48 | XTM 5000-12 | XTM 5000-24 | XTM 6000-48 | XTM 8000-48 |
|---|---|---------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Inversor | Full Bridge | | | | | | | | | |
| Tensión nominal de batería | 12Vdc | 24Vdc | 48Vdc | 24Vdc | 48Vdc | 48Vdc | 12Vdc | 24Vdc | 48Vdc | 48Vdc |
| Rango de tensión de entrada | 5.5 - 17Vdc | 15 - 34Vdc | 30 - 68Vdc | 15 - 34Vdc | 30 - 68Vdc | 30 - 68Vdc | 9.5 - 17Vdc | 15 - 34Vdc | 30 - 68Vdc | 30 - 68Vdc |
| Potencia continua @ 25°C | 1500VA | 2000VA | 3000VA | 3000VA | 3000VA | 3500VA | 2500VA | 4500VA | 5000VA | 7000VA |
| Potencia 30 min. @ 25°C | 1500VA | 2000VA | 3000VA | 3000VA | 3000VA | 4000VA | 3000VA | 5000VA | 5000VA | 8000VA |
| Potencia 10 sec. @ 25°C | 3.4kVA | 4.8kVA | 9kVA | 6.5kVA | 9kVA | 10.5kVA | 7.5kVA | 12kVA | 11kVA | 21kVA |
| Carga máxima | Hasta corto circuito | | | | | | | | | |
| Carga aritmética máxima | Hasta Point | | | | | | | | | |
| Detección de carga (stand-by) | 2 a 25 W | | | | | | | | | |
| Car - I | E-1-F | | | | | | | | | |
| Rendimiento máximo | 93% | 94% | 94% | 94% | 94% | 94% | 93% | 94% | 94% | 94% |
| Consumo C/P (stand-by) | 1.2W/1.4W/15W | 1.2W/1.4W/10W | 1.4W/1.6W/9W | 1.8W/2.0W/10W | 1.4W/1.6W/12W | 1.5W/2.1W/14W | 1.2W/1.4W/14W | 1.4W/1.5W/13W | 1.6W/2.2W/22W | 1.6W/2.4W/30W |
| Tensión de salida | 3Faseadas para 230Vac (+/- 2%) / 120Vdc** | | | | | | | | | |
| Frecuencia de salida | 50Hz / 60Hz** +/- 0.05% (controlado por cuarzo) | | | | | | | | | |
| Distorsión armónica | < 2% | | | | | | | | | |
| Protección de sobrecarga y corte de carga | Desactivación automática con 3 niveles de servicio | | | | | | | | | |
| Protección de sobre temperatura | Alarma antes de corte y reinicio automático | | | | | | | | | |
| Cargador de batería | 5 etapas: Bulk-Aboración-Flotación-Escudización-Flotación estacionaria-Absorción periódica | | | | | | | | | |
| Características de carga | Número de etapas, umbrales, corriente de fin de etapa y tiempos completamente ajustables con el RCD-02-02 | | | | | | | | | |
| Corriente de carga máxima | 75A | 100A | 150A | 30A | 90A | 90A | 180A | 140A | 100A | 120A |
| Compensación por temperatura | Con 100°C y 90°C (NO/CON) | | | | | | | | | |
| Corriente del factor de potencia (PF) | EN 61000-3-2 | | | | | | | | | |
| Datos generales | XTM 1500-12 | XTM 2000-12 | XTM 2400-24 | XTM 2600-48 | XTM 3500-24 | XTM 4000-48 | XTM 5000-12 | XTM 5000-24 | XTM 6000-48 | XTM 8000-48 |
| Rango de tensión de entrada | 150 a 265Vdc / 50 a 140Vdc** | | | | | | | | | |
| Frecuencia de entrada | 45 - 65Hz | | | | | | | | | |
| Corriente máx. de entrada (I _{in}) / corriente máx. de salida | 35A/35A/35A | | | | | | | | | |
| Tiempo de transitoriedad (LPS) | < 15ms | | | | | | | | | |
| Contactos multifuncionales | 2 contactos independientes (línea de potencia con 3 pines, 16A/35Vdc) | | | | | | | | | |
| Peso | 15 kg | 15.5 kg | 16.2 kg | 21.2 kg | 22.5 kg | 24 kg | 40 kg | 42 kg | 44 kg | 46 kg |
| Distribución Acúst. [dB] | 133 (1/20m) | | | | | | | | | |
| Índice de protección | IP20 | | | | | | | | | |
| Conformidad | Directiva CEM 2004/108/CE: EN 51034-1, EN 51030-01, EN 55014, EN 55022, EN 51030-3-2, 52040-2 Directiva de baja tensión 2006/95/CE: EN 52040-1-1, EN 50091-2, EN 52050-1 | | | | | | | | | |
| Rango de temperatura de trabajo | -20 a 55°C | | | | | | | | | |
| Humedad relativa de funcionamiento | 95% sin condensación | | | | | | | | | |
| Ventilación | Forzada a partir de 10°C | | | | | | | | | |
| Nivel acústico | 44dB(A) - 44dB(A) (sin ventilación) | | | | | | | | | |
| Garantía | 5 años | | | | | | | | | |

APÉNDICES

APÉNDICE 1. PLANO GENERAL DE LA CUBIERTA SOLAR CON LA UBICACIÓN DE LOS PANELES.



APÉNDICE 2. INCREMENTO MENSUAL DEL KWH DURANTE LA VIDA ÚTIL DEL SISTEMA.

| Valor actual del kWh: \$611,5 | | | | | | | |
|--------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----------|
| Inflación mensual proyectada: 0,65 % | | | | | | | |
| Período | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Ene | \$615,5 | \$665,5 | \$719,6 | \$778,1 | \$841,3 | \$909,6 | \$983,5 |
| Feb | \$619,6 | \$669,9 | \$724,3 | \$783,1 | \$846,8 | \$915,6 | \$989,9 |
| Mar | \$623,6 | \$674,3 | \$729,0 | \$788,3 | \$852,3 | \$921,5 | \$996,4 |
| Abr | \$627,7 | \$678,7 | \$733,8 | \$793,4 | \$857,9 | \$927,5 | \$1.002,9 |
| May | \$631,8 | \$683,1 | \$738,6 | \$798,6 | \$863,5 | \$933,6 | \$1.009,4 |
| Jun | \$635,9 | \$687,6 | \$743,4 | \$803,8 | \$869,1 | \$939,7 | \$1.016,0 |
| Jul | \$640,0 | \$692,0 | \$748,3 | \$809,0 | \$874,8 | \$945,8 | \$1.022,7 |
| Ago | \$644,2 | \$696,6 | \$753,1 | \$814,3 | \$880,5 | \$952,0 | \$1.029,4 |
| Sep | \$648,4 | \$701,1 | \$758,1 | \$819,6 | \$886,2 | \$958,2 | \$1.036,1 |
| Oct | \$652,7 | \$705,7 | \$763,0 | \$825,0 | \$892,0 | \$964,5 | \$1.042,8 |
| Nov | \$656,9 | \$710,3 | \$768,0 | \$830,4 | \$897,8 | \$970,8 | \$1.049,6 |
| Dic | \$661,2 | \$714,9 | \$773,0 | \$835,8 | \$903,7 | \$977,1 | \$1.056,5 |

| Período | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Ene | \$1.063,4 | \$1.149,8 | \$1.243,2 | \$1.344,2 | \$1.453,4 | \$1.571,5 |
| Feb | \$1.070,3 | \$1.157,3 | \$1.251,3 | \$1.353,0 | \$1.462,9 | \$1.581,7 |
| Mar | \$1.077,3 | \$1.164,9 | \$1.259,5 | \$1.361,8 | \$1.472,4 | \$1.592,0 |
| Abr | \$1.084,4 | \$1.172,5 | \$1.267,7 | \$1.370,7 | \$1.482,0 | \$1.602,4 |
| May | \$1.091,5 | \$1.180,1 | \$1.276,0 | \$1.379,6 | \$1.491,7 | \$1.612,9 |
| Jun | \$1.098,6 | \$1.187,8 | \$1.284,3 | \$1.388,7 | \$1.501,5 | \$1.623,4 |
| Jul | \$1.105,8 | \$1.195,6 | \$1.292,7 | \$1.397,7 | \$1.511,3 | \$1.634,0 |
| Ago | \$1.113,0 | \$1.203,4 | \$1.301,1 | \$1.406,8 | \$1.521,1 | \$1.644,7 |
| Sep | \$1.120,2 | \$1.211,2 | \$1.309,6 | \$1.416,0 | \$1.531,1 | \$1.655,4 |
| Oct | \$1.127,6 | \$1.219,2 | \$1.318,2 | \$1.425,3 | \$1.541,1 | \$1.666,3 |
| Nov | \$1.134,9 | \$1.227,1 | \$1.326,8 | \$1.434,6 | \$1.551,1 | \$1.677,1 |
| Dic | \$1.142,3 | \$1.235,1 | \$1.335,5 | \$1.444,0 | \$1.561,3 | \$1.688,1 |

| Período | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 |
|----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Ene | \$1.699,1 | \$1.837,1 | \$1.986,4 | \$2.147,7 | \$2.322,2 | \$2.510,9 |
| Feb | \$1.710,2 | \$1.849,1 | \$1.999,4 | \$2.161,8 | \$2.337,4 | \$2.527,3 |
| Mar | \$1.721,4 | \$1.861,2 | \$2.012,4 | \$2.175,9 | \$2.352,7 | \$2.543,8 |
| Abr | \$1.732,6 | \$1.873,4 | \$2.025,6 | \$2.190,1 | \$2.368,0 | \$2.560,4 |
| May | \$1.743,9 | \$1.885,6 | \$2.038,8 | \$2.204,4 | \$2.383,5 | \$2.577,1 |
| Jun | \$1.755,3 | \$1.897,9 | \$2.052,1 | \$2.218,8 | \$2.399,0 | \$2.593,9 |
| Jul | \$1.766,8 | \$1.910,3 | \$2.065,5 | \$2.233,3 | \$2.414,7 | \$2.610,9 |
| Ago | \$1.778,3 | \$1.922,8 | \$2.079,0 | \$2.247,9 | \$2.430,5 | \$2.627,9 |
| Sep | \$1.789,9 | \$1.935,3 | \$2.092,6 | \$2.262,5 | \$2.446,3 | \$2.645,1 |
| Oct | \$1.801,6 | \$1.948,0 | \$2.106,2 | \$2.277,3 | \$2.462,3 | \$2.662,4 |
| Nov | \$1.813,4 | \$1.960,7 | \$2.120,0 | \$2.292,2 | \$2.478,4 | \$2.679,7 |
| Dic | \$1.825,2 | \$1.973,5 | \$2.133,8 | \$2.307,2 | \$2.494,6 | \$2.697,2 |

| Período | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
|----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Ene | \$2.714,8 | \$2.935,4 | \$3.173,9 | \$3.431,7 | \$3.710,5 | \$4.011,9 |
| Feb | \$2.732,6 | \$2.954,6 | \$3.194,6 | \$3.454,1 | \$3.734,7 | \$4.038,1 |
| Mar | \$2.750,4 | \$2.973,9 | \$3.215,4 | \$3.476,7 | \$3.759,1 | \$4.064,5 |
| Abr | \$2.768,4 | \$2.993,3 | \$3.236,4 | \$3.499,4 | \$3.783,6 | \$4.091,0 |
| May | \$2.786,5 | \$3.012,8 | \$3.257,6 | \$3.522,2 | \$3.808,3 | \$4.117,7 |
| Jun | \$2.804,7 | \$3.032,5 | \$3.278,8 | \$3.545,2 | \$3.833,2 | \$4.144,6 |
| Jul | \$2.823,0 | \$3.052,3 | \$3.300,3 | \$3.568,4 | \$3.858,2 | \$4.171,7 |
| Ago | \$2.841,4 | \$3.072,2 | \$3.321,8 | \$3.591,7 | \$3.883,4 | \$4.198,9 |
| Sep | \$2.860,0 | \$3.092,3 | \$3.343,5 | \$3.615,1 | \$3.908,8 | \$4.226,3 |
| Oct | \$2.878,6 | \$3.112,5 | \$3.365,3 | \$3.638,7 | \$3.934,3 | \$4.253,9 |
| Nov | \$2.897,4 | \$3.132,8 | \$3.387,3 | \$3.662,5 | \$3.960,0 | \$4.281,7 |
| Dic | \$2.916,3 | \$3.153,3 | \$3.409,4 | \$3.686,4 | \$3.985,9 | \$4.309,7 |

APÉNDICE 3. FACTURACIÓN ELÉCTRICA ACUMULADA DEL SFCR.

| Mes | Energía (kWh) | Año | | | | |
|--------------------|------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Ene | 75,63 | \$1.443.129 | \$1.560.363 | \$1.687.122 | \$1.824.178 | \$1.972.367 |
| Feb | 69,67 | \$1.208.560 | \$1.306.739 | \$1.412.894 | \$1.527.673 | \$1.651.775 |
| Mar | 69,83 | \$1.349.910 | \$1.459.571 | \$1.578.142 | \$1.706.344 | \$1.844.962 |
| Abr | 60,04 | \$1.130.529 | \$1.222.370 | \$1.321.671 | \$1.429.039 | \$1.545.129 |
| May | 56,65 | \$1.109.393 | \$1.199.516 | \$1.296.960 | \$1.402.321 | \$1.516.240 |
| Jun | 59,10 | \$1.127.466 | \$1.219.057 | \$1.318.089 | \$1.425.166 | \$1.540.941 |
| Jul | 63,29 | \$1.255.684 | \$1.357.691 | \$1.467.985 | \$1.587.239 | \$1.716.181 |
| Ago | 67,34 | \$1.344.873 | \$1.454.126 | \$1.572.254 | \$1.699.978 | \$1.838.078 |
| Sep | 63,77 | \$1.240.529 | \$1.341.305 | \$1.450.268 | \$1.568.083 | \$1.695.468 |
| Oct | 64,00 | \$1.294.827 | \$1.400.014 | \$1.513.747 | \$1.636.718 | \$1.769.679 |
| Nov | 64,90 | \$1.279.072 | \$1.382.980 | \$1.495.328 | \$1.616.803 | \$1.748.146 |
| Dic | 68,52 | \$1.404.522 | \$1.518.621 | \$1.641.988 | \$1.775.378 | \$1.919.603 |
| Total anual | | \$15.188.494 | \$16.422.353 | \$17.756.447 | \$19.198.918 | \$20.758.571 |

| Mes | Energía (kWh) | Año | | | | |
|--------------------|------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Ene | 75,63 | \$2.132.596 | \$2.305.840 | \$2.493.158 | \$2.695.694 | \$2.914.682 |
| Feb | 69,67 | \$1.785.960 | \$1.931.045 | \$2.087.916 | \$2.257.531 | \$2.440.925 |
| Mar | 69,83 | \$1.994.840 | \$2.156.894 | \$2.332.112 | \$2.521.565 | \$2.726.408 |
| Abr | 60,04 | \$1.670.649 | \$1.806.367 | \$1.953.110 | \$2.111.774 | \$2.283.327 |
| May | 56,65 | \$1.639.414 | \$1.772.594 | \$1.916.594 | \$2.072.291 | \$2.240.637 |
| Jun | 59,10 | \$1.666.122 | \$1.801.472 | \$1.947.817 | \$2.106.051 | \$2.277.139 |
| Jul | 63,29 | \$1.855.598 | \$2.006.340 | \$2.169.328 | \$2.345.556 | \$2.536.101 |
| Ago | 67,34 | \$1.987.397 | \$2.148.846 | \$2.323.411 | \$2.512.157 | \$2.716.235 |
| Sep | 63,77 | \$1.833.202 | \$1.982.125 | \$2.143.146 | \$2.317.247 | \$2.505.492 |
| Oct | 64,00 | \$1.913.442 | \$2.068.883 | \$2.236.952 | \$2.418.674 | \$2.615.158 |
| Nov | 64,90 | \$1.890.160 | \$2.043.710 | \$2.209.733 | \$2.389.244 | \$2.583.338 |
| Dic | 68,52 | \$2.075.545 | \$2.244.155 | \$2.426.462 | \$2.623.579 | \$2.836.709 |
| Total anual | | \$22.444.924 | \$24.268.270 | \$26.239.738 | \$28.371.362 | \$30.676.151 |

| Mes | Energía (kWh) | Año | | | | |
|--------------------|------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| Ene | 75,63 | \$3.151.461 | \$3.407.475 | \$3.684.286 | \$3.983.584 | \$4.307.196 |
| Feb | 69,67 | \$2.639.217 | \$2.853.618 | \$3.085.436 | \$3.336.085 | \$3.607.097 |
| Mar | 69,83 | \$2.947.892 | \$3.187.368 | \$3.446.298 | \$3.726.263 | \$4.028.972 |
| Abr | 60,04 | \$2.468.816 | \$2.669.374 | \$2.886.224 | \$3.120.691 | \$3.374.205 |
| May | 56,65 | \$2.422.658 | \$2.619.466 | \$2.832.262 | \$3.062.345 | \$3.311.119 |
| Jun | 59,10 | \$2.462.125 | \$2.662.140 | \$2.878.403 | \$3.112.234 | \$3.365.061 |
| Jul | 63,29 | \$2.742.125 | \$2.964.885 | \$3.205.742 | \$3.466.165 | \$3.747.744 |
| Ago | 67,34 | \$2.936.893 | \$3.175.475 | \$3.433.440 | \$3.712.360 | \$4.013.939 |
| Sep | 63,77 | \$2.709.030 | \$2.929.102 | \$3.167.052 | \$3.424.332 | \$3.702.512 |
| Oct | 64,00 | \$2.827.604 | \$3.057.309 | \$3.305.674 | \$3.574.215 | \$3.864.572 |
| Nov | 64,90 | \$2.793.199 | \$3.020.109 | \$3.265.452 | \$3.530.726 | \$3.817.549 |
| Dic | 68,52 | \$3.067.154 | \$3.316.318 | \$3.585.724 | \$3.877.016 | \$4.191.971 |
| Total anual | | \$33.168.173 | \$35.862.639 | \$38.775.993 | \$41.926.017 | \$45.331.939 |

| Mes | Energía (kWh) | Año | | | | |
|--------------------|------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Ene | 75,63 | \$4.657.098 | \$5.035.424 | \$5.444.484 | \$5.886.775 | \$6.364.995 |
| Feb | 69,67 | \$3.900.125 | \$4.216.957 | \$4.559.528 | \$4.929.928 | \$5.330.418 |
| Mar | 69,83 | \$4.356.271 | \$4.710.159 | \$5.092.796 | \$5.506.517 | \$5.953.847 |
| Abr | 60,04 | \$3.648.314 | \$3.944.690 | \$4.265.142 | \$4.611.627 | \$4.986.260 |
| May | 56,65 | \$3.580.103 | \$3.870.938 | \$4.185.399 | \$4.525.406 | \$4.893.034 |
| Jun | 59,10 | \$3.638.426 | \$3.933.999 | \$4.253.584 | \$4.599.130 | \$4.972.747 |
| Jul | 63,29 | \$4.052.198 | \$4.381.384 | \$4.737.312 | \$5.122.155 | \$5.538.260 |
| Ago | 67,34 | \$4.340.018 | \$4.692.585 | \$5.073.794 | \$5.485.972 | \$5.931.632 |
| Sep | 63,77 | \$4.003.291 | \$4.328.505 | \$4.680.137 | \$5.060.335 | \$5.471.418 |
| Oct | 64,00 | \$4.178.516 | \$4.517.964 | \$4.884.987 | \$5.281.826 | \$5.710.903 |
| Nov | 64,90 | \$4.127.674 | \$4.462.991 | \$4.825.549 | \$5.217.559 | \$5.641.415 |
| Dic | 68,52 | \$4.532.512 | \$4.900.717 | \$5.298.834 | \$5.729.293 | \$6.194.720 |
| Total anual | | \$49.014.545 | \$52.996.314 | \$57.301.547 | \$61.956.522 | \$66.989.651 |

| Mes | Energía (kWh) | Año | | | | |
|--------------------|------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
| Ene | 75,63 | \$6.882.065 | \$7.441.140 | \$8.045.632 | \$8.699.230 | \$9.405.925 |
| Feb | 69,67 | \$5.763.442 | \$6.231.644 | \$6.737.881 | \$7.285.242 | \$7.877.070 |
| Mar | 69,83 | \$6.437.516 | \$6.960.478 | \$7.525.922 | \$8.137.301 | \$8.798.347 |
| Abr | 60,04 | \$5.391.326 | \$5.829.298 | \$6.302.850 | \$6.814.871 | \$7.368.487 |
| May | 56,65 | \$5.290.527 | \$5.720.311 | \$6.185.009 | \$6.687.457 | \$7.230.722 |
| Jun | 59,10 | \$5.376.715 | \$5.813.500 | \$6.285.769 | \$6.796.402 | \$7.348.518 |
| Jul | 63,29 | \$5.988.169 | \$6.474.627 | \$7.000.603 | \$7.569.307 | \$8.184.211 |
| Ago | 67,34 | \$6.413.497 | \$6.934.507 | \$7.497.842 | \$8.106.940 | \$8.765.519 |
| Sep | 63,77 | \$5.915.897 | \$6.396.484 | \$6.916.112 | \$7.477.952 | \$8.085.434 |
| Oct | 64,00 | \$6.174.837 | \$6.676.459 | \$7.218.831 | \$7.805.263 | \$8.439.335 |
| Nov | 64,90 | \$6.099.704 | \$6.595.223 | \$7.130.995 | \$7.710.292 | \$8.336.649 |
| Dic | 68,52 | \$6.697.957 | \$7.242.076 | \$7.830.396 | \$8.466.510 | \$9.154.299 |
| Total anual | | \$72.431.654 | \$78.315.746 | \$84.677.840 | \$91.556.769 | \$98.994.517 |

APÉNDICE 4. FACTURACIÓN ELÉCTRICA ACUMULADA DEL SFA.

| Mes | Energía (kWh) | Año | | | | |
|--------------------|------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Ene | 46,0 | \$877.753 | \$949.058 | \$1.026.156 | \$1.109.518 | \$1.199.651 |
| Feb | 46,0 | \$797.986 | \$862.811 | \$932.903 | \$1.008.689 | \$1.090.631 |
| Mar | 46,0 | \$889.253 | \$961.493 | \$1.039.602 | \$1.124.055 | \$1.215.369 |
| Abr | 46,0 | \$866.187 | \$936.553 | \$1.012.636 | \$1.094.899 | \$1.183.844 |
| May | 46,0 | \$900.905 | \$974.091 | \$1.053.223 | \$1.138.783 | \$1.231.294 |
| Jun | 46,0 | \$877.537 | \$948.825 | \$1.025.904 | \$1.109.245 | \$1.199.356 |
| Jul | 46,0 | \$912.709 | \$986.855 | \$1.067.023 | \$1.153.704 | \$1.247.427 |
| Ago | 46,0 | \$918.669 | \$993.299 | \$1.073.991 | \$1.161.238 | \$1.255.573 |
| Sep | 46,0 | \$894.840 | \$967.534 | \$1.046.133 | \$1.131.117 | \$1.223.005 |
| Oct | 46,0 | \$930.706 | \$1.006.314 | \$1.088.063 | \$1.176.453 | \$1.272.024 |
| Nov | 46,0 | \$906.565 | \$980.211 | \$1.059.840 | \$1.145.938 | \$1.239.030 |
| Dic | 46,0 | \$942.901 | \$1.019.499 | \$1.102.319 | \$1.191.868 | \$1.288.691 |
| Total anual | | \$10.716.012 | \$11.586.543 | \$12.527.792 | \$13.545.506 | \$14.645.895 |

| Mes | Energía (kWh) | Año | | | | |
|--------------------|------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Ene | 46,0 | \$1.297.106 | \$1.402.479 | \$1.516.411 | \$1.639.599 | \$1.772.794 |
| Feb | 46,0 | \$1.179.230 | \$1.275.027 | \$1.378.605 | \$1.490.598 | \$1.611.689 |
| Mar | 46,0 | \$1.314.102 | \$1.420.855 | \$1.536.280 | \$1.661.082 | \$1.796.022 |
| Abr | 46,0 | \$1.280.016 | \$1.384.000 | \$1.496.431 | \$1.617.996 | \$1.749.436 |
| May | 46,0 | \$1.331.320 | \$1.439.472 | \$1.556.409 | \$1.682.846 | \$1.819.555 |
| Jun | 46,0 | \$1.296.787 | \$1.402.134 | \$1.516.038 | \$1.639.196 | \$1.772.358 |
| Jul | 46,0 | \$1.348.764 | \$1.458.333 | \$1.576.802 | \$1.704.896 | \$1.843.396 |
| Ago | 46,0 | \$1.357.571 | \$1.467.855 | \$1.587.099 | \$1.716.029 | \$1.855.433 |
| Sep | 46,0 | \$1.322.358 | \$1.429.781 | \$1.545.932 | \$1.671.518 | \$1.807.306 |
| Oct | 46,0 | \$1.375.359 | \$1.487.088 | \$1.607.894 | \$1.738.514 | \$1.879.744 |
| Nov | 46,0 | \$1.339.684 | \$1.448.515 | \$1.566.187 | \$1.693.419 | \$1.830.986 |
| Dic | 46,0 | \$1.393.380 | \$1.506.573 | \$1.628.962 | \$1.761.293 | \$1.904.374 |
| Total anual | | \$15.835.676 | \$17.122.110 | \$18.513.050 | \$20.016.985 | \$21.643.094 |

| Mes | Energía (kWh) | Año | | | | |
|--------------------|------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| Ene | 46,0 | \$1.916.810 | \$2.072.524 | \$2.240.889 | \$2.422.931 | \$2.619.761 |
| Feb | 46,0 | \$1.742.617 | \$1.884.181 | \$2.037.246 | \$2.202.744 | \$2.381.687 |
| Mar | 46,0 | \$1.941.925 | \$2.099.680 | \$2.270.250 | \$2.454.678 | \$2.654.087 |
| Abr | 46,0 | \$1.891.554 | \$2.045.217 | \$2.211.363 | \$2.391.006 | \$2.585.243 |
| May | 46,0 | \$1.967.369 | \$2.127.191 | \$2.299.997 | \$2.486.840 | \$2.688.862 |
| Jun | 46,0 | \$1.916.338 | \$2.072.015 | \$2.240.338 | \$2.422.335 | \$2.619.117 |
| Jul | 46,0 | \$1.993.147 | \$2.155.063 | \$2.330.133 | \$2.519.425 | \$2.724.094 |
| Ago | 46,0 | \$2.006.162 | \$2.169.136 | \$2.345.349 | \$2.535.876 | \$2.741.882 |
| Sep | 46,0 | \$1.954.125 | \$2.112.871 | \$2.284.513 | \$2.470.099 | \$2.670.761 |
| Oct | 46,0 | \$2.032.448 | \$2.197.557 | \$2.376.079 | \$2.569.103 | \$2.777.808 |
| Nov | 46,0 | \$1.979.729 | \$2.140.555 | \$2.314.446 | \$2.502.464 | \$2.705.755 |
| Dic | 46,0 | \$2.059.079 | \$2.226.351 | \$2.407.212 | \$2.602.765 | \$2.814.205 |
| Total anual | | \$23.401.302 | \$25.302.341 | \$27.357.814 | \$29.580.266 | \$31.983.263 |

| Mes | Energía (kWh) | Año | | | | |
|--------------------|------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Ene | 46,0 | \$2.832.581 | \$3.062.690 | \$3.311.492 | \$3.580.506 | \$3.871.374 |
| Feb | 46,0 | \$2.575.167 | \$2.784.365 | \$3.010.557 | \$3.255.124 | \$3.519.558 |
| Mar | 46,0 | \$2.869.696 | \$3.102.820 | \$3.354.882 | \$3.627.420 | \$3.922.099 |
| Abr | 46,0 | \$2.795.259 | \$3.022.336 | \$3.267.860 | \$3.533.330 | \$3.820.365 |
| May | 46,0 | \$2.907.296 | \$3.143.475 | \$3.398.839 | \$3.674.949 | \$3.973.489 |
| Jun | 46,0 | \$2.831.885 | \$3.061.937 | \$3.310.678 | \$3.579.626 | \$3.870.422 |
| Jul | 46,0 | \$2.945.389 | \$3.184.662 | \$3.443.373 | \$3.723.101 | \$4.025.552 |
| Ago | 46,0 | \$2.964.623 | \$3.205.458 | \$3.465.858 | \$3.747.413 | \$4.051.839 |
| Sep | 46,0 | \$2.887.724 | \$3.122.313 | \$3.375.959 | \$3.650.209 | \$3.946.740 |
| Oct | 46,0 | \$3.003.467 | \$3.247.458 | \$3.511.270 | \$3.796.514 | \$4.104.929 |
| Nov | 46,0 | \$2.925.561 | \$3.163.223 | \$3.420.193 | \$3.698.037 | \$3.998.452 |
| Dic | 46,0 | \$3.042.821 | \$3.290.009 | \$3.557.277 | \$3.846.258 | \$4.158.714 |
| Total anual | | \$34.581.470 | \$37.390.746 | \$40.428.239 | \$43.712.486 | \$47.263.534 |

| Mes | Energía (kWh) | Año | | | | |
|--------------------|------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
| Ene | 46,0 | \$4.185.871 | \$4.525.916 | \$4.893.585 | \$5.291.123 | \$5.720.955 |
| Feb | 46,0 | \$3.805.475 | \$4.114.618 | \$4.448.875 | \$4.810.286 | \$5.201.057 |
| Mar | 46,0 | \$4.240.717 | \$4.585.217 | \$4.957.704 | \$5.360.451 | \$5.795.915 |
| Abr | 46,0 | \$4.130.718 | \$4.466.283 | \$4.829.108 | \$5.221.408 | \$5.645.576 |
| May | 46,0 | \$4.296.281 | \$4.645.296 | \$5.022.663 | \$5.430.687 | \$5.871.857 |
| Jun | 46,0 | \$4.184.841 | \$4.524.803 | \$4.892.382 | \$5.289.822 | \$5.719.548 |
| Jul | 46,0 | \$4.352.574 | \$4.706.162 | \$5.088.474 | \$5.501.843 | \$5.948.793 |
| Ago | 46,0 | \$4.380.996 | \$4.736.893 | \$5.121.701 | \$5.537.770 | \$5.987.639 |
| Sep | 46,0 | \$4.267.359 | \$4.614.024 | \$4.988.851 | \$5.394.128 | \$5.832.327 |
| Oct | 46,0 | \$4.438.399 | \$4.798.959 | \$5.188.809 | \$5.610.330 | \$6.066.093 |
| Nov | 46,0 | \$4.323.272 | \$4.674.480 | \$5.054.218 | \$5.464.805 | \$5.908.746 |
| Dic | 46,0 | \$4.496.554 | \$4.861.838 | \$5.256.796 | \$5.683.840 | \$6.145.575 |
| Total anual | | \$51.103.056 | \$55.254.488 | \$59.743.167 | \$64.596.491 | \$69.844.082 |