Universidad Latina de Costa Rica, Campus Heredia

Licenciatura en Ingeniería Electromecánica

Trabajo Final de Graduación

Título:

Propuesta de diseño de un sistema de generación fotovoltaica a nivel residencial

Autor:

Mauricio Saborío Ordóñez

Heredia, Mayo de 2018

UNIVERSIDAD LATINA DE COSTA RICA
LAUREATE INTERNATIONAL UNIVERSITIES®

TRIBUNAL EXAMINADOR

Este proyecto titulado: Propuesta de diseño de un sistema de generación fotovoltaica a nivel residencial, por el estudiante: Mauricio Saborío Ordóñez, fue aprobabo por el Tribunal Examinador de la carrera de Ingeniería Electromecánica de la Universidad Latina, Sede Heredia, como requisito para optar por el grado de Licenciatura en Ingeniería Electromecánica

Ing. Carlos Campos Hernández, MGP, MSc

Tutor

Ing. Rafael Barrantes Segura, MSc

Lector

Ing. Freed Castillo Moya

Representante

Heredia, 26 de abril de 2018

Sres.

Miembros del Comité de Trabajos Finales de Graduación

SD

Estimados señores:

He revisado y corregido el Trabajo Final de Graduación, denominado: Propuesta de diseño de un sistema de generación fotovoltaica a nivel residencial, elaborado por el estudiante Mauricio Saborío Ordóñez como requisito para que el citado estudiante pueda optar por el grado de Licenciatura en Ingeniería, con énfasis en Electromecánica.

Considero que dicho trabajo cumple con los requisitos formales y de contenido exigidos por la Universidad, y por tanto lo recomiendo para su defensa oral ante el Consejo Asesor.

Suscribe cordialmente,

_____.

Ing. Carlos Campos Hernández, MGP, MSc

Tutor

Heredia, 26 de abril de 2018

Sres.

Miembros del Comité de Trabajos Finales de Graduación

SD

Estimados señores:

He revisado y corregido el Trabajo Final de Graduación, denominado: Propuesta de diseño de un sistema de generación fotovoltaica a nivel residencial, elaborado por el estudiante Mauricio Saborío Ordóñez como requisito para que el citado estudiante pueda optar por el grado de Licenciatura en Ingeniería, con énfasis en Electromecánica.

Considero que dicho trabajo cumple con los requisitos formales y de contenido exigidos por la Universidad, y por tanto lo recomiendo para su defensa oral ante el Consejo Asesor.

Suscribe cordialmente,

_____.

Ing. Rafael Barrantes Segura, MSc

Lector

San José, Costa Rica

8 de mayo de 2018

A quien corresponda:

Hago constar que he realizado, a solicitud de Mauricio Saborío Ordóñez, cédula número 1-1564-0595, la revisión filológica del documento "Propuesta de diseño de un sistema de generación fotovoltaica a nivel residencial".

Este servicio ha incluido la corrección de toda deviación errónea de las pautas establecidas por la gramática y ortografía españolas, además de un pulimento en lo atingente a la coherencia del texto y las incursiones que haya tenido en la ambigüedad o la repetición. También, se efectuó la revisión de las fuentes bibliográficas y citas dentro del texto de acuerdo con el formato APA.

Por tanto, certifico que este documento se encuentra listo para ser presentado como trabajo final de graduación.

Dado en San José, el día ocho de mayo del año dos mil dieciocho.

Yesenia Obando Díaz
Filóloga
Carné de ACFIL 116
Cédula 1-1381-0233
corrigiendoyerros@gmail.com

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer a mi familia por su constante apoyo. También quiero agradecer a la empresa Sunshine Energía Solar, y en particular a don Eric Orlich, por darme la oportunidad de realizar este proyecto con ellos y por tomar el tiempo para guiar su elaboración. Por último, quiero agradecer a mi tutor, don Carlos Campos Hernández, y a mi lector, don Rafael Barrantes Segura, por su ayuda y paciencia a lo largo de este proceso.

INTRODUCCIÓN

Entre los sistemas de generación eléctrica renovable de pequeña escala, los fotovoltaicos son de las mejores opciones para ubicaciones urbanas o suburbanas. Para llegar a niveles de generación adecuados, los generadores eólicos requieren vientos con velocidades difíciles de encontrar a bajas alturas; los generadores hidroeléctricos y geotérmicos dependen de la cercanía y acceso a un recurso natural; los de biomasa necesitan de un proceso que tenga como subproducto un combustible utilizable. En cambio, los generadores fotovoltaicos pueden instalarse en cualquier lugar que reciba luz del sol.

En la primera parte de este trabajo, se estudiaron los fundamentos teóricos de estos sistemas. Se investigó qué es una celda solar y cómo produce energía a partir de la luz mediante el efecto fotovoltaico. También, se estudiaron los componentes de uno de diferentes sistemas, de los cuales los más importantes son el panel solar, que es un conjunto de celdas solares y el inversor, que toma la energía producida en forma de corriente directa por los paneles y la convierte a corriente alterna que puede utilizarse en la mayoría de los aparatos modernos. En esta misma parte, se estudió la normativa que regula dichos sistemas y cómo las limita la cantidad que pueden generar.

La siguiente parte consistió en diseñar uno de esos sistemas a nivel residencial. Primero, se realizaron estudios sobre el consumo del local, para determinar cuánta energía se desearía y cuánta sería posible generar. Se decidió montar el sistema sobre el techo del local. Por lo tanto, se realizaron estudios de sus características físicas, como los espacios más adecuados para instalar los paneles, tomando en cuenta sombras y otros factores, y los ángulos de orientación e inclinación de cada agua, los cuales afectan la luz solar que reciben. Utilizando estos datos, se realizaron varios diseños preliminares, hasta llegar a uno final, cuya capacidad de generación debió limitarse para obedecer la normativa.

La parte final consistió en un análisis económico a dos opciones de sistema, cada una con un diferente tipo de inversor. Para esto, se calculó la inversión inicial de cada una y se determinó cuánto dinero se ahorraría gracias al sistema. Tomando estos datos, se establecieron los periodos de retorno de cada opción, es decir, cuánto tiempo necesitarían para ahorrar tanto como se invirtió en ellos.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS I
INTRODUCCIÓN II
ÍNDICE GENERAL III
ÍNDICE DE TABLAS VII
ÍNDICE DE FIGURAS VIII
ÍNDICE DE ECUACIONES ..... **Error! Bookmark not defined.**
CAPÍTULO I 1
1. PROBLEMA Y PROPÓSITO 2
1.1. Síntomas 2
1.2. Causas 2
1.3. Pronóstico 2
1.4. Control al pronóstico 2
1.5. Formulación del problema 2
1.6. Sistematización del problema 3
1.7. Objetivo general 3
1.8. Objetivos específicos 3
1.9. Estado actual de la investigación 3
1.10. Metodológica 4
CAPÍTULO II 5
2. MARCO TEÓRICO 6
2.1. Marco situacional 6
2.2. Antecedentes históricos de la empresa 6
2.2.1. Losko S.A. 6
2.2.2. Sunshine Energía Solar 6
2.3. Visión de la empresa 7
2.4. Ubicación espacial 7
2.5. Organigrama 7
2.6. Marco conceptual 8
2.6.1. Principio de funcionamiento 8

2.6.1.1. Efecto fotovoltaico 8
2.6.1.2. Unión PN 9
2.6.2. Componentes del sistema 10
2.6.2.1. Celda solar 10
2.6.2.2. Panel solar 17
2.6.2.3. Inversor 17
2.6.2.4. Equipo de monitoreo 20
2.6.2.5. Sistema de montaje 20
2.6.2.6. Cableado 21
2.6.2.7. Seguidor solar 21
2.6.2.8. Batería 21
2.6.2.9. Regulador de carga 22
2.6.2.10. Medidor 22
2.6.3. Normativa aplicada 25
2.7. Limitaciones 25
2.7.1. Limitaciones que afectan la elaboración del trabajo 26
2.7.1.1. Acceso a la información 26
2.7.1.2. Tiempo 26
2.7.2. Limitaciones que afectan el diseño 26
2.7.2.1. Características del local 26
2.7.2.2. Normativa 26
2.8. Alcances 27
CAPÍTULO III 28
3. DESARROLLO 29
3.1. Estudios de consumo 29
3.1.1. Consumo anual 29
3.1.2. Consumo diario 31
3.2. Estudio de local 35
3.2.1. Dimensiones 36
3.2.2. Ángulos 38
3.2.3. Sombreado 39

3.3. Cálculos 42
3.4. Determinación de espacio disponible para la instalación de paneles 43
3.5. Diseño del arreglo 47
3.5.1. Diseño con paneles en todos los espacios disponibles 47
3.5.2. Diseño para máximo consumo 48
3.5.3. Diseño sin periodo nocturno 49
3.5.4. Actualización de diseño con base en información sobre sistemas con TRH . 51
3.5.4.1. Generación durante otros periodos 54
3.6. Selección de equipo 56
3.6.1. Paneles 56
3.6.2. Inversor 57
3.6.2.1. Opción 1: inversor de cadena 57
3.6.2.2. Opción 2: microinversores 57
3.6.3. Equipo de monitoreo 58
3.6.3.1. Opción 1: inversor de cadena 58
3.6.3.2. Opción 2: microinversores 59
3.6.4. Sistema de montaje 59
3.6.5. Cableado 61
3.6.5.1. Opción 1: inversor de cadena 61
3.6.5.2. Opción 2: microinversores 62
3.6.6. Medidor 62
3.7. Análisis económico 62
3.7.1. Inversión inicial 62
3.7.1.1. Costos comunes en ambas opciones 62
3.7.1.2. Opción 1: inversor de cadena 64
3.7.1.3. Opción 2: microinversores 64
3.7.2. Ahorro energético y monetario 65
3.7.3. Periodo de recuperación y taza interna de retorno 67
CONCLUSIONES 69
RECOMENDACIONES 71
BIBLIOGRAFÍA 73

GLOSARIO 75
ANEXOS 76
Anexo 1 – Fotos del local 77
Anexo 2 – Eficiencia de tipos de celdas..... 78
Anexo 3 – Estudio de consumos acumulados del local 79
Anexo 4 – Plano con aguas numeradas..... 80
Anexo 5 – Ejemplo de reporte de pvPlanner 81
Anexo 6 – Plano con sombras..... 82
Anexo 7 – Plano con espacios disponibles 83
Anexo 8 – Diseño de arreglo con máximo número de paneles..... 84
Anexo 9 – Diseño de arreglo para cubrir la máxima cantidad de consumo..... 85
Anexo 10 – Diseño de arreglo que no cubre el periodo nocturno..... 86
Anexo 11 – Diseño de arreglo final, con rieles de montaje y cableado entre paneles 87
Anexo 12 – Ficha técnica de paneles Jinko Eagle 72 88
Anexo 13 – Ficha técnica de inversores de cadena Fronius Primo..... 89
Anexo 14 – Ficha técnica de microinversores Enphase IQ 6 y 6+ 90
Anexo 15 – Ficha técnica de Enphase IQ Envoy..... 91
Anexo 16 – Ficha técnica de Enphase Q Cable 92
Anexo 17 – Lista de precios SunProducts..... 93
Anexo 18 – Garantía de paneles Jinko..... 94
Anexo 19 – Análisis económico 95

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. *Recopilación de datos de estudio de consumo anual* 29
Tabla 2. *Análisis de datos de consumo en los meses utilizados para el diseño* 30
Tabla 3. *Recopilación de datos de estudio de consumo diario* 32
Tabla 4. *Análisis de datos de estudio de consumo diario* 34
Tabla 5. *Recopilación de datos de orientaciones de aguas* 38
Tabla 6. *Eficiencia de sistemas en cada agua* 42
Tabla 7. *Generación anual con paneles en todos los espacios disponibles* 47
Tabla 8. *Distribución de paneles para máxima generación, opción 1: máxima eficiencia* 48
Tabla 9. *Distribución de paneles para máxima generación, opción 2: menor número de aguas* 49
Tabla 10. *Montos facturados en los meses utilizados para el diseño* 49
Tabla 11. *Distribución de paneles para diseño sin periodo nocturno* 50
Tabla 12. *Costos comunes para ambas opciones* 63
Tabla 13. *Costos de equipos y servicios de la CNFL* 63
Tabla 14. *Inversión inicial de opción 1* 64
Tabla 15. *Inversión inicial de opción 2* 65
Tabla 16. *Ahorros para los primeros 5 años de uso* 66

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Mapa en el que se muestra la ubicación espacial de la empresa. 7
Figura 2. Organigrama de Sunshine. 7
Figura 3. Efecto de reducción de la tensión de una celda a causa de un aumento de temperatura. 8
Figura 4. Diagrama de una unión PN y la formación de una zona de agotamiento en ella..... 9
Figura 5. Diagrama de un sistema de generación fotovoltaica interconectado. 10
Figura 6. Crecimiento de producción fotovoltaica dividido por tipo de celda. 11
Figura 7. Producción de los tres tipos de celda de película delgada más comunes. 12
Figura 8. Eficiencias de celdas solares de diferentes materiales/tecnologías, en condiciones de laboratorio, a través de los años. 14
Figura 9. Índice de reflectividad del silicio puro en función de la longitud de onda que incide sobre él. 14
Figura 10. Reducción de reflectividad del silicio gracias a elementos anti-reflejantes..... 15
Figura 11. Efecto de texturizado de superficie sobre luz reflejada. 15
Figura 12. Efecto de texturizado de superficie y reflector trasero sobre fotones que entran a la celda. 16
Figura 13. Curvas I-V de dos paneles diferentes conectados en (a) serie y (b) paralelo..... 19
Figura 14. Medidores de las oficinas de Sunshine. 24
Figura 15. Consumo anual del local. 30
Figura 16. Distribución diaria promedio de consumo energético en bloques 35
Figura 17. Plano con aguas numeradas. 37
Figura 18. Horizonte efectivo para agua oeste. 40
Figura 19. Horizonte efectivo para agua este. 41
Figura 20. Ejemplo de demarcación de sombras. 42
Figura 21. Ejemplo de demarcación de obstáculos. 44
Figura 22. Áreas disponibles para la instalación de paneles. 46
Figura 23. Diseño del arreglo de paneles para un sistema que no cubre el consumo durante el periodo nocturno. 51

Figura 24. Horizonte efectivo de un sistema que genera únicamente entre las 10:00 y las 12:30..... 53
Figura 25. Diseño final del arreglo de paneles. 54
Figura 26. Horizonte efectivo de un sistema que comienza a generar a las 06:00. 55
Figura 27. Jinko Eagle 72. 56
Figura 28. Fronius Primo..... 57
Figura 29. Enphase IQ 6+..... 58
Figura 30. Enphase IQ Envoy. 59
Figura 31. Ejemplo de equipo de montaje de un panel de muestra. 59
Figura 32. Acomodo de rieles para el arreglo. 60
Figura 33. Diagrama de cableado entre paneles. 61
Figura 34. Conectores de Q Cable..... 62

Ecuación 1 26
Ecuación 2 30
Ecuación 3 34
Ecuación 4 34
Ecuación 5 35
Ecuación 6 35
Ecuación 7 49
Ecuación 8 49
Ecuación 9 51
Ecuación 10 52
Ecuación 11 52
Ecuación 12 53
Ecuación 13 54
Ecuación 14 54
Ecuación 15 54

Ecuación 16 .....
54
Ecuación 17 .....
56
Ecuación 18 .....
65

CAPÍTULO I

1. PROBLEMA Y PROPÓSITO

1.1. Síntomas

- A pequeña escala, el monto de las facturas eléctricas del local es más elevado de lo que podría ser.
- A mayor escala, altos niveles de consumo equivalen a contaminación por fuentes de energía no-renovable.

1.2. Causas

El local depende en un 100% de la red eléctrica para el suministro de la energía que consume.

1.3. Pronóstico

Más gastos y contaminación ambiental innecesarios.

1.4. Control al pronóstico

Se realizarán estudios al local para determinar la cantidad de energía que se desea generar, con base en su consumo actual, y la que sería posible generar, según el espacio disponible para instalar paneles, así como las limitaciones impuestas por la normativa. Una vez que se conozcan estos valores, se elaborarán diseños de sistemas con distintas prioridades. De estos, se tomarán los diseños más factibles y se les analizará desde un punto de vista económico, para determinar su rentabilidad.

1.5. Formulación del problema

En este caso, no hay un problema como tal, dado que la situación se mantendría estable si no se hiciera ningún cambio. En cambio, se propone una mejora de un aspecto de ella, con el fin de hacerla más favorable para el cliente.

Actualmente, el local tiene un alto nivel de consumo eléctrico, lo cual eleva sus costos. El cliente ha cambiado hábitos de consumo para reducirlos gradualmente y está buscando métodos adicionales para ayudar con el proceso. Como el cliente además está interesado en minimizar su huella ecológica, desea recurrir a fuentes renovables de energía.

1.6. Sistematización del problema

Si el cliente aceptara la propuesta de diseño que se le presente, se instalaría el sistema de generación fotovoltaica. Este consistiría principalmente en un arreglo de paneles solares, equipo para convertir su salida en CD a CA, equipo de medición y una interconexión con la red de distribución eléctrica. La energía generada por este sistema reemplazaría una porción de la cantidad que actualmente se le compra a la compañía distribuidora. Esto reduciría los costos de utilidad eléctrica y la dependencia a las fuentes de las que se deriva, las cuales incluyen fuentes no renovables.

1.7. Objetivo general

Realizar una propuesta de diseño para un sistema de generación de energía fotovoltaica a nivel residencial.

1.8. Objetivos específicos

- Averiguar la capacidad de generación deseada del sistema.
- Determinar la capacidad de generación de un sistema que sería posible instalar.
- Crear múltiples opciones para sistemas que cumplan con estos requisitos.
- Diseñar dicho(s) sistema(s).
- Analizar cada opción desde un punto de vista económico para determinar su factibilidad.

1.9. Estado actual de la investigación

La empresa Sunshine Energía Solar cuenta con años de experiencia en el desarrollo de proyectos para generación fotovoltaica. Todo el trabajo será realizado por el estudiante, pero se contará con expertos de esta empresa como una fuente de conocimiento.

El local cuenta con un sistema de calentamiento de agua solar y el cliente está interesado en ser más “verde”, pero no se ha realizado ningún avance en lo que refiere al desarrollo de un sistema como el que será diseñado.

1.10. Metodológica

Este será un trabajo teórico-práctico. Por ello, se investigaron tanto conceptos generales del tema, mediante el estudio de documentos y otras fuentes de información, como datos específicos de este proyecto mediante estudios en el campo. Los conocimientos adquiridos a lo largo de estas investigaciones se aplicarán para la elaboración de un producto final concreto.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Marco situacional

Este trabajo consiste en la elaboración del diseño y de todos los procedimientos necesarios para crear un sistema de generación de energía fotovoltaica para un local especifico (en este caso, una casa con alto consumo energético). Se trabajará con la empresa Sunshine Energía Solar, la cual se especializa en el desarrollo de esta clase de proyectos y ofreció sus conocimientos en el área como guía para la realización del proyecto sin involucrarse en él.

A lo largo del periodo, fue necesario realizar trabajo de campo en el local para determinar datos sobre él. Para obtener información adicional, se trabajó con el cliente (la dueña de la casa), por medio de consultas directas o solicitudes de información de la compañía distribuidora.

Una vez que se tenga el diseño o, en caso de que se creen múltiples opciones, los diseños, se realizará un análisis económico de él/ellos. Este podría considerarse el paso más importante, ya que la decisión de desarrollar o no el proyecto depende de la factibilidad económica del cliente.

2.2. Antecedentes históricos de la empresa

2.2.1. Losko S.A.

Losko es una empresa costarricense dedicada a la generación de energía renovable. Fue originalmente fundada en 1972 y abrió su primera central hidroeléctrica en 1998.

2.2.2. Sunshine Energía Solar

Para ingresar al mercado de generación fotovoltaica, Losko abrió la una filial llamada Losko Solar. Poco después, esta cambió su nombre a Sunshine Energía Solar. Desde entonces, ha desarrollado proyectos de generación en diversos puntos alrededor del país, en lugares como como escuelas, hoteles y empresas. En el 2015, comenzó a operar a nivel internacional al abrir oficinas en Panamá, seguidas por otras aperturas en Nicaragua y República Dominicana en el 2016.

2.3. Visión de la empresa

"Creemos en fomentar la Innovación Energética [*sic*]a través de nuevas tecnologías, para lograr una positiva transformación ambiental y económica que impacte el desarrollo social de la región" (Sunshine Energía Solar, 2017).

2.4. Ubicación espacial

Las oficinas de Sunshine se encuentran en San Rafael de Escazú, 100 metros oeste de Tony Roma's.

Figura 1. Mapa en el que se muestra la ubicación espacial de la empresa.

Fuente: Google Maps.

2.5. Organigrama

Figura 2. Organigrama de Sunshine.

Fuente: Sunshine Energía Solar (2017).

2.6. Marco conceptual

2.6.1. Principio de funcionamiento

2.6.1.1. Efecto fotovoltaico

La generación fotovoltaica se fundamenta en el efecto fotovoltaico, el cual consiste en la aparición de una diferencia de potencial en un material cuando es expuesto a la luz. Esto se da gracias a la interacción entre los fotones que componen la luz y los electrones en el material. Cuando un fotón posee una cantidad de energía superior al valor de banda prohibida de un material, este puede ser absorbido por él. La energía del fotón es transferida a un electrón de valencia, lo cual lo excita a la banda de conducción y le permite moverse más libremente dentro del material. Al removerse el electrón, se crea algo conocido como un hueco, el cual actúa como una partícula con carga positiva. Es la presencia de estos opuestos portadores de carga libres dentro del material lo que genera la diferencia de tensión en él.

La eficiencia con la que se da el efecto fotovoltaico depende, en gran parte, de la relación entre el valor de banda prohibida de un material y la energía de los fotones que inciden sobre él. Si un fotón posee menos energía que este valor, podría pasar a través del material sin excitar un electrón. Si posee más, al excitar un electrón se liberaría el excedente de energía en forma de calor, lo cual no solo es un desperdicio, sino que puede llegar a reducir el voltaje en el semiconductor, como se ilustra en la figura 3.

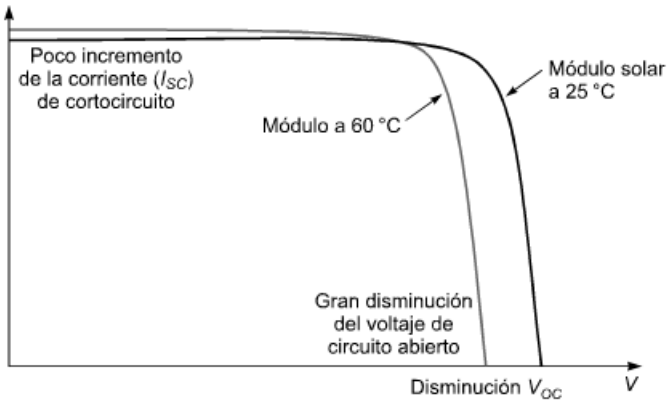

Figura 3. Efecto de reducción de la tensión de una celda a causa de un aumento de temperatura.

Fuente: Carta, Calero, Colemar y Castro (2009).

2.6.1.2. Unión PN

Para facilitar la extracción de la energía generada por el efecto fotovoltaico, las celdas fotovoltaicas por lo general están compuestas de dos capas principales: una de semiconductor extrínseco tipo P y una de semiconductor extrínseco tipo N. Estos son semiconductores a los que se les ha añadido, respectivamente, impurezas de materiales con un electrón de valencia más, para que posean abundancia de huecos, y otros con uno menos, para que posean abundancia de electrones. Estos huecos y electrones libres se difunden entre los materiales y, alrededor de la frontera entre ellos, se combinan para formar lo que se conoce como una zona de agotamiento, como se ilustra en la figura 4. A medida que se combinan más pares de huecos y electrones, la carga en el lado N se va volviendo más positiva debido a la pérdida de electrones y viceversa en el lado P, lo cual crea un campo eléctrico.

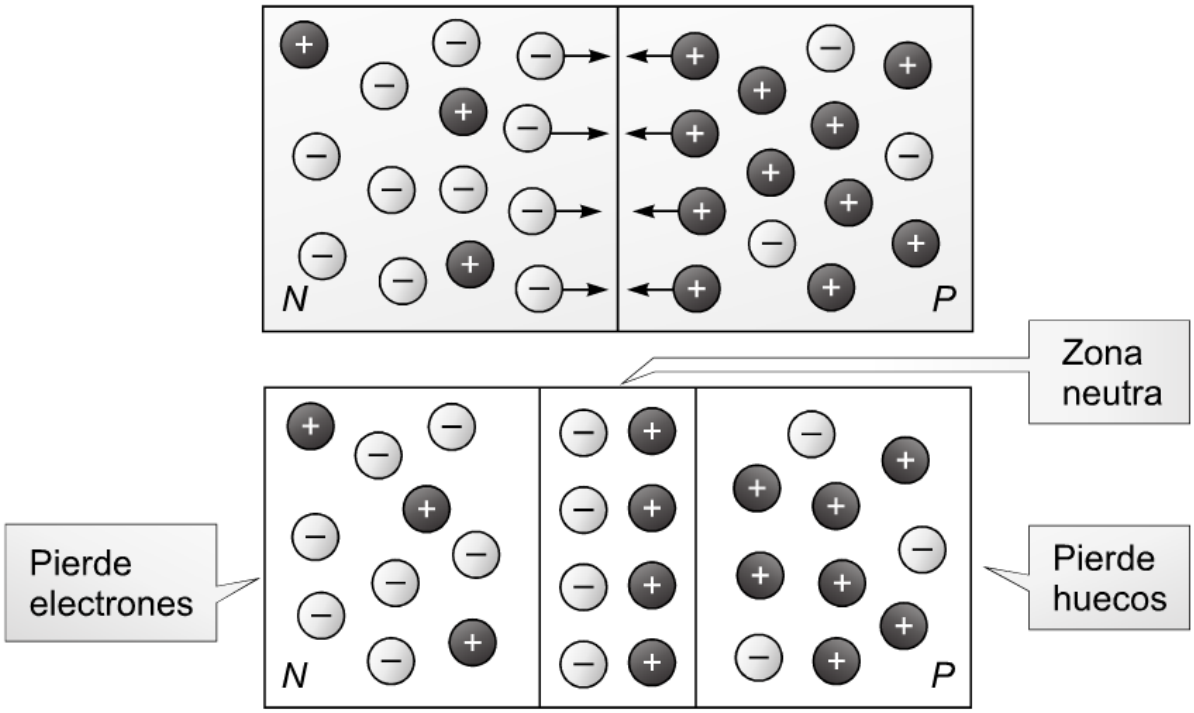

Figura 4. Diagrama de una unión PN y la formación de una zona de agotamiento en ella.

Fuente: Carta, Calero, Colemar y Castro (2009).

Cuando incide luz sobre el material, el efecto fotovoltaico causa que se separen los pares de huecos y electrones que se habían combinado. El campo eléctrico mueve los electrones liberados hacia el lado N y los huecos hacia el lado P. Si los lados P y N están

conectados por un circuito externo, este mismo efecto fuerza a los portadores de carga a pasar por el circuito, para llegar al lado opuesto lo cual genera una corriente.

2.6.2. Componentes del sistema

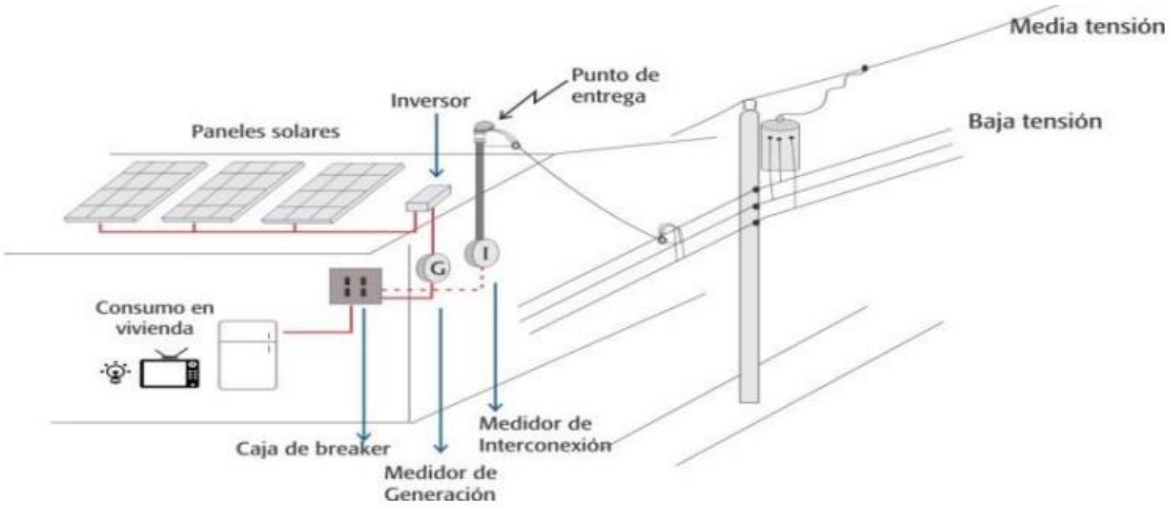

Figura 5. Diagrama de un sistema de generación fotovoltaica interconectado.
Fuente: Compañía Nacional de Fuerza y Luz (2018).

En el ejemplo de un sistema ilustrado en la figura 5, se pueden observar varios de los componentes más importantes para un sistema interconectado a la red de distribución.

2.6.2.1. Celda solar

El componente principal de todo sistema de generación de energía fotovoltaica es la celda solar o fotovoltaica. Como se explicó en la sección 2.7.1., una celda solar típica está estructurada en forma de una unión PN. Las celdas pueden clasificarse de acuerdo con sus materiales y estructuras.

2.6.2.1.1. Materiales y tecnologías

Como se puede ver en la figura 6, hay tres tipos de celda solar que dominan el mercado actual: silicio policristalino, silicio monocristalino y película delgada.

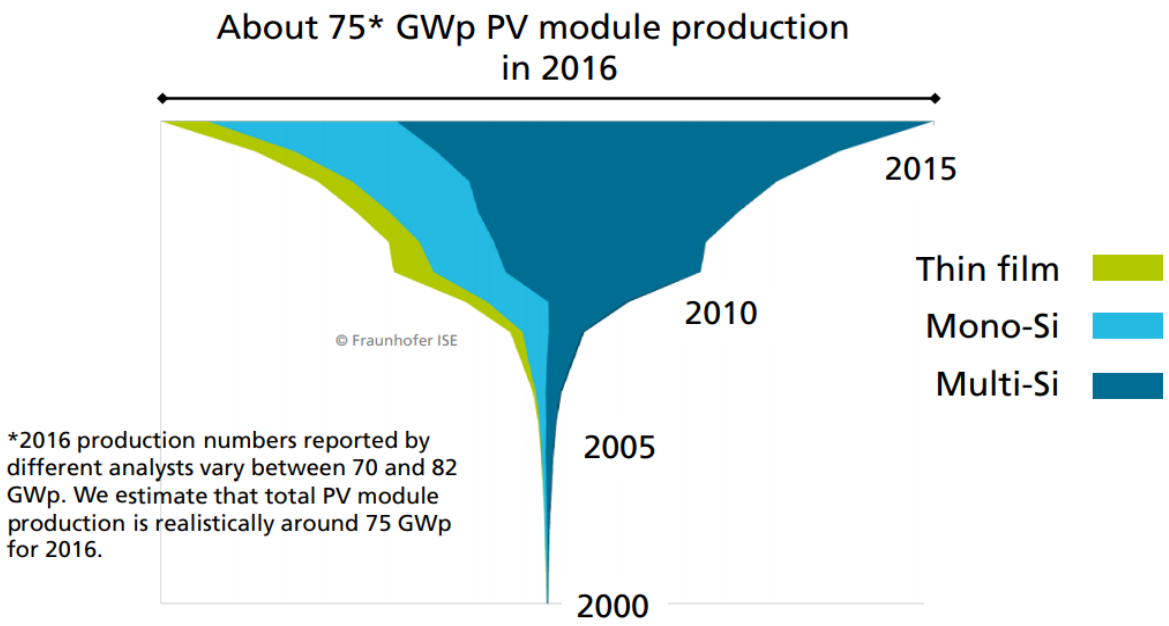

Figura 6. Crecimiento de producción fotovoltaica dividido por tipo de celda.

Fuente: Fraunhofer Institute for Solar Energy (2018).

2.6.2.1.1.1. Silicio cristalino

La gran mayoría de las celdas solares producidas actualmente están fabricadas de algún tipo de silicio cristalino. Estos, por lo general, se fabrican cortando obleas de lingotes o bloques de silicio extrínseco tipo P, a las cuales luego se les agrega una capa de silicio extrínseco tipo N mediante un proceso de difusión. Hay de dos tipos: silicio monocristalino y policristalino.

Las celdas de silicio monocristalino, como indica su nombre, están compuestas de un único cristal de silicio. Entre los tipos de celda comunes, estas son las más eficientes y costosas. Los lingotes de los que se cortan por lo general se obtienen mediante el proceso Czochralski, el cual implica introducir un grano cristalino a un baño de silicio fundido y extraer lenta y cuidadosamente el cristal que se forma alrededor de él. Además, se desperdicia mucho material durante su fabricación, porque estos lingotes siempre son cilíndricos y las obleas se cortan de forma que puedan acomodarse más eficientemente. Estos factores contribuyen a su alto costo.

El silicio policristalino, en cambio, está conformado por múltiples cristales. Esto reduce su eficiencia comparado al monocristalino, pero reduce significativamente su costo de

fabricación ya que los bloques de los que se cortan las obleas no deben producirse tan meticulosamente. Gracias a su bajo costo, este tipo de celda es por un gran margen el más comúnmente producido y utilizado hoy en día.

2.6.2.1.1.2. Película delgada

Las celdas de película delgada son aquellas producidas al depositar capas de un material sobre una base o sustrato. Debido a la amplia gama de materiales que se pueden utilizar en estas celdas, sus costos y eficiencias son muy variados. Por ejemplo, las celdas de silicio amorfo son más baratas, pero menos eficientes que las de silicio cristalino.

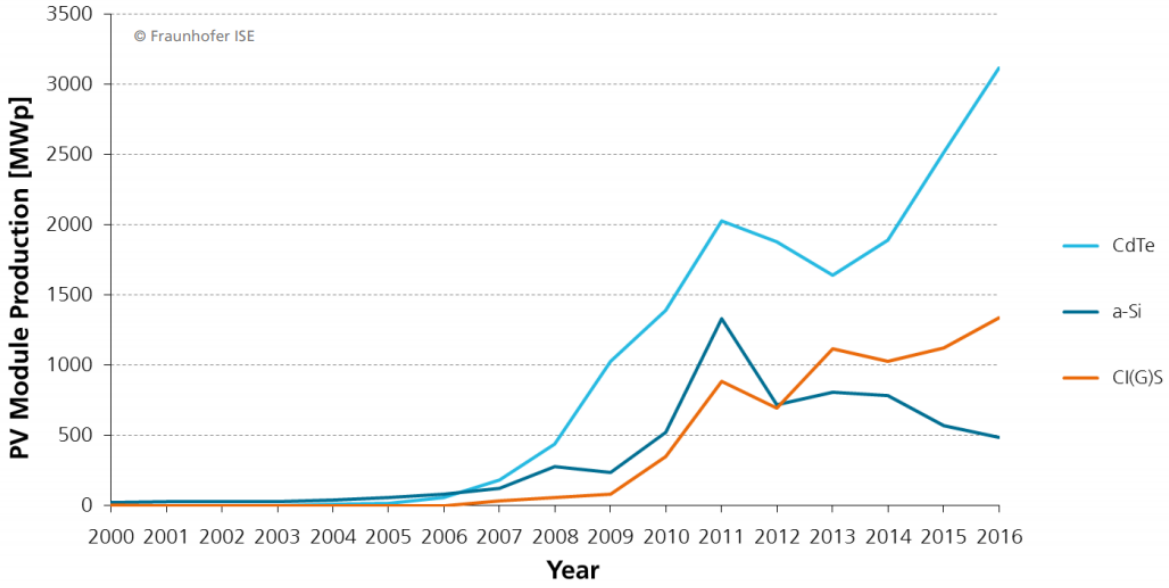

Figura 7. Producción de los tres tipos de celda de película delgada más comunes.
Fuente: Fraunhofer Institute for Solar Energy (2018).

Como se puede ver en la figura 7, las celdas de teluro de cadmio (CdTe) son las más comunes entre las celdas de película delgada, seguidas por las de cobre, indio, calio y selenio (CIGS). Esto se debe a que pueden alcanzar eficiencias comparables a las del silicio policristalino con costos menores.

El arseniuro de galio (GaAs) es un ejemplo de un material de alta eficiencia. En condiciones de laboratorio, ha logrado la mayor eficiencia entre todos los tipos de celda de

unión sencilla. Sin embargo, tienen un costo muy elevado, por lo que normalmente se utilizan en aplicaciones de alta tecnología, como vehículos espaciales.

2.6.2.1.1.3. Otras tecnologías

Existen celdas solares que utilizan tecnologías distintas a las mencionadas anteriormente, pero estas son muy poco comunes, ya sea por sus altos costos o por haber sido desarrolladas muy recientemente.

Las celdas multi-unión son, esencialmente, celdas de película delgada con múltiples capas de diferentes materiales. Cada material tiene un valor de banda prohibida, el cual determina la energía que debe poseer un fotón para lograr excitar uno de sus electrones. Al apilar diversos materiales en una celda, se amplía el rango de anchos de banda de los fotones que esta puede absorber.

Un sistema con concentración utiliza lentes y espejos para dirigir una gran cantidad de luz hacia un elemento fotovoltaico altamente eficiente. De esta manera, pueden producir con una sola celda las mismas cantidades de energía para las que normalmente se requerirían varias. Como se puede ver en la figura 8 (y en un mayor tamaño en el anexo 2), las mayores eficiencias en generación fotovoltaica se han alcanzado al combinar celdas multi-unión con sistemas de concentración.

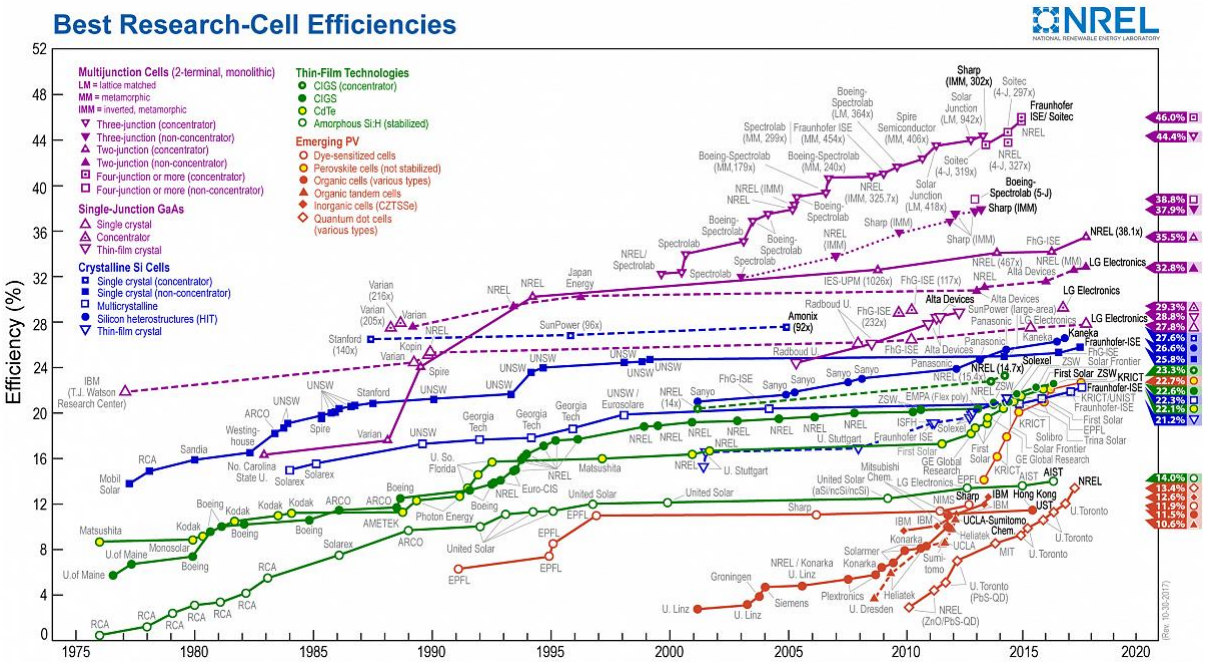

Figura 8. Eficiencias de celdas solares de diferentes materiales/tecnologías, en condiciones de laboratorio, a través de los años.

Fuente: National Renewable Energy Laboratory (2017).

2.6.2.1.2. Métodos para mejorar el desempeño de las celdas solares

Sin importar el material de la celda, hay técnicas que se pueden utilizar para aumentar su absorción de fotones y, por lo tanto, su generación. Por ejemplo:

- **Recubrimiento anti-reflejo:** todo material tiene un grado de reflectividad que determina cuántos de los fotones que inciden sobre él serán reflejados sin tener la oportunidad de ser absorbidos. Como se puede ver en la figura 9, el silicio puro, del cual se fabrican la mayoría de las celdas solares, siempre refleja por lo menos un 30% de los fotones y este valor aumenta con menores anchos de banda. Esto puede reducirse significativamente al aplicarle un recubrimiento anti-reflejo (por lo general nitruro de silicio), como se ilustra en la figura 10.

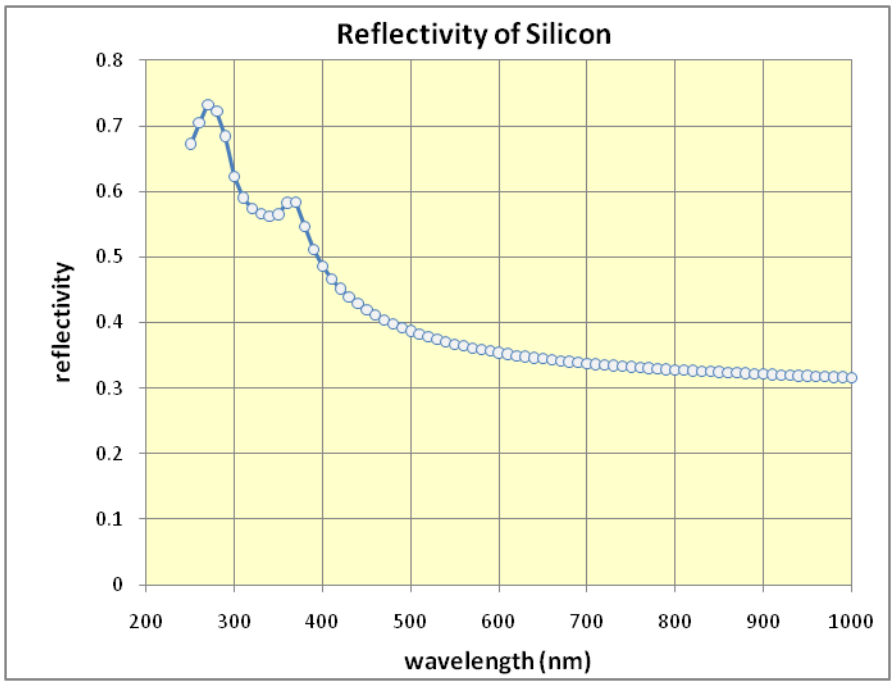

Figura 9. Índice de reflectividad del silicio puro en función de la longitud de onda que incide sobre él.

Fuente: Honsberg y Stewart (2018).

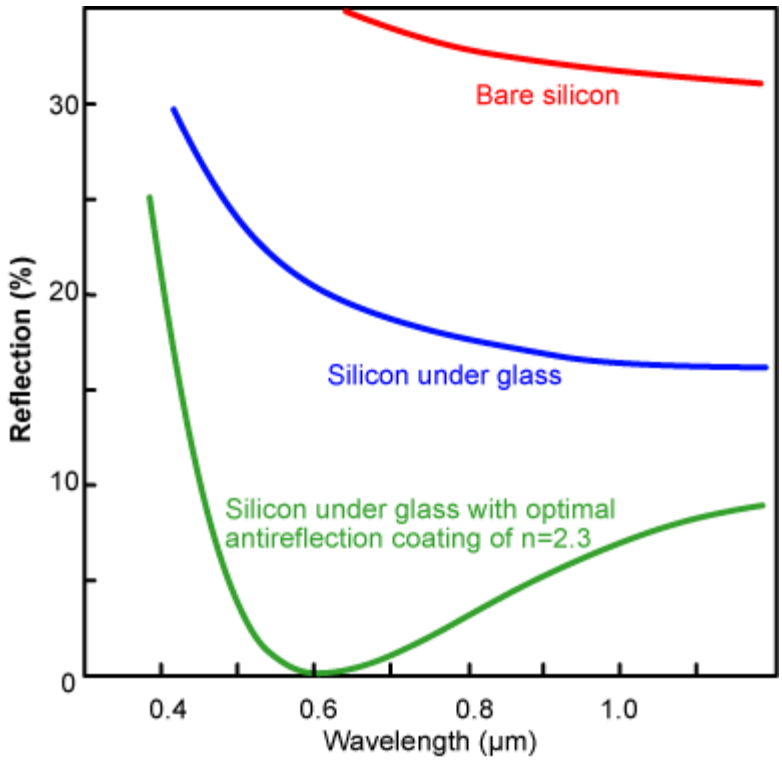

Figura 10. Reducción de reflectividad del silicio gracias a elementos anti-reflejantes.

Fuente: Honsberg y Stewart (2018).

- **Texturizado de superficie:** otra forma de reducir la cantidad de luz que se pierde al ser reflejada consiste en alterar la topografía de la superficie de la celda. Esto altera el ángulo de reflexión de los fotones, con lo cual se logra, idealmente, que los que sí sean reflejados, lleguen a incidir en otra parte de la superficie, como se ilustra en la figura 11.

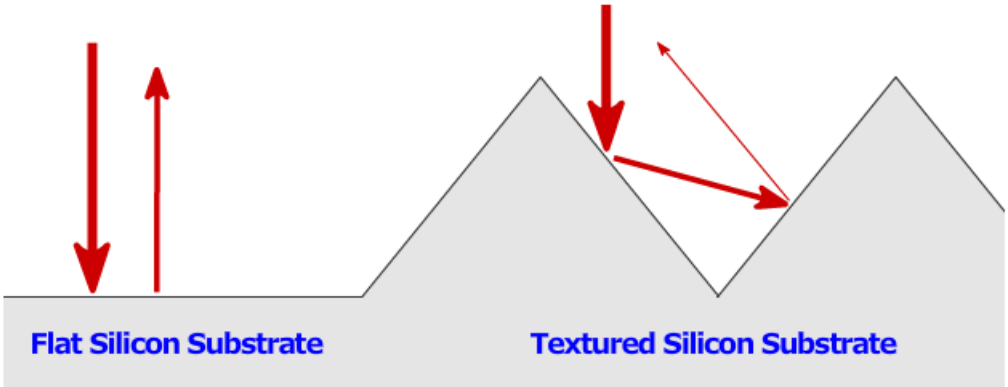

Figura 11. Efecto de texturizado de superficie sobre luz reflejada.

Fuente: Honsberg y Stewart (2018).

- **Retención de luz:** es posible que fotones con suficiente energía para excitar un electrón pasen a través de una celda sin ser absorbidos. Por lo tanto, se debe hacer lo posible para mantenerlos dentro de ella el mayor tiempo posible para aumentar las posibilidades de que interactúen con un electrón. Estas técnicas se ilustran en la figura 12. Primero, se le puede aplicar un reflector trasero, el cual obliga a los fotones a volver a atravesar el material. Al aplicarle un texturizado a la superficie de la celda, aparte de reducir la cantidad de fotones perdidos por reflexión, se altera el ángulo de refracción de la luz, haciendo a los fotones recorrer una mayor distancia dentro del material. Finalmente, al texturizar también el reflector, los fotones reflejados pueden no tener el ángulo apropiado para salir de la celda y rebotan múltiples veces dentro de ella.

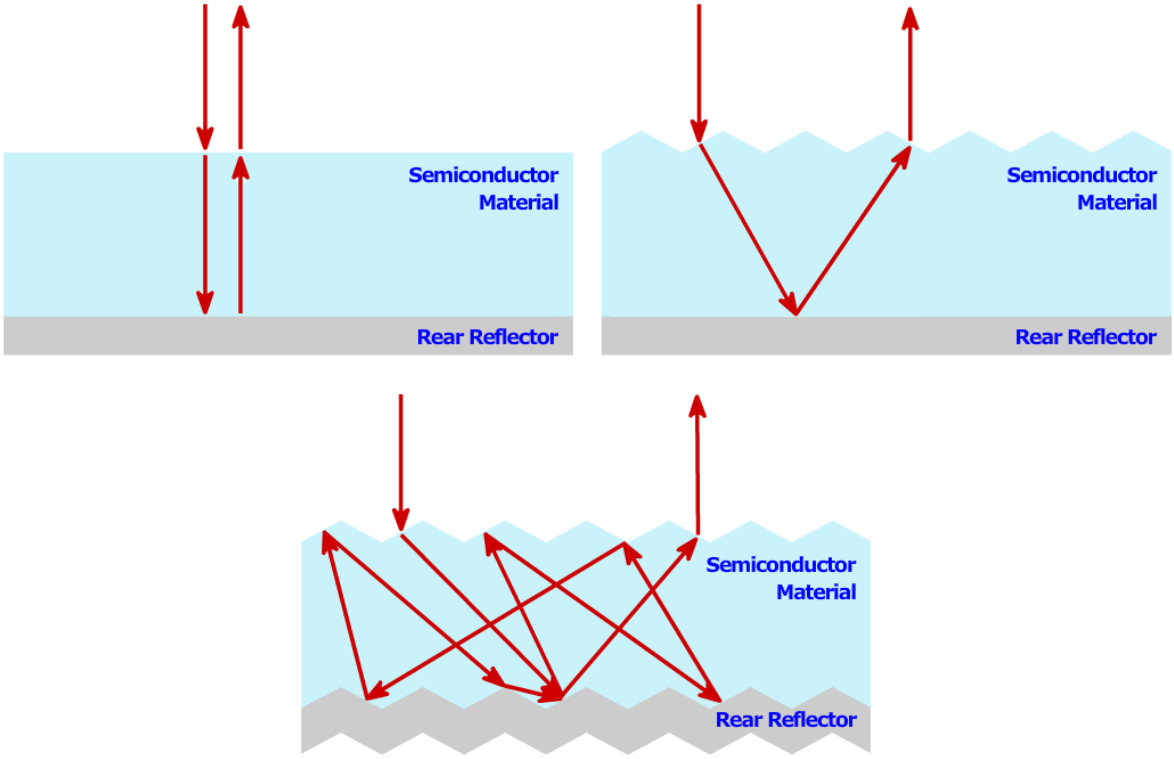

Figura 12. Efecto de texturizado de superficie y reflector trasero sobre fotones que entran a la celda.

Fuente: Honsberg & Stewart (2018).

2.6.2.2. Panel solar

Un conjunto de múltiples celdas solares se denomina un módulo. Al colocarse uno o más de estos módulos en una carcasa junto con ciertos otros elementos, se crea un panel solar. Estos elementos incluyen:

- **Marco:** la estructura básica que alberga los demás elementos del panel. Normalmente se fabrica de aluminio para reducir lo más posible el peso del panel sin sacrificar demasiada resistencia estructural.
- **Superficie frontal:** tiene el propósito de proteger las celdas solares sin obstruir el paso de la luz. Por lo tanto, debe estar hecha de un material con altas resistencias mecánicas y buena transmisión de fotones con anchos de banda apropiados para el material. Normalmente se usa vidrio templado, pero también es factible utilizar polímeros. Al igual que en las celdas solares, es posible texturizar la superficie para reducir la reflectividad, pero no al mismo nivel, ya que esto causaría la acumulación de suciedad sobre ella.
- **Caja de conexión:** el punto donde entran conductores desde el o los módulos dentro del panel y salen cables adecuados para conectarse a un arreglo.
- **Diodo de bloqueo:** cuando una celda solar no recibe luz, intenta consumir potencia en lugar de generarla. Un diodo de bloqueo se coloca en serie con un módulo para prevenir el paso de corriente en dirección opuesta a la normal durante la noche o cuando hay mucha sombra.
- **Diodo de paso:** cuando solo una parte de un módulo está sombreada, pero el resto está trabajando normalmente, se puede dar lo que se conoce como el efecto de punto caliente. En esta situación, el diodo de bloque no actúa, por lo que fluye corriente por el módulo. Al pasar esta corriente por la parte sombreada, se disipa su potencia en forma de calor, lo que puede causar daños. Para evitar esto, se coloca un diodo de paso en paralelo con el módulo, el cual permite que la corriente lo “salte” y siga a través del resto de la serie.

2.6.2.3. Inversor

Los paneles solares suministran energía en forma de corriente directa (CD), pero los dispositivos modernos por lo general están diseñados para funcionar con corriente alterna

(CA). Por lo tanto, todo sistema de generación fotovoltaica necesita un elemento que le permita pasar de CD a CA. Este es el propósito de un inversor. En el caso de inversores solares para sistemas interconectados a la red de distribución, la salida en CA debe estar sincronizada a la frecuencia y tensión que se maneja en ella.

Debido a la generación variable de los paneles solares, los inversores cuentan con un sistema seguidor de punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés). Este es un convertidor CD-CD que ajusta el voltaje de la salida de los paneles conectados para maximizar su potencia. Los inversores a los que se esperaría conectar una alta cantidad de paneles pueden tener la capacidad de aplicar un MPPT distinto a múltiples partes del arreglo. Esto quiere decir, por ejemplo, que, si una mitad de los paneles produce a un diferente nivel que la otra, un inversor podría optimizar cada mitad del arreglo por separado.

Los inversores además tienen integradas medidas de seguridad tales como desconectadores y protección contra corriente de polaridad inversa. Para prevenir daños, están diseñados para desconectarse automáticamente en cuando se detecta una falla de la puesta a tierra o, en caso de los inversores interconectados a la red de distribución, cuando esta deja de suministrar energía.

Los inversores solares pueden dividirse en dos grandes categorías basadas en cuantos paneles se conectan a ellos:

- Inversores centrales y de cadena, a los que se conectan múltiples paneles.
- Microinversores, a los que por lo general se conecta un solo panel, aunque también existen ciertos modelos diseñados para conectar dos o tres.

2.6.2.3.1. Inversores centrales y de cadena

La principal diferencia entre los inversores centrales y de cadena es el tamaño del sistema que se conecta a ellos. Se utilizan inversores centrales en sistemas con potencias por encima de 100kWp y de cadena por debajo. Los inversores centrales son nominalmente más eficientes (98.5%) y económicos (alrededor de 6 céntimos de euro por Wp) que los de cadena (98% y alrededor de 7-20 céntimos de euro por Wp, respectivamente) (Fraunhofer Institute for Solar Energy, 2018). Dado que la cantidad de inversores por sistema es pequeña, en caso de que uno falle, son fáciles de reemplazar, pero costosos.

La principal desventaja tanto de los inversores centrales, como de los de cadena, es que sufren de un efecto “cuello de botella” cuando se les conectan paneles con diferentes niveles de generación.

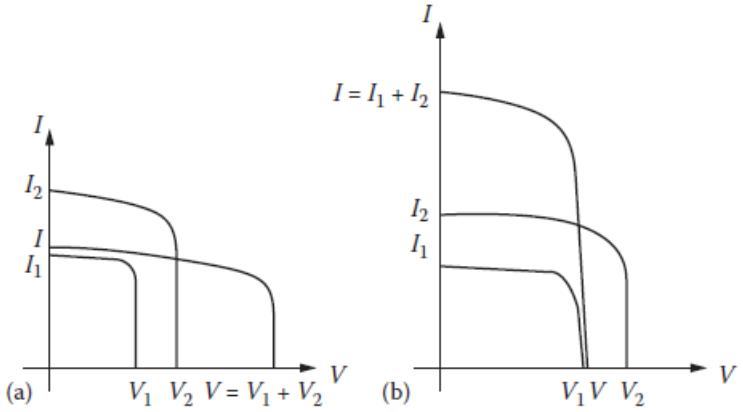

Figura 13. Curvas I-V de dos paneles diferentes conectados en (a) serie y (b) paralelo. Fuente: Goswami (2015).

Como se puede observar en la figura 13, la corriente total de múltiples paneles diferentes conectados en serie está limitada por el panel de menor corriente de salida; de igual manera para el voltaje, al conectarse en paralelo. Esto quiere decir, por ejemplo, que, si un solo panel de entre cientos conectados a un inversor central deja de funcionar, podría traerse abajo todo el sistema. Además, se debe tomar en cuenta que, incluso paneles del mismo modelo en perfecto estado pueden trabajar a distintos niveles debido a daños, diferentes condiciones de sombra o suciedad, variaciones de fábrica, etc. Por lo tanto, es normal que sistemas con estos tipos de inversores no logren funcionar a niveles óptimos.

2.6.2.3.2. Microinversores

Los microinversores son, como indica su nombre, inversores de tamaño y capacidad pequeños. Se instalan en cada panel de un arreglo (por lo general), tomando individualmente su salida en CD y convirtiéndola a CA. Los microinversores son nominalmente menos eficientes (90%-95%) y económicos (alrededor de 33 céntimos de euro por Wp) que los centrales o de cadena. Sin embargo, dado que cada uno se conecta a un solo panel, la salida de cada panel es optimizada y se evita el efecto “cuello de botella” que se da en otros tipos de

inversor. Gracias a esto, los microinversores pueden fácilmente lograr eficiencias efectivas mayores. A la inversa de los inversores centrales y de cadena, remplazar o darle mantenimiento a un microinversor es barato pero inconveniente. Por ejemplo, en un sistema montado sobre un techo, es necesario remover el panel al que está conectado el microinversor dañado para poder manipularlo y, si el panel en cuestión se encuentra rodeado por más paneles, estos también tendrían que moverse para evitar causarles daños al caminar sobre ellos.

2.6.2.3.3. Optimizador de carga

Para contrarrestar el problema de “cuello de botella” de los inversores centrales y de cadena, algunos sistemas utilizan convertidores CD-CD conocidos como optimizadores de carga. En esencia, lo que se hace es aplicar un sistema MPPT a cada panel. Al igual que los microinversores, se instala un optimizador de carga por cada panel. Este altera el nivel de tensión de la salida del panel para convertir su nivel de corriente a un valor determinado, el cual es igual para todos los paneles en el arreglo. Gracias a ello se logra, en teoría, optimizar la salida de todos los paneles en un sistema de la misma manera que los microinversores, a un costo reducido.

2.6.2.4. Equipo de monitoreo

Los sistemas de generación fotovoltaica modernos, por lo general, cuentan con sistemas que les permiten monitorear datos, como los niveles de generación de manera precisa. Los inversores centrales y de cadena, normalmente, traen estos sistemas ya integrados, aunque tienen la desventaja de que únicamente pueden monitorear el sistema en su totalidad. Los microinversores normalmente requieren la compra de un aparato especializado, lo cual aumenta la inversión, pero puede proporcionar información sobre cada panel individualmente.

2.6.2.5. Sistema de montaje

El sistema de montaje de un panel depende del lugar donde se vaya a instalar. Por ejemplo, en techos, normalmente se fijan rieles a los *clavadores* o vigas, y los paneles se montan sobre estos. Si no pueden colocarse directamente sobre una superficie, como en el

caso de un piso de tierra desigual, pueden colocarse sobre postes. En todo caso, el sistema de montaje puede utilizarse para alterar la inclinación de los paneles para que reciban la mayor cantidad de radiación solar posible.

2.6.2.6. Cableado

Dado que prácticamente siempre se van a encontrar a la intemperie, los cables utilizados en sistemas de generación fotovoltaica deben ser altamente resistentes a ciertos peligros como, por ejemplo:

- Radiación UV
- Amplios rangos de temperatura
- Humedad

2.6.2.7. Seguidor solar

Los seguidores solares podrían considerarse sistemas de montaje especializados. Estos son sistemas que mueven un panel para maximizar la cantidad de radiación solar que puede recibir en un día. Pueden moverse a lo largo de uno o más ejes mediante distintos mecanismos:

- Los seguidores activos cuentan con sensores que detectan la posición del sol y motores que mueven los paneles para que su superficie esté tan perpendicular a él como sea posible.
- Los seguidores pasivos contienen fluidos que mueven los paneles al cambiar de estado a diferentes temperaturas. Por ejemplo, podrían diseñarse para llegar a estar horizontales cuando el fluido alcanza su máxima temperatura, ya que las temperaturas más altas de un día se dan a mediodía, cuando el sol está más alto en el cielo.
- Los seguidores manuales dependen de un operador que los mueve regularmente a lo largo del día.

2.6.2.8. Batería

Hay sistemas en los que se desea o necesita almacenar electricidad producida por el arreglo fotovoltaico para ser utilizada más tarde, ya sea porque se quiere evitar entregársela a

la red o porque no están conectados del todo a ella. En estos casos, es necesario instalar baterías. Los dos tipos más comunes son las de plomo-acido, que son la opción más económica y dominan el mercado, y las de níquel-cadmio, que tienen mejor desempeño, pero un precio mucho mayor.

Obviamente, las baterías solares deben ser recargables, también conocidas como celdas secundarias. Además, deben poseer otras características, como:

- **Vida útil:** la vida útil de los paneles solares es sumamente extensa. Aunque no lleguen a igualarla, los demás componentes de un sistema también deberían tener una vida útil larga, para no tener que remplazarse muchas veces. Las baterías solares se cargan y descargan constantemente, por lo que deben ser resistentes a la degradación que esto causa.
- **Profundidad de descarga:** en sistemas en los cuales la generación fotovoltaica es la única fuente de energía, debe poder aprovecharse al máximo esta energía, incluso cuando no esté generando. Por lo tanto, las baterías solares deben poder descargarse a niveles particularmente bajos sin dañarse.
- **Robustez:** no siempre es posible almacenar baterías en un lugar protegido, por lo que debe haber modelos disponibles que puedan instalarse a la intemperie.

2.6.2.9. Regulador de carga

En sistemas con baterías o en aquellos en los que se utiliza la energía generada por el sistema sin convertirla a CA, es necesario instalar un regulador. Su función se centra en limitar la cantidad de corriente que pasa a la batería o el equipo, para protegerlos contra sobrecargas que podrían dañarlos. En sistemas con baterías, también se encarga de monitorear el nivel de carga de estas y desconectarlas en caso de que sufrieran una sobre-descarga.

2.6.2.10. Medidor

En casos donde el sistema está interconectado con la red de distribución, es necesario instalar dos medidores eléctricos, similares a los que se pueden ver en la figura 14:

- El primero, llamado el medidor de generación, es un medidor sencillo que registra cuánta energía sale del sistema de generación.

- El segundo, llamado el medidor de interconexión, es un medidor bidireccional. Toma el lugar de un medidor normal, registra cuánta energía está extrayendo de la red de distribución un local, y al mismo tiempo registra cuánta le está inyectando el sistema de generación a la red.

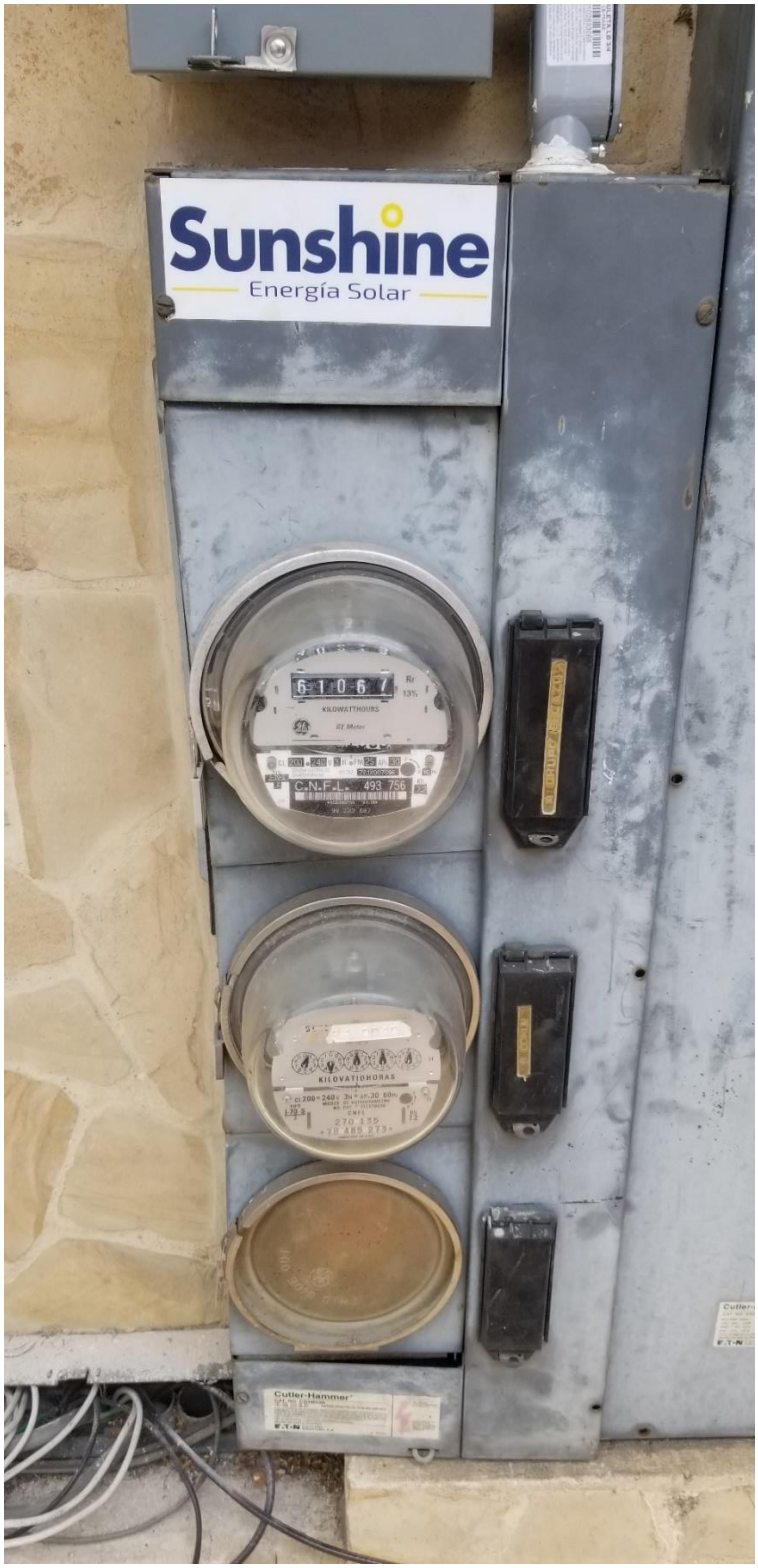

Figura 14. Medidores de las oficinas de Sunshine.

Fuente: elaboración propia.

2.6.3. Normativa aplicada

El Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables (Ministerio de Ambiente y Energía, 2015), referido de ahora en adelante como el RGDA, establece una serie de normas.

Las partes del reglamento más relevantes a la investigación que se realizó se encuentran en el capítulo IV, disposiciones generales para el sistema de generación distribuida para autoconsumo. Específicamente, el artículo 34 es de particular interés. En él, se establece lo siguiente:

> **Autorización para almacenamiento y retiro de energía.** El productor-consumidor podrá depositar en la red de distribución la energía no consumida, y tendrá derecho a retirar hasta un máximo del cuarenta y nueve por ciento (49%) de la energía total generada, para utilizarla en el mes o meses siguientes en un periodo anual.
>
> La energía total producida y la energía no consumida serán contabilizadas de forma mensual por un período de un año dentro del proceso de facturación, siendo su fecha anual de corte un acuerdo de las partes dentro del contrato de interconexión. (Ministerio de Ambiente y Energía, 2015).

Es decir, si un sistema está produciendo más energía de la que se consume en un momento dado, el excedente se inyecta a la red de distribución. La cantidad de energía que entra a la red queda registrada en el medidor de generación. Cuando llega el momento de facturar el consumo mensual, la cantidad de kWh inyectada se le resta a la cantidad consumida. El monto de la factura, entonces, consistiría en la tarifa normal aplicada a cualquier excedente de consumo, más la tarifa de acceso aplicada a la energía que fue inyectada y luego extraída del sistema.

2.7. Limitaciones

Las limitaciones de este trabajo se pueden dividir en dos categorías generales: aquellas que afectan la elaboración del trabajo y las que afectan el diseño.

2.7.1. Limitaciones que afectan la elaboración del trabajo

2.7.1.1. Acceso a la información

En muchos casos, es difícil acceder a la información relevante para este proyecto. A veces, los documentos que están más a la vista están escritos de una forma que hace difícil que personas que no tienen experiencia previa en el área puedan entenderlos. Por lo tanto, muchas veces es necesario consultar a expertos. Para temas relacionados con organizaciones gubernamentales, normalmente, las únicas personas con conocimiento extenso son las de la misma organización. No existe ningún método sencillo para hallar a la persona indicada y, una vez que esto se logra, el proceso de obtener la información que se busca puede complicarse debido a sus horarios y obligaciones.

Además de este aspecto, está el tema particular de las especificaciones del local. Hay datos que, si el dueño no los tiene a la mano, solo se podrían adquirir mediante estudios que simplemente no sería factible realizar como parte del proyecto.

2.7.1.2. Tiempo

La principal limitante en prácticamente todo proyecto es la falta de tiempo. Esto va mano en mano con la limitación anterior, ya que se pueden dar casos donde se llega a un punto en el que no se puede avanzar sin adquirir ciertos datos, lo cual puede tardar mucho tiempo.

2.7.2. Limitaciones que afectan el diseño

2.7.2.1. Características del local

De acuerdo con las características del local, el lugar de instalación de los paneles podría ser el techo, el cual posee una estructura que podría complicar el proceso de diseño, ya que está construido en múltiples niveles, y las secciones más elevadas proyectan sombras sobre partes de las secciones inferiores, lo que las hace no aptas para colocar paneles.

2.7.2.2. Normativa

Una de las principales limitaciones está impuesta por el artículo 34 del RGDA, que fue discutido en la sección 2.7.3. Se considera como tal debido a que pone un límite a la cantidad de energía que la compañía distribuidora está obligada a devolver. Por ejemplo, asúmase que

se tiene un local en el que se ha instalado un sistema fotovoltaico que produce 5kWh anualmente. El consumo anual de este local también es de 5kWh, pero está dividido en la siguiente forma:

- 2kWh durante los periodos en los que el sistema estaba generando.
- 3kWh durante los periodos en los que el sistema estaba inactivo.

  Con estos datos, se puede calcular la cantidad de energía inyectada que la compañía distribuidora devolvería:

  $$E = \frac{2kWh}{51\%} * 49\% = 1.92kWh \qquad (1)$$

Es decir, el cliente le estaría donando los 1.08kWh restantes y tendría que pagar la tarifa normal por ellos.

Dado que un sistema fotovoltaico solamente puede generar energía durante el día, esta limitación se agrava mientras más consumo haya durante la noche. En este caso en específico, se sabe que en el local se utiliza regularmente aire acondicionado en la noche, por lo que es probable que esta limitación afecte el diseño.

2.8. Alcances

En teoría, el sistema podría llegar a ser capaz de eliminar por completo los gastos del cliente referentes a su consumo eléctrico. Desde un punto de vista más realista, se debe tomar en cuenta que las limitaciones explicadas en la sección 2.9.2. podrían restringir la capacidad del sistema. Además, el desempeño del sistema depende en gran parte de las condiciones climáticas. Si fueran menos favorables que las asumidas para el diseño, se reduciría su generación. Sin embargo, se espera que el sistema pueda generar un ahorro significativo.

CAPÍTULO III

3. DESARROLLO

3.1. Estudios de consumo

El primer paso en el proceso de diseño fue realizar estudios en lo que respectaba al consumo eléctrico del local.

3.1.1. Consumo anual

Este estudio consistió en realizar una solicitud a la Compañía Nacional de Fuerza y Luz para obtener un estudio de consumos acumulados para el periodo del año anterior (los recibos de abril del 2017 hasta marzo del 2018). La totalidad del documento se encuentra en el anexo 3, pero la información relevante se recopiló en la tabla 1.

Tabla 1. *Recopilación de datos de estudio de consumo anual*

Mes	Consumo (kWh)			
	Horario			Total
	Punta	Valle	Nocturno	
Abril de 2017	412	779	1452	2643
Mayo de 2017	370	804	1277	2451
Junio de 2017	452	853	1163	2468
Julio de 2017	375	776	1186	2337
Agosto de 2017	388	790	1129	2307
Septiembre de 2017	427	751	1149	2327
Octubre de 2017	404	792	1226	2422
Noviembre de 2017	480	901	1079	2460
Diciembre de 2017	393	687	914	1994
Enero de 2018	418	650	907	1975
Febrero de 2018	352	732	904	1988
Marzo de 2018	313	672	824	1809
Año	4784	9187	13210	27181

Fuente: anexo 3.

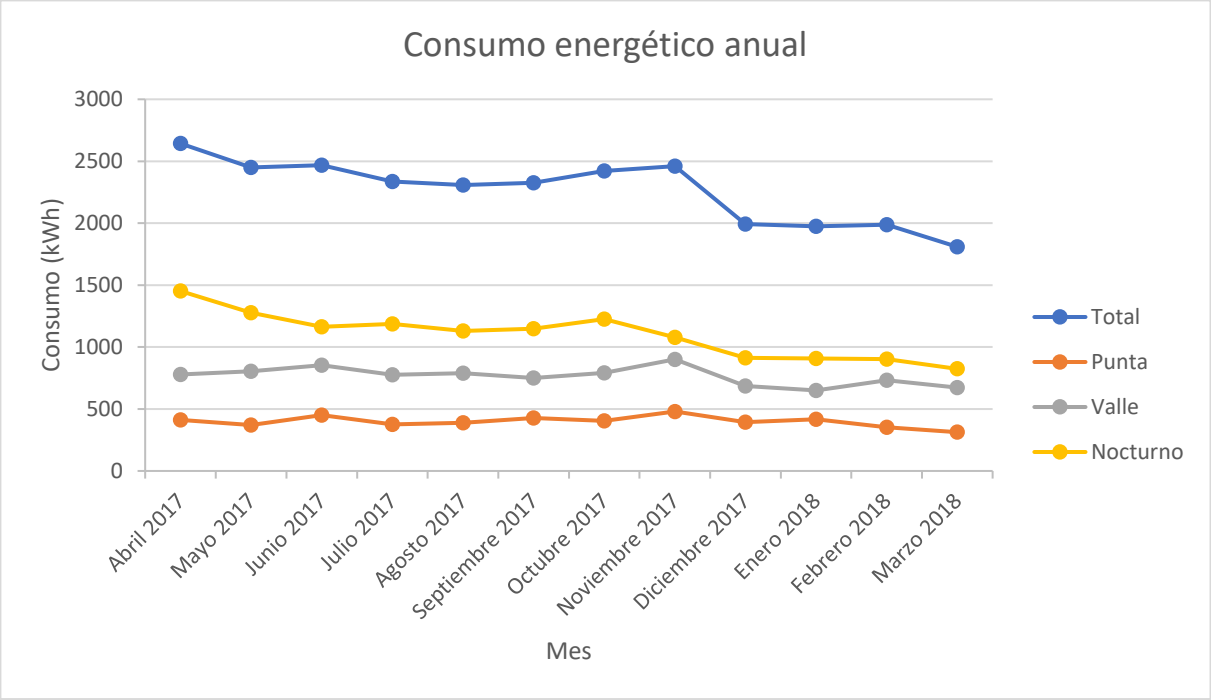

Figura 15. Consumo anual del local.

Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar la figura 15, se ha dado una reducción considerable al consumo de la casa en los últimos meses. Según el cliente, se ha estado haciendo un esfuerzo para mejorar los hábitos de consumo en el local. Para evitar sobredimensionar el sistema, el diseño se basó en el promedio de este periodo:

Tabla 2. *Análisis de datos de consumo en los meses utilizados para el diseño*

Mes	Consumo (kWh)			
	Horario			Total
	Punta	Valle	Nocturno	
Diciembre de 2017	393	687	914	1994
Enero de 2018	418	650	907	1975
Febrero de 2018	352	732	904	1988
Marzo de 2018	313	672	824	1809
Promedio	369	685.25	887.25	1941.5

Fuente: anexo 3.

Tomando este promedio, se puede calcular un estimado del consumo total para un año:

$$1941.5kWh * 12 = 23298kWh \qquad (2)$$

Es decir, se esperaría que, manteniendo los actuales hábitos de consumo, el gasto energético para un año sea de 23298kWh.

3.1.2. Consumo diario

Debido a las limitaciones impuestas por el artículo 34 del RGDA, es necesario conocer cómo se distribuye el consumo eléctrico de un local a lo largo del día. Para obtener estos datos, se realizó un estudio en el que se registraron los valores observados en el medidor eléctrico en ciertos puntos del día.

El local tiene una tarifa residencial horaria. Es decir, paga más o menos por kWH dependiendo del periodo del día durante el cual se consume. Estos periodos son:

- Valle 1: 06:00-10:00
- Punta 1: 10:00-12:30
- Valle 2: 12:30-17:30
- Punta 2: 17:30-20:00
- Nocturno: 20:00-06:00

El local cuenta con un medidor trifilar. Es decir, da tres lecturas de consumo separadas: una para el total de los dos periodos punta, una para el total de los dos periodos valle y una para el periodo nocturno. Por lo tanto, se observó el medidor tres veces al día por un periodo de siete días: entre las 10:00 y las 12:30 para registrar el consumo en los periodos nocturno y valle 1; entre las 12:30 y 17:30 para registrar el consumo en el periodo punta 1; y después de las 20:00 para registrar el consumo en los periodos valle 2 y punta 2.

Para propósitos del diseño, se dividieron los periodos en dos bloques:

- El bloque G, conformado por los periodos valle 1, punta 1 y valle 2 (06:00-17:30), durante el cual se considera que el sistema está generando energía.
- El bloque N, conformado por los periodos punta 2 y nocturno (17:30-06:00), durante el cual se considera que el sistema se encuentra inactivo.

Por lo tanto, si el consumo durante el bloque G fuera menos de 51% del total, sería necesario reducir la capacidad del sistema.

Tabla 3. *Recopilación de datos de estudio de consumo diario*

Día	Periodo	Lectura (kWh)		
		Inicial	Final	Δ
1	Valle 1 (06:00-10:00)	13122	13134	12
	Punta 1 (10:00-12:30)	59532	59538	6
	Valle 2 (12:30-17:30)	13134	13148	14
	Punta 2 (17:30-20:00)	59538	59540	2
	Nocturno (20:00-06:00)	65924	65955	31
	Total valle			26
	Total punta			8
	Bloque G (06:00-17:30)			32
	Bloque N (17:30-06:00)			33
	Total			65
2	Valle 1 (06:00-10:00)	13148	13162	14
	Punta 1 (10:00-12:30)	59540	59548	8
	Valle 2 (12:30-17:30)	13162	13171	9
	Punta 2 (17:30-20:00)	59548	59550	2
	Nocturno (20:00-06:00)	65955	65988	33
	Total Valle			23
	Total Punta			10
	Bloque G (06:00-17:30)			31
	Bloque N (17:30-06:00)			35
	Total			66
3	Valle 1 (06:00-10:00)	13171	13189	18
	Punta 1 (10:00-12:30)	59550	59556	6
	Valle 2 (12:30-17:30)	13189	13199	10
	Punta 2 (17:30-20:00)	59556	59558	2
	Nocturno (20:00-06:00)	65988	66020	32
	Total valle			28

	Total punta			8
	Bloque G (06:00-17:30)			34
	Bloque N (17:30-06:00)			34
	Total			68
4	Valle 1 (06:00-10:00)	13199	13216	17
	Punta 1 (10:00-12:30)	59558	59570	12
	Valle 2 (12:30-17:30)	13216	13232	16
	Punta 2 (17:30-20:00)	59570	59572	2
	Nocturno (20:00-06:00)	66020	66055	35
	Total valle			33
	Total punta			14
	Bloque G (06:00-17:30)			45
	Bloque N (17:30-06:00)			37
	Total			82
5	Valle 1 (06:00-10:00)	13232	13242	10
	Punta 1 (10:00-12:30)	59572	59581	9
	Valle 2 (12:30-17:30)	13242	13249	7
	Punta 2 (17:30-20:00)	59581	59582	1
	Nocturno (20:00-06:00)	66055	66081	26
	Total valle			17
	Total punta			10
	Bloque G (06:00-17:30)			26
	Bloque N (17:30-06:00)			27
	Total			53
6	Valle 1 (06:00-10:00)	13249	13254	5
	Punta 1 (10:00-12:30)	59582	59583	1
	Valle 2 (12:30-17:30)	13254	13261	7
	Punta 2 (17:30-20:00)	59583	59585	2
	Nocturno (20:00-06:00)	66081	66104	23
	Total valle			12
	Total punta			3
	Bloque G (06:00-17:30)			13

	Bloque N (17:30-06:00)			25
	Total			38
7	Valle 1 (06:00-10:00)	13261	13267	6
	Punta 1 (10:00-12:30)	59585	59589	4
	Valle 2 (12:30-17:30)	13267	13280	13
	Punta 2 (17:30-20:00)	59589	59592	3
	Nocturno (20:00-06:00)	66104	66140	36
	Total valle			19
	Total punta			7
	Bloque G (06:00-17:30)			23
	Bloque N (17:30-06:00)			39
	Total			62

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4. *Análisis de datos de estudio de consumo diario*

Periodo	Lectura (kWh)	Porcentaje	
	Δ	Periodo	Total
Valle 1 (06:00-10:00)	11.71429	51.90%	18.89%
Punta 1 (10:00-12:30)	6.571429	76.67%	10.60%
Valle 2 (12:30-17:30)	10.85714	48.10%	17.51%
Punta 2 (17:30-20:00)	2	23.33%	3.23%
Nocturno (20:00-06:00)	30.85714		49.77%
Total valle	22.57143		36.41%
Total punta	8.571429		13.82%
Bloque G (06:00-17:30)	29.14286		47.00%
Bloque N (17:30-06:00)	32.85714		53.00%
Total	62		

Fuente: elaboración propia.

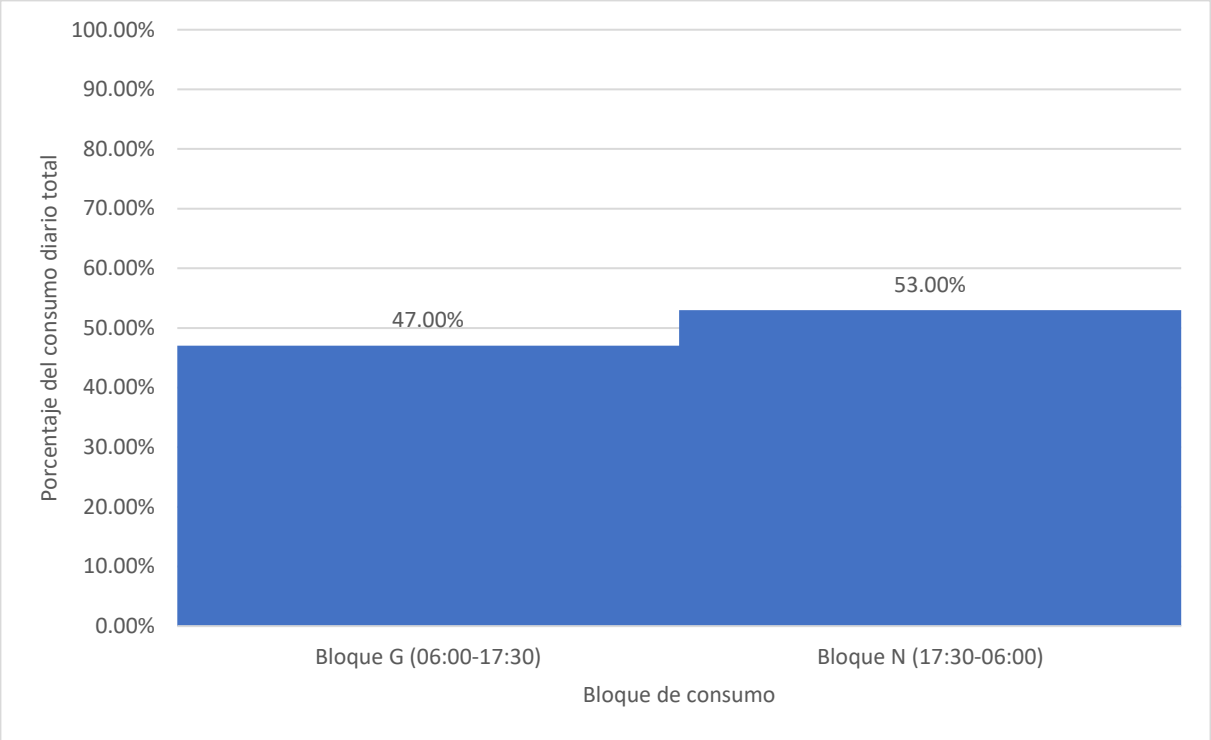

Figura 16. Distribución diaria promedio de consumo energético en bloques

Fuente: elaboración propia.

Dado que el consumo durante el bloque G representa solo 47% del total, se determinó que la capacidad máxima de cualquier sistema que se instalara necesitaría ser:

$$\frac{47\%}{51\%} = 92.16\% \qquad (3)$$

$$23298kWh * 92.16\% = 21471.44kWh \qquad (4)$$

Por lo tanto, la capacidad de cualquier sistema que se diseñe debería mantenerse por debajo de 21471.44kWh.

3.2. Estudio de local

Al mismo tiempo que se estaban realizando los estudios de consumo, se realizó una serie de estudios para determinar las características del techo donde se instalaría el sistema.

En primer lugar, se consideró el aspecto mecánico. La estructura principal del local fue construida en 1996. Desde entonces, se le han añadido secciones y se han realizado renovaciones parciales. El cliente no contaba con registros detallados de estos trabajos, por lo que se asumió que toda la estructura acata con la normativa vigente en el momento que fue

inicialmente construida: la edición de 1986 del Código Sísmico de Costa Rica. El techo es de fibrocemento cubierto con teja asfáltica. Según la tabla 2.5.1. de la normativa, esta clase de superficie debe poder soportar una sobrecarga mínima de 40kg/m^2. Los paneles que se emplearían en el sistema propuesto tienen dimensiones de 1.956m x 0.992m y un peso de 26.5kg, es decir:

$$1.956m * 0.992m = 1.940m^2 \quad (5)$$

$$\frac{26.5kg}{1.940m^2} = 13.660kg/m^2 \quad (6)$$

Este valor se encuentra muy por debajo del mínimo establecido, por lo que se concluyó que no habría ningún problema estructural al instalar los paneles.

La siguiente parte del estudio consistió en determinar cuáles partes del techo serían aptas para colocar los paneles. Esto consistió en obtener los siguientes datos para cada agua del techo:

- Dimensiones
- Ángulos
- Sombreado

3.2.1. Dimensiones

Para determinar la geometría las aguas, se realizaron mediciones de cada agua del techo y se elaboró un plano en AutoCAD. En él, se obviaron superficies horizontales y se numeraron las aguas utilizables, descartando aquellas que no cuentan con suficiente espacio para instalar un solo panel. Este plano se puede ver en la figura 17 y en el anexo 4.

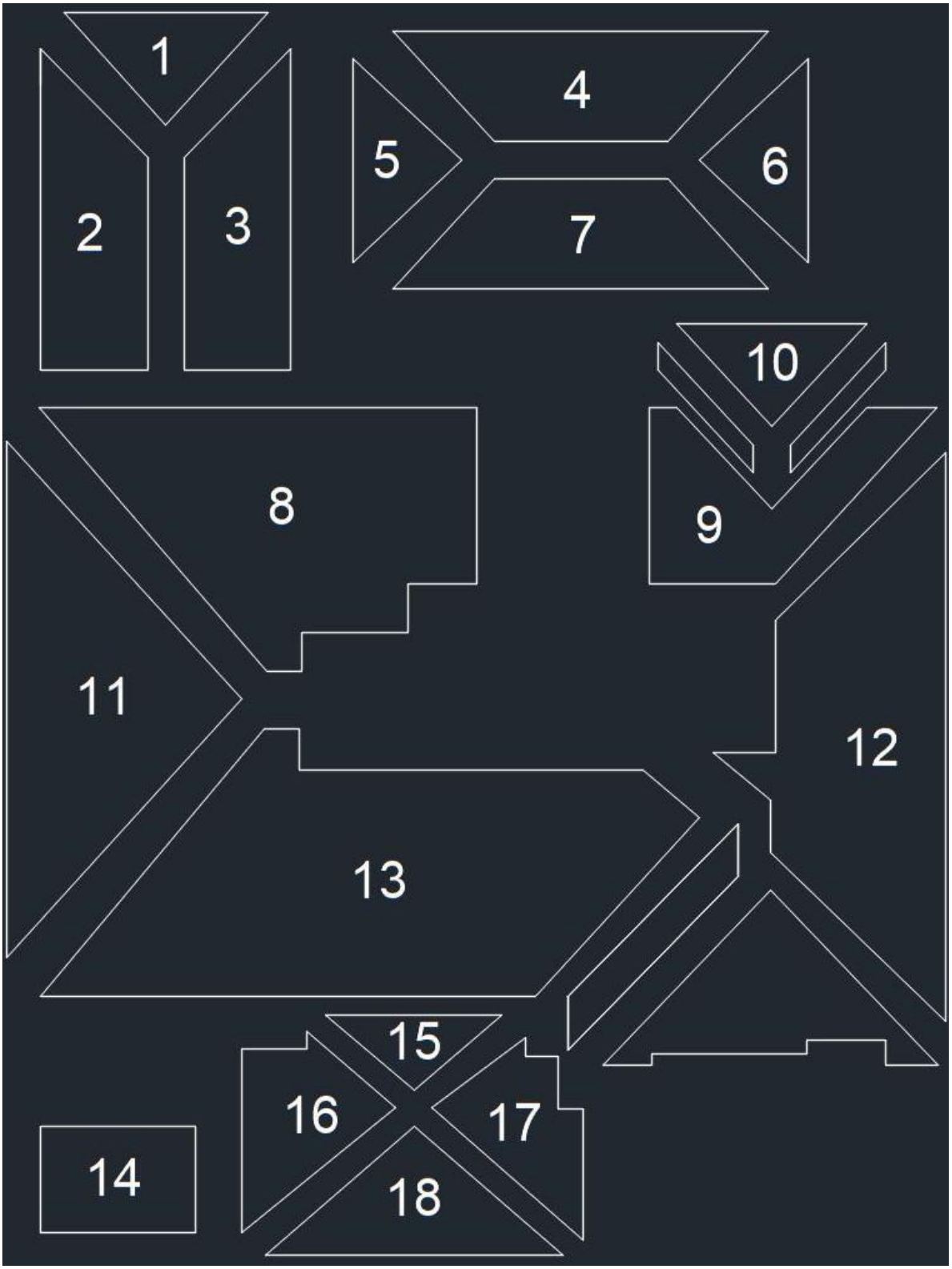

Figura 17. Plano con aguas numeradas.

Fuente: elaboración propia.

3.2.2. Ángulos

En esta parte del estudio se tenía como meta determinar dos características de cada agua del techo: *azimut* e inclinación.

Azimut, en términos generales, se refiere cualquier ángulo medido con respecto al norte. En este caso, ese sería el ángulo de la dirección hacia la que ve un agua. El *azimut* de un agua afecta la cantidad de radiación solar que recibiría un panel montado sobre ella. En el caso de un techo alineado perfectamente con las direcciones cardinales, el *azimut* de un agua norte sería 0°/360°, este 90°, sur 180° y oeste 270°. Para determinar estos valores, se estudiaron imágenes satelitales del local. Se determinó que el local está inclinado a -7° y, por lo tanto, los *azimuts* de sus aguas serían:

- Norte: 353°
- Este: 83°
- Sur: 173°
- Oeste: 263°

Al igual que el *azimut*, la inclinación de un agua afecta la cantidad de radiación que reciben los paneles instalados sobre ella. Aunado a esto, otro importante factor a considerar es cómo afecta la necesidad de limpieza. Entre más bajo sea el ángulo de inclinación de un panel, más propenso será a acumular suciedad. Al tener una inclinación de al menos 10°, se elimina casi por completo la necesidad de limpiarlo, ya que es lavado por la lluvia. Se utilizó un clinómetro para medir la inclinación de cada agua y se recopilaron estos valores, junto con los *azimuts*, en la tabla 5.

Tabla 5. *Recopilación de datos de orientaciones de aguas*

Agua	*Azimut*	Inclinación
1	353°	15°
2	263°	16°
3	83°	16°
4	353°	17°
5	263°	17°
6	83°	17°

7	173°	17°
8	353°	16°
9	353°	16°
10	353°	16°
11	263°	19°
12	83°	16°
13	173°	16°
14	173°	13°
15	353°	17°
16	263°	15°
17	83°	15°
18	173°	15°

Fuente: elaboración propia.

Ningún agua tiene un ángulo de inclinación suficientemente bajo para causar problemas, por lo que se asumió que todas podrían usarse para montar paneles.

3.2.3. Sombreado

Para determinar las condiciones de sombreado, se decidió medir las sombras sobre el techo a dos horas, una cerca del amanecer y otra cerca del anochecer, ya que esto permitiría ver los casos más extremos y realizar el diseño con base en ellos. El día que se intentó realizar las mediciones a las 06:00, se observó que las aguas oeste se encontraban completamente sombreadas. Al volver a las 17:30, se observó la misma situación en las aguas este.

Se tomaron los datos de *azimut* e inclinación de las aguas oeste y este con los ángulos de inclinación más altos, ya que en ellos se debería dar de manera más extrema el fenómeno de sombreado. Los datos se introdujeron a la aplicación pvPlanner de Solargis, la cual genera reportes con información acerca del agua y un sistema que se instalaría sobre ella.

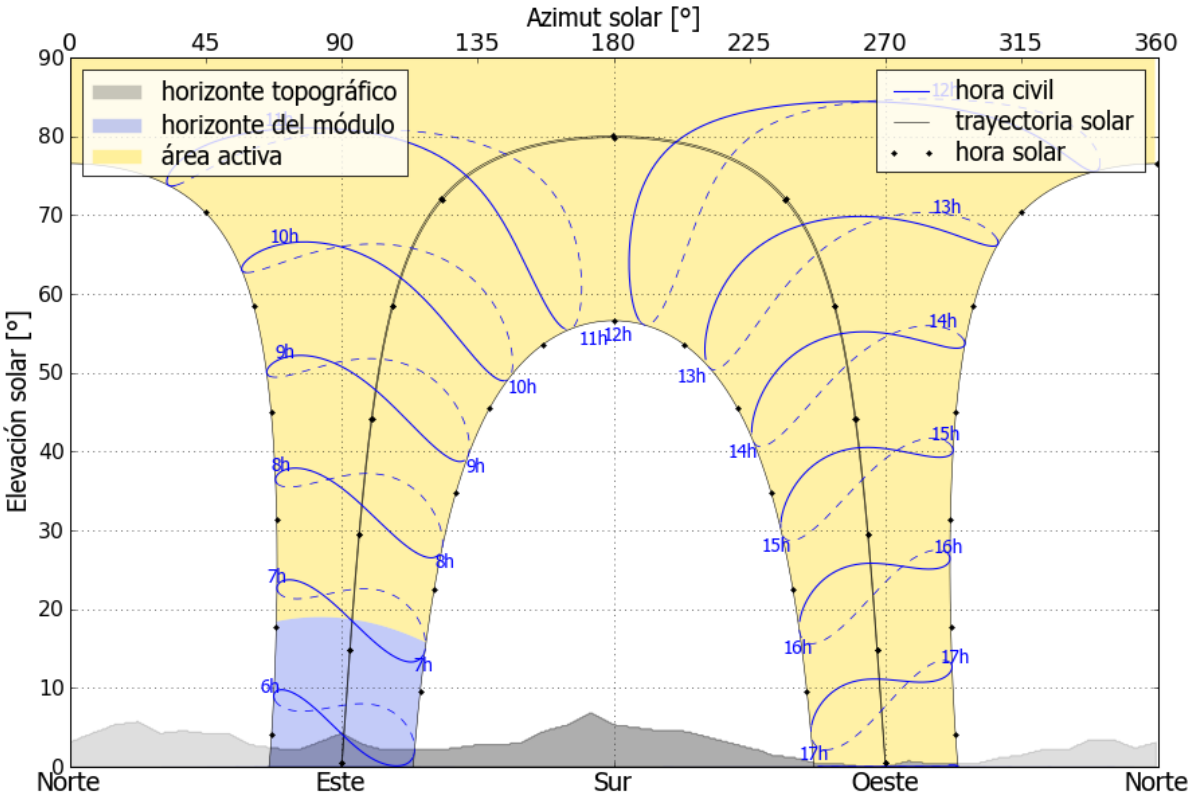

Figura 18. Horizonte efectivo para agua oeste.

Fuente: Solargis s.r.o. (2018).

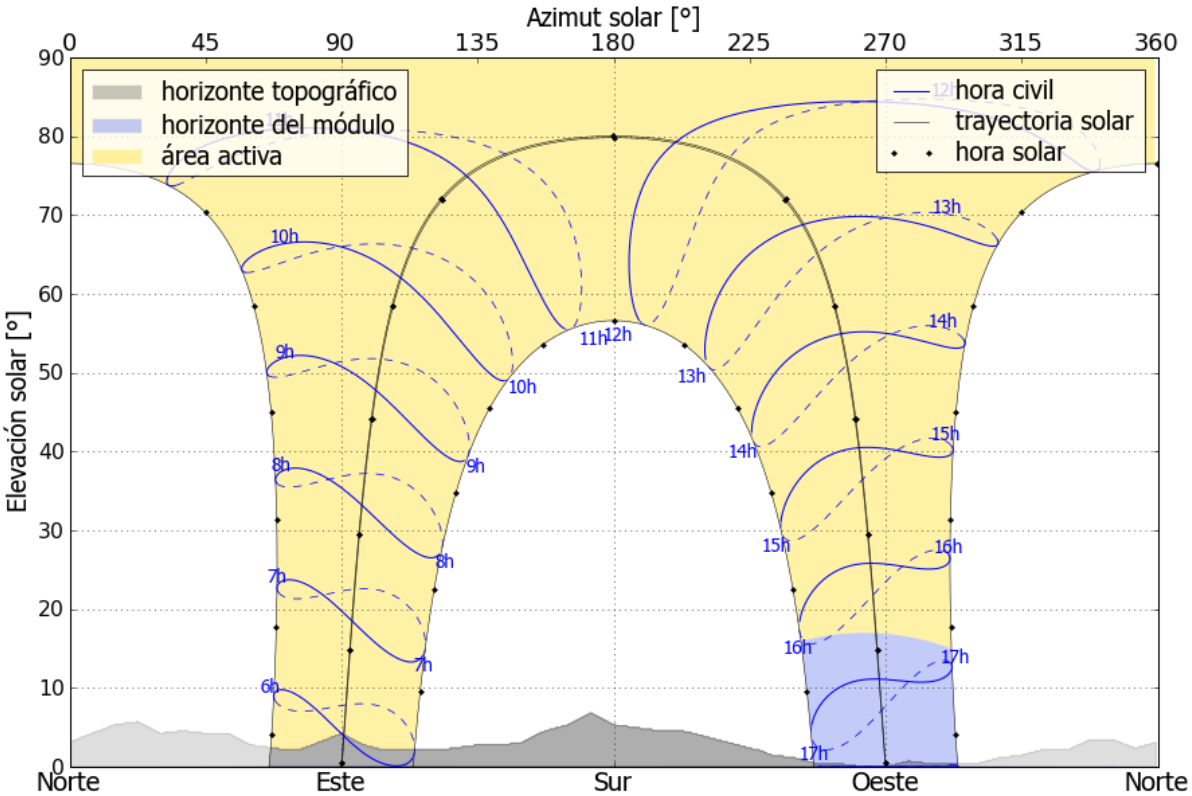

Figura 19. Horizonte efectivo para agua este.

Fuente: Solargis s.r.o. (2018).

Como se puede observar en las figuras 18 y 19, el agua Oeste no recibiría radiación solar hasta después de las 07:00, aproximadamente, y el agua Este dejaría de recibirla entre 16:00 y 17:00, horas que tienden a variar a lo largo del año. Por lo tanto, se decidió hacer las mediciones a las 07:00 y a las 16:30. Una vez logrado, los datos se utilizaron para marcar las áreas sombras en el plano. Se puede observar un ejemplo de cómo se marcaron, en color magenta, en la figura 20. El plano completo se encuentra en el anexo 6.

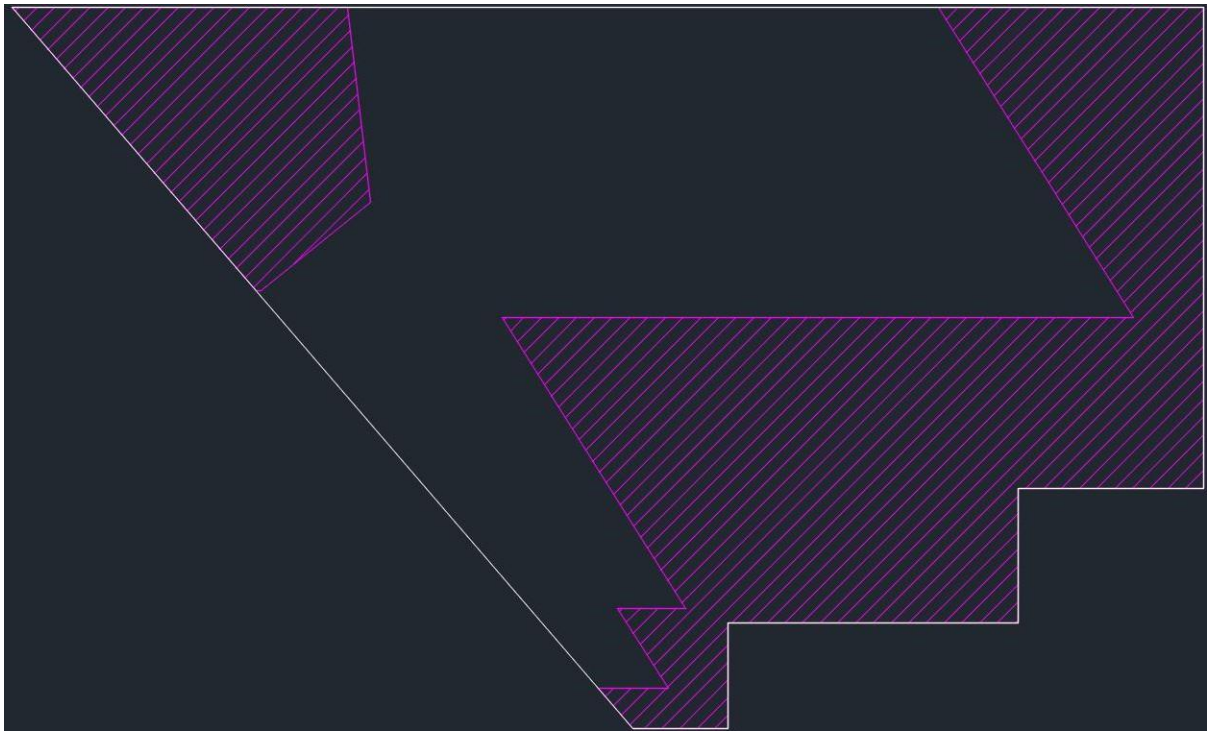

Figura 20. Ejemplo de demarcación de sombras.

Fuente: elaboración propia.

3.3. Cálculos

Se utilizó pvPlanner para determinar la generación esperada para un sistema de 1kWp colocado sobre cada agua del techo. Dado que el modelo de panel utilizado por Sunshine tiene una potencia pico de 325Wp, se calculó la generación esperada por panel en estas mismas aguas. Estos valores se recopilaron, en orden de eficiencia, en la siguiente tabla.

Tabla 6. *Eficiencia de sistemas en cada agua*

Agua	Generación esperada anualmente para un sistema de 1kWp (kWh)	Generación esperada anualmente por panel (kWh)
14	1530.9	497.5425
18	1530.1	497.2825
13	1529.1	496.9575
7	1527.8	496.535
17	1522.8	494.91
3	1521.6	494.52

12	1521.6	494.52
6	1520.4	494.13
16	1420.6	461.695
2	1413.1	459.2575
5	1405.9	456.9175
1	1399.8	454.935
11	1390.4	451.88
8	1390.2	451.815
9	1390.2	451.815
10	1390.2	451.815
4	1380.4	448.63
15	1380.4	448.63

Fuente: Solargis s.r.o. (2018).

3.4. Determinación de espacio disponible para la instalación de paneles

Se consideró que sería recomendable dejar espacios libres por medio de los cuales alguien pudiera caminar sin tener que pisar los paneles, ya que la presión podría causar microfracturas en las celdas, lo cual reduciría su eficiencia. Se utilizó como guía el artículo 85 del Reglamento General de Seguridad en Construcciones, el cual dice que:

> Todas las plataformas de los andamios que se utilicen a una altura superior a un metro con ochenta centímetros (1,80 m) deben disponer de barandas con un mínimo de noventa centímetros (0,90 m) de altura, con barra intermedia, rodapié de diez centímetros (10 cm) de altura mínima en todo el perímetro y la plataforma del andamio debe tener un ancho mínimo de sesenta centímetros (0,60 m). (Ministerio de Trabajo y Seguridad Social, 2018)

Así las cosas, se asumió que la distancia de 60 cm es suficiente para permitir que una persona pueda caminar sin problemas, por lo que se tomó como base, ajustándola de acuerdo con las diversas condiciones alrededor del techo:

- No sería factible instalar barandas sobre el techo. Por lo tanto, se aumentó la distancia a 80 cm en lugares donde existe un riesgo razonable de caída.
- Se dejó un espacio de 60 cm alrededor de elementos que obstaculizan por completo el paso, como paredes, tragaluces de gran tamaño y un par de paneles de calentamiento de agua solar. Se puede ver un ejemplo de un agua con estos obstáculos, marcados en rojo, en la figura 21 y el anexo 7. La misma distancia se utilizó alrededor de áreas cubiertas por techos de niveles superiores, las cuales se marcaron en cian, como se puede ver en la misma figura.
- Se redujo el espacio a 20 cm alrededor de elementos que no obstaculizan seriamente el paso, como tragaluces pequeños y salidas de extractores. Estos se pueden ver, marcados en amarillo, en la figura 21 y el anexo 7.

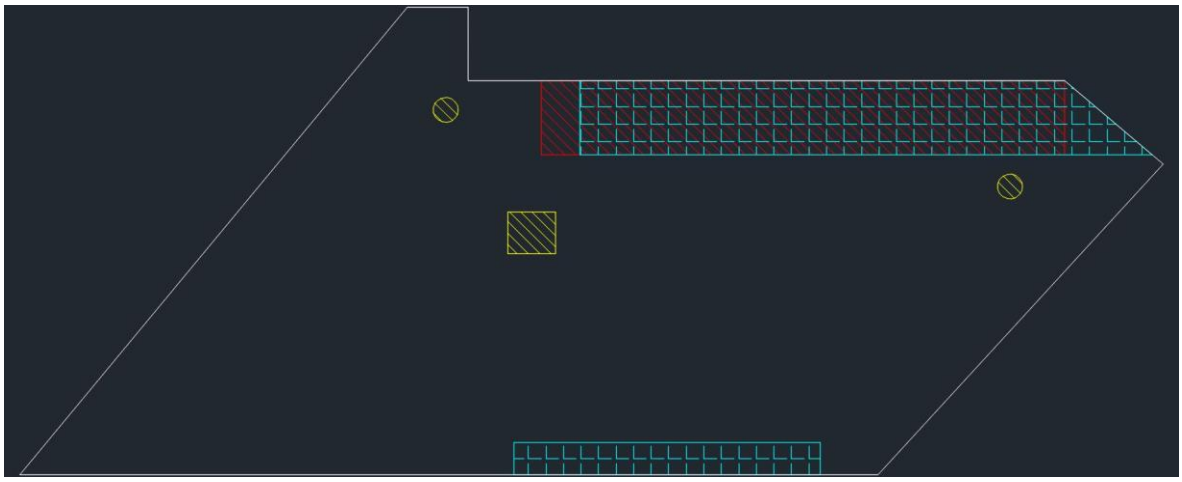

Figura 21. Ejemplo de demarcación de obstáculos.
Fuente: elaboración propia.

- En bordes que limitan con otra superficie, se intentó dejar al menos 20 cm de espacio, pero se permitió cruzar estos límites siempre que existiera espacio adecuado en la superficie adyacente.
- En casos donde no debería ser necesario caminar sobre el borde de un techo porque es fácilmente accesible desde un nivel inferior, se dejaron únicamente 20 cm de espacio.

Las zonas que deberían dejarse libres se marcaron en verde y se combinaron con las sombras medidas anteriormente para determinar los espacios disponibles para la instalación de paneles, como se puede observar en la figura 22 y el anexo 7.

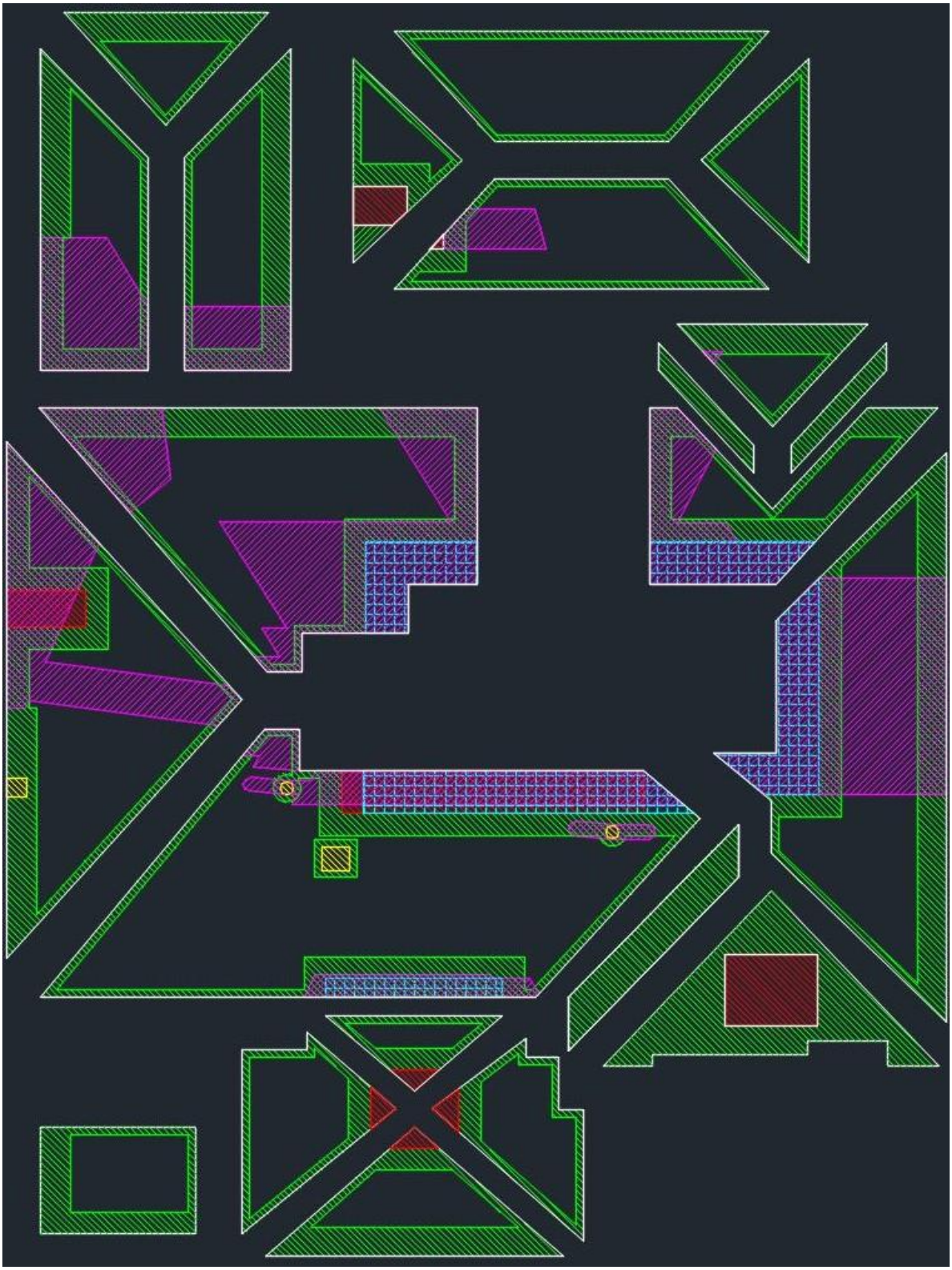

Figura 22. Áreas disponibles para la instalación de paneles.

Fuente: elaboración propia.

3.5. Diseño del arreglo

Utilizando los datos obtenidos en secciones anteriores, se comenzaron a realizar diseños para el arreglo de paneles basándose en distintas metas de generación.

3.5.1. Diseño con paneles en todos los espacios disponibles

Se decidió realizar un diseño preliminar en el que se llenarían todas las áreas disponibles del techo con la mayor cantidad de paneles posibles, para así determinar la máxima generación que se podría dar en un sistema si no existiera ningún otro factor que limitara su capacidad. La cantidad de paneles que cabrían en cada agua se determinó llenando los espacios disponibles en el plano creado en la sección anterior con representaciones de los paneles (rectángulos azules con dimensiones de 1m x 2m). Este diseño se encuentra en el anexo 8. Los valores se recopilaron en la tabla 7.

Tabla 7. *Generación anual con paneles en todos los espacios disponibles*

Agua	Generación esperada anualmente por panel (kWh)	Número de paneles	Generación total esperada anualmente (kWh)
14	497.5425	3	1492.6275
18	497.2825	1	497.2825
13	496.9575	20	9939.15
7	496.535	3	1489.605
17	494.91	2	989.82
3	494.52	2	989.04
12	494.52	3	1483.56
6	494.13	1	494.13
16	461.695	2	923.39
2	459.2575	1	459.2575
5	456.9175	0	0
1	454.935	0	0
11	451.88	4	1807.52
8	451.815	6	2710.89
9	451.815	0	0

10	451.815	0	0
4	448.63	5	2243.15
15	448.63	0	0
Total		53	25519.4225

Fuente: elaboración propia.

3.5.2. Diseño para máximo consumo

Se sabe, por la sección 3.1.2., que la capacidad de generación máxima del sistema es de 21471.44kWh. Para este diseño, se realizaron dos opciones para la distribución de paneles. En la primera, se eliminaron los paneles de menor generación hasta llegar al valor deseado para lograr la máxima eficiencia teórica.

Tabla 8. *Distribución de paneles para máxima generación, opción 1: máxima eficiencia*

Agua	Generación esperada anualmente por panel (kWh)	Número de paneles	Generación total esperada anualmente (kWh)
14	497.5425	3	1492.6275
13	496.9575	20	9939.15
7	496.535	3	1489.605
17	494.91	2	989.82
3	494.52	2	989.04
12	494.52	3	1483.56
6	494.13	1	494.13
16	461.695	2	923.39
2	459.2575	1	459.2575
11	451.88	4	1807.52
8	451.815	3	1355.445
Total		44	21423.545

Fuente: elaboración propia.

Para la segunda distribución, se eliminaron los paneles de las aguas en las que se podrían instalar la menor cantidad de paneles, para reducir la cantidad de cableado necesario y los costos de instalación.

Tabla 9. *Distribución de paneles para máxima generación, opción 2: menor número de aguas*

Agua	Generación esperada anualmente por panel (kWh)	Número de paneles	Generación total esperada anualmente (kWh)
14	497.5425	3	1492.6275
13	496.9575	20	9939.15
7	496.535	3	1489.605
12	494.52	3	1483.56
11	451.88	4	1807.52
8	451.815	6	2710.89
4	448.63	5	2243.15
Total		44	21166.5025

Fuente: elaboración propia.

La opción 2 tiene una menor capacidad de generación, pero la diferencia es de alrededor de un 1.2%. Además, reduciría la inversión inicial y las pérdidas en cables. Por lo tanto, se decidió que esta sería la mejor opción. Este diseño se encuentra en el anexo 9.

3.5.3. Diseño sin periodo nocturno

Se realizó el siguiente análisis de los montos de las facturas para los meses evaluados:

Tabla 10. *Montos facturados en los meses utilizados para el diseño*

Mes	Factura (colones)			
	Horario			Total
	Punta	Valle	Nocturno	
Diciembre de 2017	78755	55570	34200	168525
Enero de 2018	83860	52640	33980	170480
Febrero de 2018	71055	59645	34080	164780
Marzo de 2018	63180	54755	31065	149000
Promedio	74212.5	55652.5	33331.25	163196.25
Porcentaje	45.47%	34.10%	20.42%	

Fuente: anexo 3.

Como se puede ver en la tabla 10, el periodo nocturno representa tan solo un 20.42% del costo total, mientras que casi la mitad del sistema estaría dedicada a cubrir sus costos. Tomando esto en cuenta, se decidió reducir la capacidad del diseño del sistema para cubrir únicamente los periodos punta y valle.

$$36.41\% + 13.82\% = 50.23\% \quad (7)$$

$$23298kWh * 50.23\% = 11702.59kWh \quad (8)$$

Por lo tanto, la capacidad máxima de este diseño sería de 11702.59kWh. Además, se distribuyeron los paneles de la siguiente forma:

Tabla 11. *Distribución de paneles para diseño sin periodo nocturno*

Agua	Generación esperada anualmente por panel (kWh)	Número de paneles	Generación total esperada anualmente (kWh)
14	497.5425	3	1492.6275
13	496.9575	20	9939.15
Total		23	11431.7775

Fuente: elaboración propia.

Se puede ver este diseño en la figura 23. El plano completo se encuentra en el anexo 10.

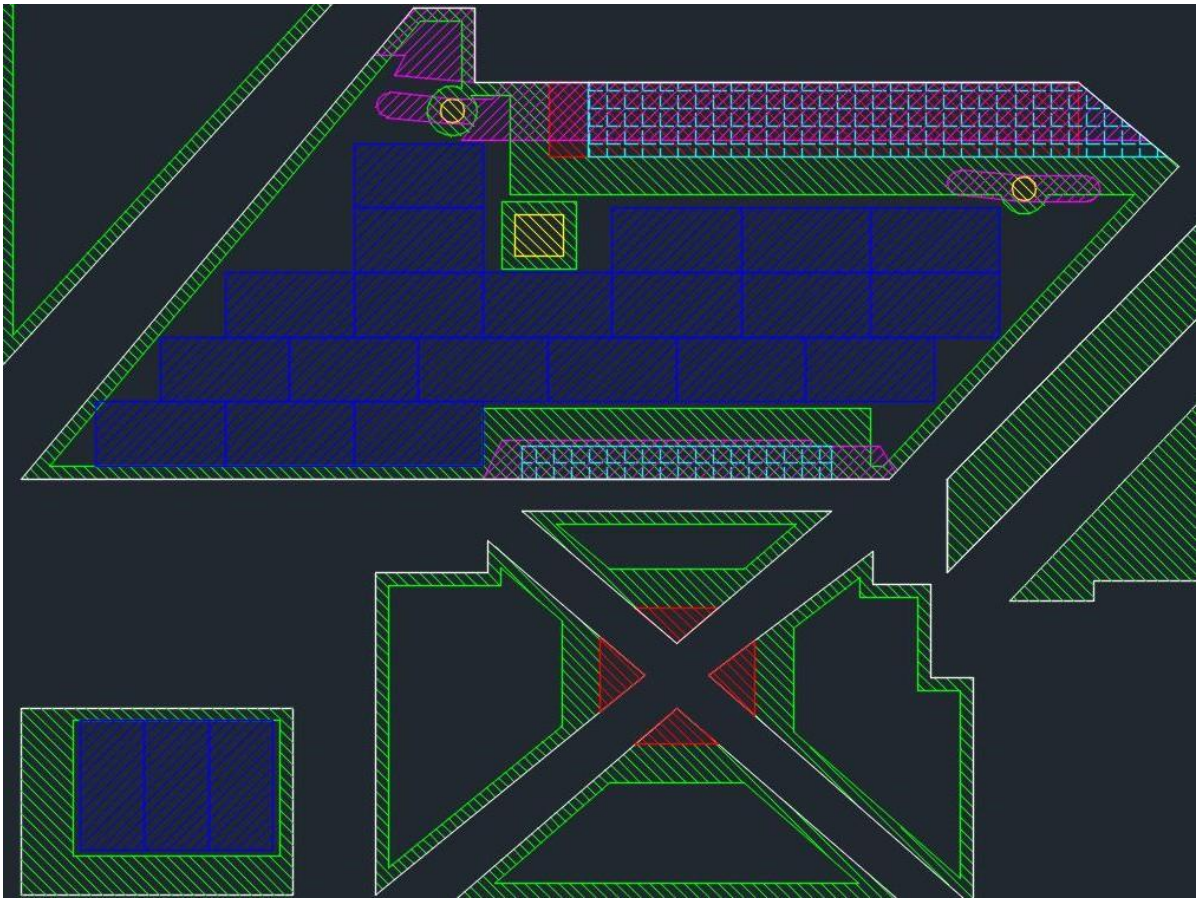

Figura 23. *Diseño del arreglo de paneles para un sistema que no cubre el consumo durante el periodo nocturno*.

Fuente: elaboración propia.

3.5.4. Actualización de diseño con base en información sobre sistemas con TRH

Ninguna de las personas a las que se consultó en Sunshine había tenido la oportunidad de trabajar en un sistema para un local con TRH. Esta falta de experiencia, combinada con información presentada de manera poco clara, provocó que el proyecto se trabajara con base en suposiciones erróneas sobre sistemas que cuentan con un medidor trifilar. Más específicamente, se creía que los excedentes de energía inyectados durante un periodo podrían restarse del consumo de otros periodos al momento de facturar.

Se consultó a un empleado de la CNFL sobre este tema, quien aclaró que cada categoría de periodo se maneja aislada de las otras dos. Por ejemplo, los excedentes inyectados durante valle 1 pueden ser extraídos durante valle 2, pero no durante los periodos

punta o nocturno (Chaves Sibaja, comunicación personal, abril de 2018). Teniendo esto en cuenta, se determinó que la capacidad del sistema debería reducirse a un nivel donde únicamente produzca lo suficiente para cubrir el consumo durante un periodo sin entregar de manera gratuita energía a la red de distribución. Se eligió hacer este diseño con base en el consumo durante los periodos punta, debido a que su consumo total es el más bajo de los tres por un amplio margen. El consumo total durante los periodos punta representa un 13.82% del total diario. Por lo tanto:

$$23298kWh * 13.82\% = 3219.78kWh \qquad (9)$$

La meta para el nuevo diseño es generar un máximo de 3219.78kWh anualmente en el periodo punta 1.

Este periodo toma lugar entre las 10:00 y las 12:30, por lo que se sabe que el sistema recibiría una gran cantidad de radiación solar. En cambio, el periodo punta 2 comienza a las 17:30, lo cual significa que no podría recibir más de media hora de radiación solar, la cual probablemente sería difusa debido a lo común que es el clima nublado alrededor de esa hora. Por lo tanto, se asumió que la generación producida en ese momento podría ser despreciada.

Se asumió, con base en la cantidad de paneles calculados para potenciales diseños anteriores, que el arreglo de paneles de este diseño podría instalarse en su totalidad sobre el agua 13.

Para determinar cuánto generaría el sistema durante el periodo punta 1, se generó un reporte de SolarGIS con el horizonte modificado, como se puede observar en la figura 24.

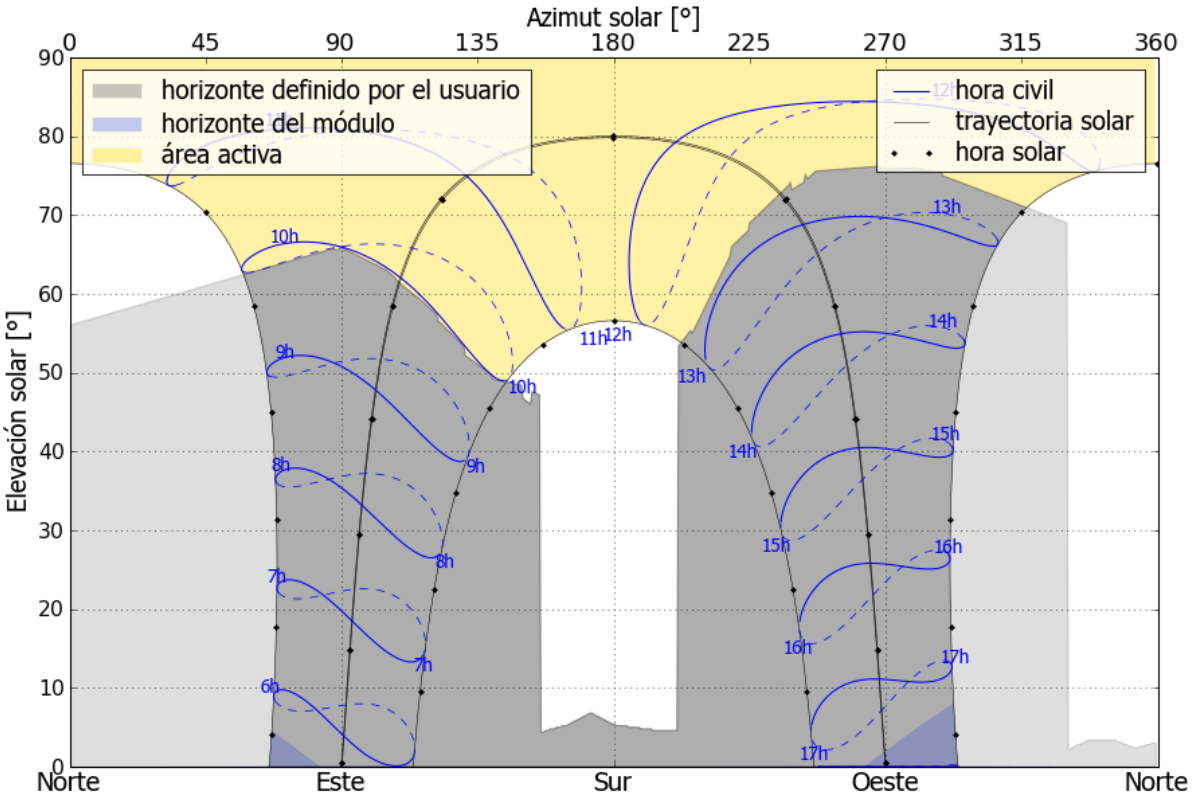

Figura 24. Horizonte efectivo de un sistema que genera únicamente entre las 10:00 y las 12:30.

Fuente: Solargis s.r.o. (2018).

Este horizonte simula un sistema de 1kWp que únicamente recibe radiación solar entre las 10:00 y las 12:30 a lo largo del año. Según el reporte, este produciría 658.6kWh/kWp. Es decir:

$$658.6kWh/kWp * 0.325kWp/panel = 214.05kWh/panel \qquad (10)$$

$$\frac{3219.78kWh}{214.05kWh/panel} = 15.04\ paneles \qquad (11)$$

Se instalarían 15 paneles, acomodados en la forma que se puede ver en la figura 25. El plano completo, con otros elementos mencionados en las secciones 3.6.4. y 3.6.5., se encuentra en el anexo 11.

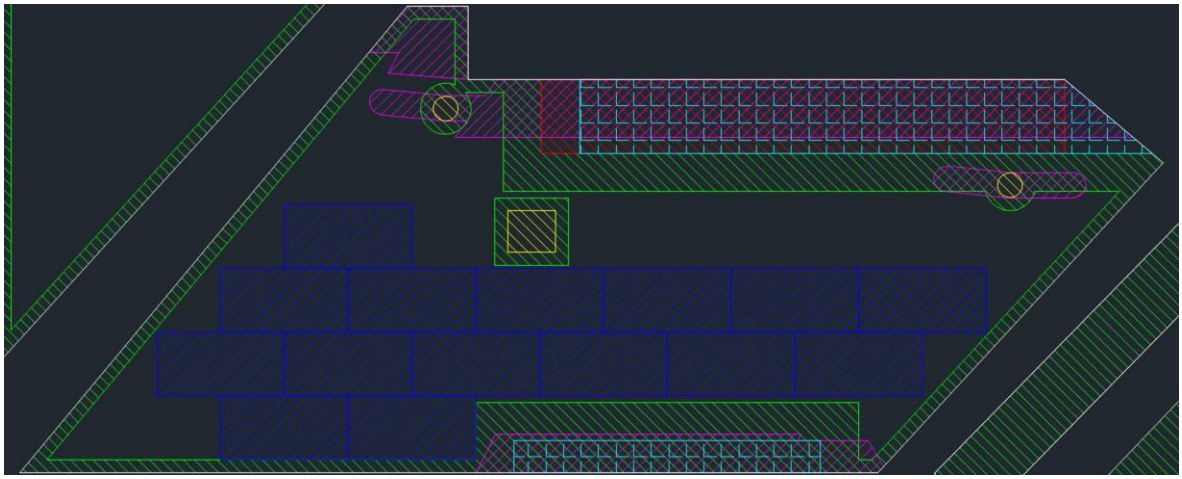

Figura 25. Diseño final del arreglo de paneles.

Fuente: elaboración propia.

Este sistema generaría:

$$214.05kWp/panel * 15\ paneles = 3210.75kWh \quad (12)$$

3.5.4.1. Generación durante otros periodos

Se sabe que este sistema también recibiría radiación solar fuera del periodo punta 1. Para calcular la generación durante el resto del día, se generó un reporte con el siguiente horizonte:

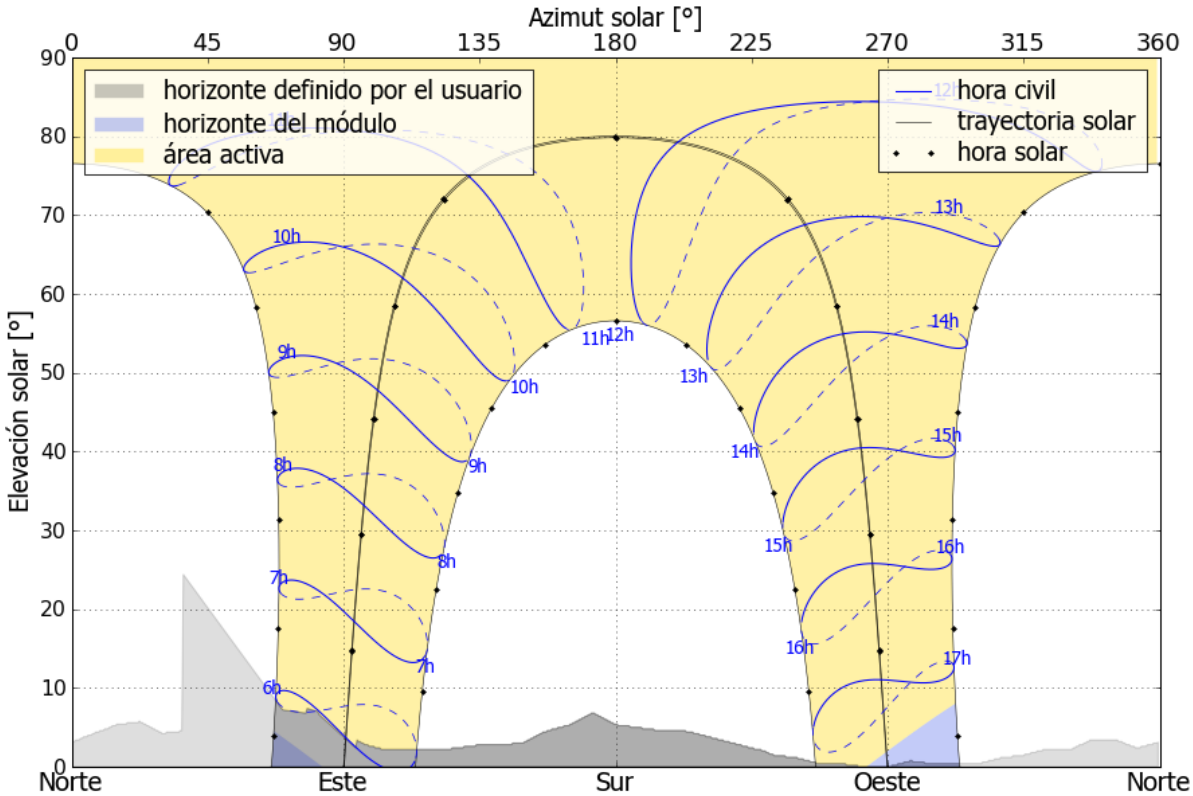

Figura 26. Horizonte efectivo de un sistema que comienza a generar a las 06:00.

Fuente: Solargis s.r.o. (2018).

En este horizonte, se simula la generación del sistema desde las 06:00 hasta que deja de recibir radiación, antes de las 17:30. Para determinar la generación durante los periodos valle, primero se calculó la generación total de este reporte:

$$1528.4kWh/kWp * 0.325kWp/panel * 15\ paneles = 7450.95kWh \qquad (13)$$

A continuación, a este valor se le restó la generación del de 10:00 a 12:30:

$$7450.95kWh - 3210.75kWh = 4240.2kWh \qquad (14)$$

Por lo tanto, el sistema generaría 4240.2kWh anualmente durante los periodos valle 1 y valle 2.

Un reporte sin modificaciones al horizonte indica una generación total de 1529.1kWh/kWp para el sistema. Con este dato, se puede calcular cuánto generaría el sistema durante el periodo nocturno desde que comienza a recibir radiación hasta las 06:00.

$$1529.1kWh/kWp * 0.325kWp/panel * 15\ paneles = 7454.36kWh \qquad (15)$$

$$7454.36kWh - 7450.95kWh = 3.41kWh \qquad (16)$$

Es decir, el sistema generaría 3.41kWh anualmente durante el periodo nocturno.

3.6. Selección de equipo

Sunshine maneja, en la mayoría de los casos, una sola marca para cada componente. Como ya se sabe la cantidad de paneles que se instalaría, la única parte de la selección de equipo que se puede variar es la de los inversores (junto con aquellos elementos que se vean afectados directamente por el que se elija).

3.6.1. Paneles

Figura 27. Jinko Eagle 72.

Fuente: Anexo 12.

La empresa maneja un solo modelo de panel solar, el Jinko Eagle JKM325PP-72, cuya potencia pico de 325Wp ha sido usada en todos los cálculos anteriores. Como se determinó en la sección 3.5.4., se instalarían un total de 15.

3.6.2. Inversor

En el caso del inversor, existen dos opciones: microinversores o un inversor de cadena. Los reportes de pvPlanner se basaron en un valor de eficiencia de inversor del 96.5%. Las eficiencias de los modelos que se utilizarían son distintas a esta, pero las variaciones son suficientemente pequeñas para ser despreciadas.

3.6.2.1. Opción 1: inversor de cadena

Figura 28. Fronius Primo.

Fuente: anexo 13.

Los inversores de cadena se eligen con base en la potencia pico del sistema. Para este sistema, sería:

$$0.325kWp/panel * 15\ paneles = 4.875kWp \qquad (17)$$

Por lo tanto, se decidió utilizar un Fronius Primo 3.8-1, el cual se recomienda para sistemas de entre 3.0kWp y 6.0kWp.

3.6.2.2. Opción 2: microinversores

Figura 29. Enphase IQ 6+.

Fuente: anexo 14.

En el caso de los microinversores, se utilizaría el Enphase IQ 6+ (modelo IQ6PLUS-72-2-US). Se instalaría un total de 15, uno por cada panel.

3.6.3. Equipo de monitoreo

3.6.3.1. Opción 1: inversor de cadena

Todos los inversores de la línea Fronius Primo tienen integrado un monitor en el que se pueden ver datos básicos. Además, puede conectarse a internet mediante ethernet o wifi y su información detallada puede estudiarse en la plataforma *Solar.web*, de Fronius.

3.6.3.2. Opción 2: microinversores

Figura 30. Enphase IQ Envoy.

Fuente: anexo 15.

Para esta opción, sería necesario instalar un dispositivo llamado IQ Envoy (modelo ENV-IQ-AM1-240) que ofrece la misma compañía que fabrica los microinversores utilizados. Su función es monitorear cada microinversor a través de la red eléctrica del local y subir los datos a la plataforma *Enlighten*, de Enphase.

3.6.4. Sistema de montaje

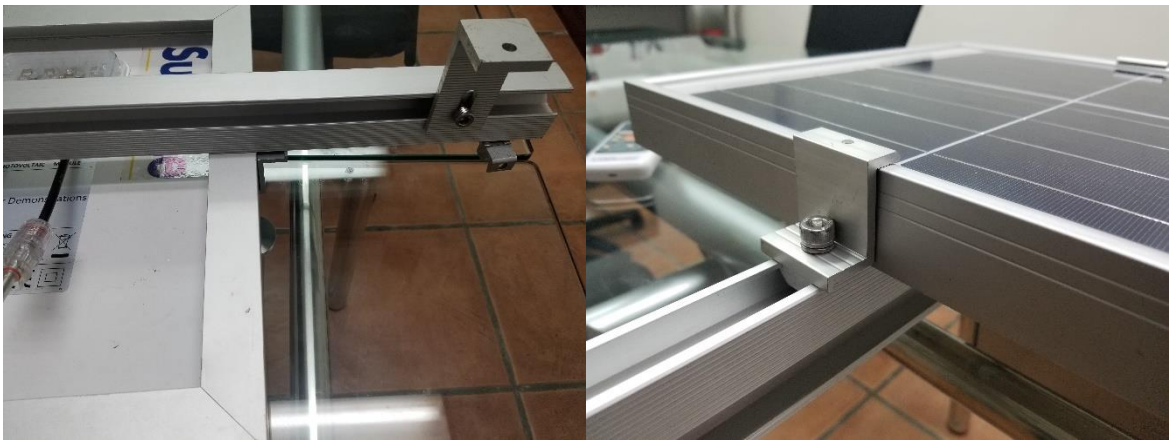

Figura 31. Ejemplo de equipo de montaje de un panel de muestra.

Fuente: elaboración propia.

El sistema se montaría utilizando equipo Chiko. Este incluye:

- Rieles de 4.2m (modelo CK-FT-7R4200). Se cortarían y colocarían como se muestra, en color blanco, en la figura 32 y, en color negro, en el anexo 11. Dado que se venden rieles completos, sería necesario comprar 8 en total.
- Piezas L-foot (modelo CK-FTH-013). Sostienen los rieles a los clavadores del techo. Se necesitan 2 por panel, por lo que se necesitaría comprar 30.
- Abrazaderas de dos tipos. Se colocan 2 en cada borde superior o inferior del panel. En casos donde los bordes de dos paneles se toquen, estos comparten una abrazadera tipo T (modelo CK-FTM-K40) que los sostiene. En bordes que dan al aire, se colocan abrazaderas tipo Z (modelo CK-FTE-K40). Se necesitaría comprar 17 de tipo T y 26 de tipo Z.
- Prensas que sostienen tanto el cable de conducción, como el de puesta a tierra. Se necesitarían 14 prensas de cable (modelo CK-FSC-CP2) y 13 prensas de tierra (modelo CK-GTR-R2).

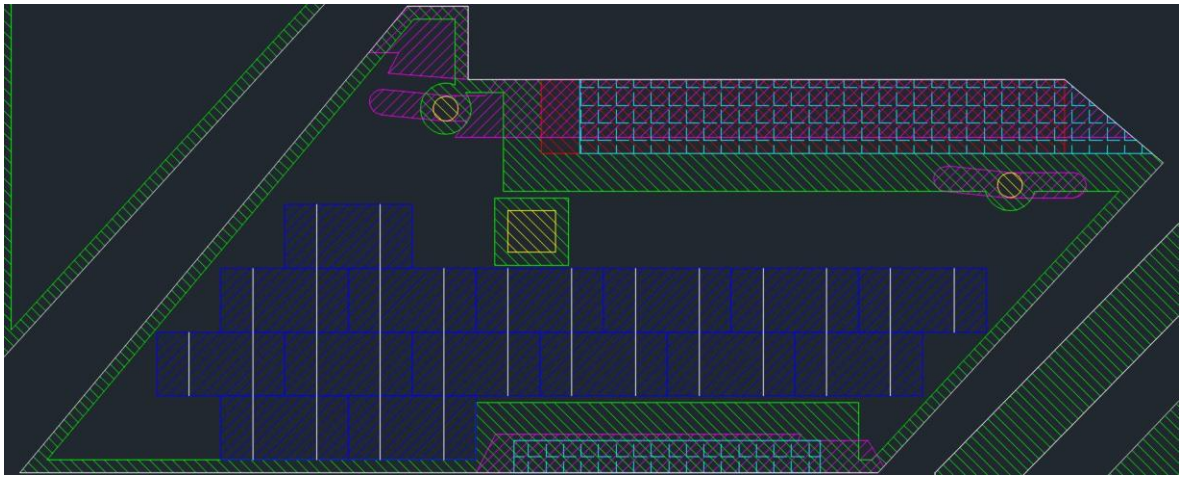

Figura 32. Acomodo de rieles para el arreglo.

Fuente: elaboración propia.

3.6.5. Cableado

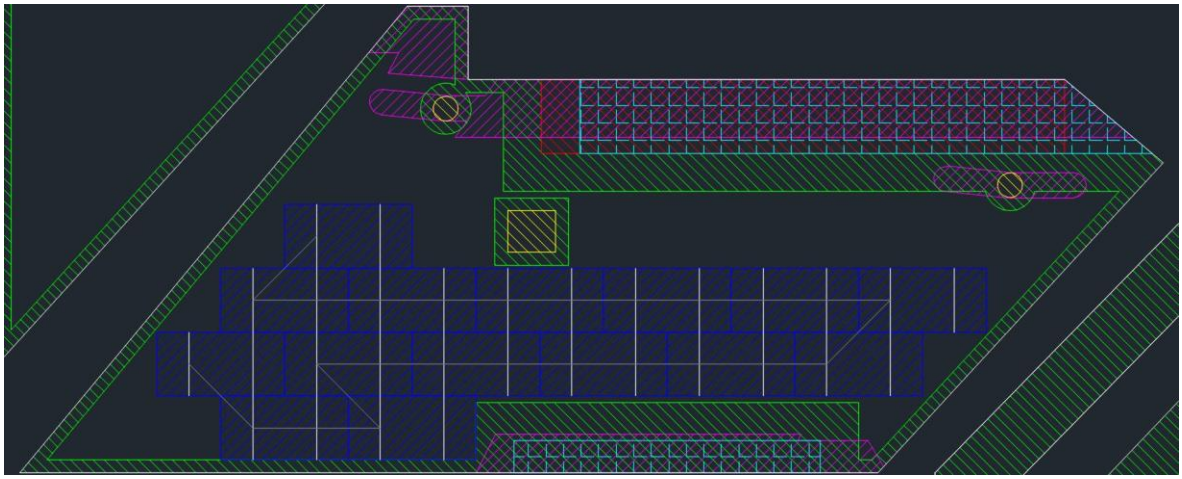

Figura 33. Diagrama de cableado entre paneles.

Fuente: elaboración propia.

Para ambas opciones, se determinó que los paneles deberían conectarse como se muestra, en color gris, en la figura 33 y el anexo 11, para lograr una conexión en serie usando la mínima cantidad de cable. Además, se calculó que un cable, tendido a lo largo de los bordes del techo, entre el final de esta serie y el punto de interconexión a la red debería medir al menos 26.5m.

Desafortunadamente, no se pudo obtener planos eléctricos del local ni especificaciones de la mayoría de los cables. Por lo tanto, no fue posible calcular las perdidas en cableado y se debió asumir que estas se encontrarían dentro de los valores predeterminados para reportes de pvPlanner.

3.6.5.1. Opción 1: inversor de cadena

El cableado que se utilizaría dependería del tipo de inversor. En sistemas con inversores centrales o de cadena, se deben utilizar cables tanto para CD, desde los paneles al inversor, como para CA, desde el inversor hasta la caja de *breakers* y desde esta hasta el punto de interconexión.

3.6.5.2. Opción 2: microinversores

Figura 34. Conectores de Q Cable.

Fuente: anexo 16.

En sistemas con microinversores, únicamente se necesita cable para CA. La compañía Enphase fabrica un cable, llamado Q Cable, con conectores diseñados para usarse con sus microinversores, los cuales se pueden ver en la figura 34. Este se coloca a lo largo de la serie de paneles y termina entrando a una caja de conexión, de la cual sale un cable de CA normal. Hay una distancia de 2.3 m entre conectores. Con este dato en cuenta y al agregar una distancia adicional para colocar el terminador en un extremo y conectar el otro a la caja de conexión, se calculó que se necesitarían 33 m de Q Cable (modelo Q-12-20-200).

3.6.6. Medidor

Se deben instalar dos nuevos medidores. El medidor de generación sería sencillo, mientras que el de interconexión sería bidireccional y, debido a que el local cuenta con TRH, ambos deben ser trifilares. La compañía distribuidora (en este caso, la CNFL) se encarga tanto de proveer los medidores como de instalarlos, por lo que no se conocen otros detalles sobre ellos.

3.7. Análisis económico

3.7.1. Inversión inicial

3.7.1.1. Costos comunes en ambas opciones

Según la lista de precios de Sunshine, que se encuentra en el anexo 17, ambas opciones tendrían los siguientes costos en común:

Tabla 12. *Costos comunes para ambas opciones*

Elemento	Precio	Notas	Cantidad	Precio total ($)
Paneles	182	$/unidad	15	2730
Riel	27	$/unidad	8	216
L-foot	1.82	$/unidad	30	54.6
Abrazadera T	1.11	$/unidad	17	18.87
Abrazadera Z	1.24	$/unidad	26	32.24
Prensa cable	0.39	$/unidad	14	5.46
Prensa tierra	1.33	$/unidad	13	17.29

Fuente: anexo 17.

Sunshine subcontrata instaladores para sus proyectos. Ellos proporcionan algunos elementos del sistema, como, por ejemplo, cableado (aparte del cable *Engage*), base(s) de medidor, puesta a tierra y *breakers* adicionales. Por lo, tanto, los costos exactos de este equipo no se conocen. Esta información se combinó, junto con el monto de la mano de obra, en lo que se denominó “costos subcontratados”. Para esto, se usó un estimado basado en proyectos anteriores: $0.25/Wp del sistema para la opción 1 y $0.20/Wp para la opción 2.

En un proyecto real, la inversión total debe ser mayor a la suma de los costos individuales de sus elementos para que la empresa tenga un margen de ganancia. El valor que se agrega depende de muchos factores, pero se determinó que, para un sistema de esta escala se puede estimar en un 50% del subtotal.

Por medio de una consulta a la CNFL, se averiguaron los costos de los equipos y servicios que esta proveería como parte de la instalación del sistema. La información obtenida se muestra a continuación:

Tabla 13. *Costos de equipos y servicios de la CNFL*

Elemento	Precio	Notas	Precio total ($)
Estudio ingenieril	35000	₡/servicio	61.30
Interconexión	60000	₡/servicio	105.08
Inspección	30000	₡/servicio	52.54
Medidor de generación	11600	₡/unidad	20.32

Medidor de interconexión	370410	₡/unidad	648.70

Fuente: Chaves Sibaja, comunicación personal (abril de 2018).

3.7.1.2. Opción 1: inversor de cadena

A los valores mencionados anteriormente se les debe agregar el costo del inversor de cadena para determinar el total:

Tabla 14. *Inversión inicial de opción 1*

	Elemento	Precio	Notas	Cantidad	Precio total ($)	Total
Sunshine	Paneles	182	$/unidad	15	2730	9363.32
	Inversor	1949	$/unidad	1	1949	
	Riel	27	$/unidad	8	216	
	L-foot	1.82	$/unidad	30	54.6	
	Abrazadera T	1.11	$/unidad	17	18.87	
	Abrazadera Z	1.24	$/unidad	26	32.24	
	Prensa cable	0.39	$/unidad	14	5.46	
	Prensa tierra	1.33	$/unidad	13	17.29	
	Costos subcontratados	0.25	$/Wp	4875	1218.75	
	Margen de ganancia (50%)		$		3121.11	
CNFL	Estudio ingenieril	35000	₡/servicio		61.30	887.93
	Interconexión	60000	₡/servicio		105.08	
	Inspección	30000	₡/servicio		52.54	
	Medidor de generación	11600	₡/unidad		20.32	
	Medidor de interconexión	370410	₡/unidad		648.70	
Total						**10251.25**

Fuente: elaboración propia.

La inversión inicial de la opción 1 sería de $10251.25.

3.7.1.3. Opción 2: microinversores

A los valores mencionados anteriormente se les debe agregar los costos de los inversores, el cable *Engage* y el *Envoy* para determinar el total:

Tabla 15. *Inversión inicial de opción 2*

	Elemento	Precio	Notas	Cantidad	Precio total ($)	Total
Sunshine	Paneles	182	$/unidad	15	2730	9942.69
	Inversor	112	$/unidad	15	1680	
	Riel	27	$/unidad	8	216	
	L-foot	1.82	$/unidad	30	54.6	
	Abrazadera T	1.11	$/unidad	17	18.87	
	Abrazadera Z	1.24	$/unidad	26	32.24	
	Prensa cable	0.39	$/unidad	14	5.46	
	Prensa tierra	1.33	$/unidad	13	17.29	
	Q Cable	15	$/metro	33	495	
	IQ Envoy	404	$/unidad	1	404	
	Costos subcontratados	0.2	$/Wp	4875	975	
	Margen de Ganancia (50%)		$		3254.23	
CNFL	Estudio ingenieril	35000	₡/servicio		61.30	887.93
	Interconexión	60000	₡/servicio		105.08	
	Inspección	30000	₡/servicio		52.54	
	Medidor de generación	11600	₡/unidad		20.32	
	Medidor de interconexión	370410	₡/unidad		648.70	
Total						**10830.62**

Fuente: elaboración propia.

La inversión inicial de la opción 2 sería de $10 650.62.

3.7.2. Ahorro energético y monetario

Para determinar el ahorro que se daría luego de instalar el sistema, se le restó la generación anual al consumo calculado en la sección 3.1.1. Esta generación no es constante, ya que los paneles sufren de degradación a medida que se utilizan. Según el anexo 18, el fabricante, Jinko, garantiza que sus modelos policristalinos sufren una degradación máxima de 2.5% luego de un año de uso y de 0.7% cada año posterior hasta llegar a los 25 años. Para cada año, se utilizó como cantidad de generación un promedio de los valores esperados, según estos datos, al principio y al final del mismo.

Para determinar el ahorro monetario en cada periodo, se aplicó la distribución hallada en la sección 3.1.2. a este consumo. Luego, se aplicaron las tarifas de costo por kWh, tanto al consumo actual como al nuevo (Compañía Nacional de Fuerza y Luz , 2018). Finalmente, fue necesario calcular cuánto se pagaría en tarifas de acceso, tomando en cuenta que el costo de la tarifa es de ₡18.0/kWh (Intendencia de Energía, 2016). El único periodo durante el que se debería inyectar energía es el periodo punta y solo se inyectaría lo que no se consuma durante punta 1, lo cual representa un 76.67% del periodo. Por lo tanto, se calculó que

$$3219.78kWh * 0.7667 = 2468.61kWh \qquad (18)$$

Es decir, se le deberían restar 2468.61kWh a la generación total durante el periodo punta para determinar cuánto fue inyectado y aplicar la tarifa de acceso a este valor.

La tabla 16 muestra estos datos para los primeros 5 años luego de instalarse el sistema. La hoja de cálculo en el anexo 19 contiene los mismos para los 25 años durante los cuales se conoce la degradación.

Tabla 16. *Ahorros para los primeros 5 años de uso*

Periodo	Año	1	2	3	4	5
Punta	Consumo original (kWh)	3219.78	3219.78	3219.78	3219.78	3219.78
	Generación (kWh)	3170.62	3159.52	3142.87	3123.45	3102.65
	Consumo nuevo (kWh)	49.17	60.27	76.91	96.33	117.14
	Porcentaje de ahorro energético	98.47%	98.13%	97.61%	97.01%	96.36%
	Costo original (₡)	487121.06	487121.06	487121.06	487121.06	487121.06
	Tarifa de acceso (₡)	12636.14	12436.39	12136.76	11787.20	11412.67
	Costo nuevo (₡)	20074.76	21553.90	23772.61	26361.10	29134.49
	Ahorro (₡)	467046.30	465567.16	463348.45	460759.96	457986.57
	Ahorro ($)	817.94	815.35	811.47	806.94	802.08
	Porcentaje de ahorro monetario	95.88%	95.58%	95.12%	94.59%	94.02%
Valle	Consumo original (kWh)	8482.80	8482.80	8482.80	8482.80	8482.80
	Generación (kWh)	4187.20	4172.54	4150.56	4124.91	4097.43
	Consumo nuevo (kWh)	4295.60	4310.26	4332.24	4357.89	4385.37

	Porcentaje de ahorro energético	49.36%	49.19%	48.93%	48.63%	48.30%
	Costo original (₡)	699152.52	699152.52	699152.52	699152.52	699152.52
	Costo nuevo (₡)	301121.86	302149.19	303690.18	305488.01	307414.25
	Ahorro (₡)	398030.66	397003.33	395462.34	393664.52	391738.27
	Ahorro ($)	697.08	695.28	692.58	689.43	686.06
	Porcentaje de ahorro monetario	56.93%	56.78%	56.56%	56.31%	56.03%
Nocturno	Consumo original (kWh)	11595.41	11595.41	11595.41	11595.41	11595.41
	Generación (kWh)	3.37	3.36	3.34	3.32	3.30
	Consumo nuevo (kWh)	11592.05	11592.06	11592.08	11592.10	11592.12
	Porcentaje de ahorro energético	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%
	Costo original (₡)	442133.16	442133.16	442133.16	442133.16	442133.16
	Costo nuevo (₡)	442004.76	442005.21	442005.88	442006.67	442007.51
	Ahorro (₡)	128.40	127.95	127.27	126.49	125.65
	Ahorro ($)	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22
	Porcentaje de ahorro monetario	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%
Total	**Porcentaje de ahorro energético**	**31.60%**	**31.49%**	**31.32%**	**31.13%**	**30.92%**
	Ahorro (₡)	**865205.36**	**862698.45**	**858938.07**	**854550.96**	**849850.49**
	Ahorro ($)	**1515.25**	**1510.86**	**1504.27**	**1496.59**	**1488.35**
	Porcentaje de ahorro monetario	**53.13%**	**52.98%**	**52.75%**	**52.48%**	**52.19%**

Fuente: elaboración propia.

3.7.3. Periodo de recuperación y taza interna de retorno

Se realizaron flujos netos de efectivo para cada opción, los cuales se encuentran en la hoja de cálculo en el anexo 19. Para la tasa interna de retorno se utilizó un periodo de 25 años. De esta manera, se determinó que los periodos de recuperación y taza interna de retorno para cada opción serían:

- Opción 1: inversor de cadena
    - PR: 6 años y 10.25 meses o 311.63 días
    - TIR: 13.74%
- Opción 2: microinversores
    - PR: 7 años y 2.99 meses o 90.91 días
    - TIR: 12.87%

CONCLUSIONES

Todas las limitaciones que se discutieron en el capítulo 2 se presentaron durante la elaboración del proyecto, tal como se había predicho. A continuación, una breve explicación de cada punto:

- **Acceso a la información:** fue especialmente problemático para este proyecto en particular. Los sistemas de generación fotovoltaica con TRH son poco comunes, al punto de ser completamente inaudito en Sunshine. La información disponible no estaba presentada de forma clara, lo cual llevó a realizar parte del proyecto bajo suposiciones erróneas. Fue necesario hablar con un representante de la CNFL para obtener información clara y completa y el proceso de llegar a hablar con la persona indicada fue complicado.
- **Tiempo:** la escasez de tiempo que siempre existe fue empeorada por los periodos durante los que se tuvo que detener el trabajo para adquirir información.
- **Características del local:** esto terminó siendo irrelevante debido al nivel al que se tuvo que reducir la capacidad del sistema. Sin embargo, los diseños que se realizaron antes de llegar a ese punto se vieron afectados por esto. En un sistema de mayor capacidad, sería necesario distribuir los paneles entre diversas aguas, lo cual podría impactar su desempeño. Además, complicaría la instalación y, por lo tanto, aumentaría su costo.
- **Normativa:** desde los primeros diseños, las limitaciones impuestas por el RGDA impidieron que el sistema pudiera llegar a cubrir todo el consumo del local. Una vez que se aclaró como estas aplican para TRH, se tuvo que reducir la capacidad del sistema a una fracción de los diseños anteriores.

Una consecuencia positiva de la reducción de la capacidad del sistema fue que permitió que se colocara en el diseño todo el arreglo de paneles sobre una sola agua del techo. Esto minimizaría la complejidad de la instalación y permitiría que se utilice un inversor de cadena sin preocuparse por los problemas causados al tener paneles desiguales.

Como se esperaba, un sistema con microinversores es más costoso que uno con un inversor de cadena. Sin embargo, se debe tomar en cuenta que algunos datos que afectarían la

eficiencia del sistema, como los valores exactos de pérdidas en cableado, los cuales no pudieron incluirse en los cálculos debido a faltas de tiempo y/o de información. Debido a esto, los valores reales de generación y ahorro probablemente variarían con respecto a los que se utilizaron en el análisis económico. Por lo tanto, es posible que la eficiencia de un sistema con inversor de cadena sea suficientemente más baja que la de uno con microinversores, para hacerlo la opción más rentable.

A pesar de las complicaciones a lo largo del trabajo, se logró diseñar un sistema que produciría un ahorro monetario de alrededor del 50%, lo cual se consideró satisfactorio, y los periodos de recuperación para ambas opciones parecen razonables. Por lo tanto, se considera que el proyecto cumplió con su objetivo.

RECOMENDACIONES

La principal recomendación para este caso sería que el cliente considere cambiarse de TRH a tarifa regular. Esto tendría varias ventajas:

- Se eliminaría el problema que se encontró en la sección 3.5.4. El sistema podría diseñarse con la capacidad de cubrir hasta el 92.16% del consumo que se calculó en la sección 3.1.2. Como el consumo durante la noche costaría lo mismo que durante el día, tampoco se tendrían que hacer consideraciones como las de la sección 3.5.3., ya que el ahorro monetario sería directamente proporcional al energético.
- Los dos nuevos medidores para un sistema con tarifa regular cuestan ₡39 590, poco más de una décima parte de los utilizados en este sistema. Esto reduciría la inversión inicial apreciablemente. Para el sistema diseñado, por ejemplo, lo haría en un 6% aproximadamente.

Otras recomendaciones importantes involucran los estudios de consumo:

- El consumo anual que se utilizó en el diseño se basó en un patrón observado a lo largo de cuatro meses. Sería sensato esperar un tiempo y volver a evaluar los datos para saber si se mantiene.
- Por limitaciones de tiempo, el estudio de consumo diario se llevó a cabo a lo largo de una semana. Si se decide instalar este sistema en la realidad, se debería realizar otro con una mayor duración para obtener datos más precisos.

Asumiendo que se deseara instalar el sistema tal y como fue diseñado, se recomendaría tomar la opción 2. La inversión inicial y el periodo de recuperación son mayores, pero por márgenes relativamente pequeños (menos de un 6% para ambos). Los microinversores tienen sus problemas, pero también tienen ventajas únicas que no deberían ignorarse, por ejemplo:

- Eliminación del problema “cuello de botella.”
- En el caso de los modelos utilizados en este diseño, mejor eficiencia nominal.
- Monitoreo a nivel de panel, en lugar de a nivel de arreglo.

El siguiente paso para poner a funcionar el sistema, sería la revisión del diseño y elaboración de planos oficiales por un miembro del CFIA. Una vez que se tenga esto, se

deberían seguir las instrucciones delineadas en la Guía de requisitos documentales y técnicos para solicitud de servicio de interconexión (Compañía Nacional de Fuerza y Luz, s.f.).Estos serían:

1. Presentación de documentos sobre el sistema diseñado y el local.
2. Estudio de viabilidad por la CNFL.
3. Instalación del sistema.
4. Inspección del sistema por la CNFL.
5. Presentación de documentos finales y firma del contrato de interconexión.
6. Instalación de equipo e interconexión por la CNFL.

BIBLIOGRAFÍA

Carta González, J. A., Calero Pérez, R., Colemar Santos, A., & Castro Gil, M.-A. C. (2009). *Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables, 2ª edición.* Madrid: PEARSON EDUCACIÓN S.A.

Chaves Sibaja, W. (Abril de 2018). Consulta sobre sistemas de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla en locales con TRH. (M. Saborío Ordóñez, Entrevistador)

Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos de Costa Rica. (1986). *Código Sísmico de Costa Rica.* San José: Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos de Costa Rica.

Compañía Nacional de Fuerza y Luz . (2018). *Tarifas Vigentes*. Obtenido de CNFL - Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A.: https://www.cnfl.go.cr/servicios-residenciales-sr/tarifas-vigentes-sr

Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (2018). *Generación Distribuida*. Obtenido de CNFL - Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A.: https://www.cnfl.go.cr/otros-servicios-os/generacion-distribuida-os

Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (s.f.). *Guía de requisitos documentales y técnicos para solicitud de servicio de interconexión.* Obtenido de CNFL - Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A.: https://www.cnfl.go.cr/documentos/poasen/guia_requisitos_documentales_tecnicos.pdf

Enríquez Harper, G. (2011). *Tecnologías de generación de energía eléctrica.* México: Limusa.

Fraunhofer Institute for Solar Energy. (26 de Febrero de 2018). *Photovoltaics Report.* Obtenido de R&D for Energy Transition - Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE - Fraunhofer ISE: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf

Goswami, D. Y. (2015). *Principles of Solar Engineering, Third Edition.* Boca Raton: CRC Press.

Honsberg, C., & Stewart, B. (2018). *PVEducation*. Obtenido de PVEducation: http://www.pveducation.org/

Intendencia de Energía. (30 de marzo de 2016). Aplicación por primera vez de la metodología para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del productor-consumidor. *La Gaceta*, págs. 116-122.

Ministerio de Ambiente y Energía. (8 de Octubre de 2015). Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla. *La Gaceta*, págs. 32-36.

Ministerio de Trabajo y Seguridad Social. (12 de febrero de 2018). Reglamento General de Seguridad en Construcciones. *La gaceta*, págs. 2-63.

National Renewable Energy Laboratory. (2017). *Photovoltaic Research | NREL*. Obtenido de National Renewable Energy Laboratory (NREL) Home Page | NREL: https://www.nrel.gov/pv/

Solargis s.r.o. (2018). *Solargis :: pvPlanner*. Obtenido de Solargis apps: https://solargis.info/pvplanner

Sunshine Energía Solar. (2017). Obtenido de Sunshine Energía Solar - Paneles Solares para ahorrar en energía: https://www.sunshine.tech/

GLOSARIO

Arreglo: un conjunto de paneles solares.

***Azimut*:** ángulo de una superficie con respecto al norte.

Horizonte: los elementos del entorno que proyectan sombras sobre una superficie. Estos pueden incluir montañas, árboles, edificios y cualquier otro tipo de estructura elevada.

Potencia pico: medida en Wp, es la potencia de salida de un sistema fotovoltaico cuando está recibiendo $1kW/m^2$ de radiación solar.

ANEXOS

Anexo 1 – Fotos del local

Este anexo incluye fotos que se tomaron en el local a lo largo de la elaboración del trabajo.

Anexo 2 – Eficiencia de tipos de celdas

Anexo 3 – Estudio de consumos acumulados del local

Anexo 4 – Plano con aguas numeradas

Anexo 5 – Ejemplo de reporte de pvPlanner

Debido a que los reportes de pvPlanner incluyen información sobre el local que el cliente no deseaba que se publicara, no fue posible incluirlos en la investigación. En su lugar, se adjuntó un ejemplo de reporte para una de las ubicaciones de prueba de la aplicación. Este incluye dos documentos: uno en PDF, con gráficas y otros elementos visuales, y uno en formato XLS, con datos más precisos.

Anexo 6 – Plano con sombras

Anexo 7 – Plano con espacios disponibles

Anexo 8 – Diseño de arreglo con máximo número de paneles

Anexo 9 – Diseño de arreglo para cubrir la máxima cantidad de consumo

Anexo 10 – Diseño de arreglo que no cubre el periodo nocturno

Anexo 11 – Diseño de arreglo final, con rieles de montaje y cableado entre paneles

Anexo 12 – Ficha técnica de paneles Jinko Eagle 72

Anexo 13 – Ficha técnica de inversores de cadena Fronius Primo

Anexo 14 – Ficha técnica de microinversores Enphase IQ 6 y 6+

Anexo 15 – Ficha técnica de Enphase IQ Envoy

Anexo 16 – Ficha técnica de Enphase Q Cable

Anexo 17 – Lista de precios SunProducts

Anexo 18 – Garantía de paneles Jinko

Anexo 19 – Análisis económico

Este anexo consiste en un documento de Excel con tres hojas de cálculo: una para inversiones iniciales, una para ahorros y otra para flujos de caja.