

**UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE LAS AMÉRICAS**

**ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

**INFORME FINAL DE GRADUACIÓN**

**Para optar por el grado de Bachillerato en Ingeniería  
Electromecánica**

**“Energías renovables aplicables para el edificio de Amazon  
Seller Support”**

**José Omar Quintanilla García**

**AUTOR**

**Máster Billy Retana Peña**

**TUTOR**

**Máster Álvaro Rojas Camacho**

**LECTOR**

**San José, Costa Rica**

## Tabla de contenidos

INTRODUCCIÓN .....	1
Título del seminario de graduación: .....	1
“Energías renovables aplicables para el edificio de Amazon Seller Support” .....	1
Planteamiento del problema:.....	1
Objetivo general:.....	1
Objetivos específicos: .....	1
Alcances .....	1
Limitaciones.....	2
Antecedentes .....	2
Antecedente No. 1.....	2
Antecedente No. 2.....	3
Antecedentes No. 3.....	5
CAPÍTULO 1 DIAGNÓSTICO .....	7
CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO.....	11
Energías renovables .....	12
Energías alternativas .....	12
Energías renovables o verdes.....	13
Energía solar .....	13
Energía eólica.....	15
Dirección y velocidad del viento .....	18
Aerogeneradores de eje horizontal.....	20
La base .....	21
La torre.....	21
Las palas y el rotor .....	22
La góndola .....	23
La caja de cambios.....	24
Generador.....	24
Sistema de frenado.....	25
Sistema de control.....	25
Aerogeneradores de eje vertical.....	26
Potencia generada por aerogeneradores.....	27
Ventajas e inconvenientes de energías renovables .....	29
El efecto fotovoltaico y sus aplicaciones .....	33
Célula fotoeléctrica .....	34
Sistemas fotovoltaicos .....	36
Sistemas aislados de la red eléctrica .....	37
Sistemas conectados a la red eléctrica .....	39
Diseño de una instalación fotovoltaica conectada a la red .....	41
Estudio de las necesidades por cubrir .....	41
Condiciones de irradiación solar.....	42
Hora solar pico.....	43
Ángulo de inclinación de los paneles solares .....	44

Cálculo del número de módulos fotovoltaicos.....	45
Cálculo del arreglo de paneles fotovoltaicos .....	46
Determinación del inversor.....	46
Generación distribuida y sistemas conectados a la red .....	47
Artículos de la norma técnica AR-NT-POASEN 2015 .....	48
Artículos de la norma técnica AR-NT-SUCOM.....	50
Artículos del reglamento de generación distribuida para autoconsumo de fuentes renovables en su modalidad neta sencilla .....	53
Matemáticas financieras.....	54
Valor actual neto (VAN).....	54
Tasa interna de retorno (TIR) .....	55
CAPÍTULO 3: MARCO METODOLÓGICO.....	58
Diagrama de flujo .....	59
Etapa I: Planteamiento del problema .....	60
Etapa II: Investigación .....	60
Etapa III. Desarrollo.....	60
Etapa IV: Conclusión .....	61
CAPÍTULO 4 DESARROLLO .....	62
4.1 Consumo de energía.....	63
4.2 Información climatológica de Lagunilla de Heredia .....	63
Irradiación solar .....	65
4.3 Zona de instalación de los paneles solares.....	66
Análisis de ventajas y desventajas .....	67
Diagrama de techos.....	68
Diagrama del parqueo .....	70
4.4 Cálculo del número de módulos fotovoltaicos.....	71
4.5 Cálculo de la cobertura mensual de módulos fotovoltaicos.....	72
4.6 Comparación de inversores con micro-inversores.....	74
4.7 Cálculo del inversor .....	77
4.8 Cálculo del arreglo de módulos fotovoltaicos .....	78
4.9 Dimensiones del arreglo de módulos .....	79
4.10 Cálculo estructural de los módulos .....	79
4.11 Ángulo de inclinación .....	80
4.12 Cálculo de módulos según el porcentaje de cobertura requerida.....	81
Caso 1: 137% del consumo.....	82
Caso 2: 100% del consumo.....	83
Caso 3: 75% del consumo.....	85
Caso 4: 49% del consumo.....	87
4.13 Cálculo del número de aerogeneradores .....	88
Caso 1: 100% producido por aerogeneradores .....	90
Caso 2: 75% producido por aerogeneradores .....	90
Caso 3: 49% producido por aerogeneradores .....	91
4.14 Dimensiones del arreglo de aerogeneradores .....	92
4.15 Cálculo de cobertura anual.....	95

4.16 Análisis financiero: retorno de inversión.....	96
Inversión. Caso 1: 137% del consumo por medio de módulos fotovoltaicos.....	98
Inversión. Caso 2: 100 % del consumo por medio de módulos fotovoltaicos.....	98
Inversión Caso 3: 75% del consumo por medio de módulos fotovoltaicos.....	99
Inversión. Caso 4: 49% del consumo por medio de módulos fotovoltaicos.....	100
Inversión. Caso 5: 2,75% del consumo por medio de aerogeneradores.....	101
Ahorro. Caso 1: 137% del consumo.....	102
Ahorro. Caso 2: 100% del consumo.....	105
Ahorro. Caso 3: 75% del consumo.....	107
Ahorro. Caso 4: 49% del consumo.....	110
Ahorro. Caso 5: Aerogeneradores 2,75% del consumo.....	112
Cálculo del VAN y la TIR.....	115
4.17 Análisis de resultados.....	132
Diseño del sistema fotovoltaico del edificio.....	132
Diseño del sistema eólico para el edificio.....	138
CONCLUSIONES.....	142
RECOMENDACIONES.....	144
BIBLIOGRAFÍA.....	146
Anexo 1: Fichas técnicas.....	148
Páneles solares:.....	148
Inversores.....	150
Aerogeneradores.....	152
Anexo 2: Cotización.....	155
Anexo 3: Facturación eléctrica:.....	157
Anexo 4: Tarifas.....	157
Costo por conexión a la CNFL.....	157
Tarifas de acceso a la red de generación distribuida.....	158
Tarifas de interconexión.....	158
Anexo 5: Información climatológica.....	159

### Lista de tablas

Tabla 4.1 Consumo energético del edificio .....	63
Tabla 4.2 Información climatológica anual de Lagunilla de Heredia.....	64
Tabla 4.3 Potencia generada por 1 630 módulos .....	74
Tabla 4.4 Caso 1: Potencia generada por 1 630 módulos.....	83
Tabla 4.5 Caso 2: Potencia generada por 1 190 módulos .....	84
Tabla 4.6 Caso 3: Potencia generada por 892 módulos .....	86
Tabla 4.7 Caso 4: Potencia generada por 583 módulos .....	88
Tabla 4.8 Caso 1: Inversión inicial .....	98
Tabla 4.9 Caso 2: Inversión inicial .....	99
Tabla 4.10 Caso 3: Inversión inicial .....	100
Tabla 4.11 Caso 4: Inversión inicial .....	101
Tabla 4.12 Caso 5: Inversión inicial .....	102
Tabla 4.13 Caso 1: Ahorro al producir 137% de la energía.....	104
Tabla 4.14. Caso 2: Ahorro al producir 100% de la energía.....	107
Tabla 4.15. Caso 3: Ahorro al producir 75% de la energía.....	109
Tabla 4.16. Caso 4: Ahorro al producir 49% de la energía.....	111
Tabla 4.17 Caso 4: Ahorro al producir 2,75% de la energía.....	114
Tabla 4.18 Flujos de efectivo proyectado. Caso 1 .....	117
Tabla 4.19 Valor actual neto (VAN). Caso 1.....	118
Tabla 4.20 Flujos de efectivo proyectado. Caso 2 .....	120
Tabla 4.21 Valor actual neto (VAN). Caso 2.....	121
Tabla 4.22 Flujos de efectivo proyectado. Caso 3 .....	123
Tabla 4.23 Valor actual neto (VAN). Caso 3.....	124
Tabla 4.24 Flujos de efectivo proyectado. Caso 4 .....	126
Tabla 4.25 Valor actual neto (VAN). Caso 4.....	127
Tabla 4.26 Flujos de efectivo proyectado. Caso 5 .....	129
Tabla 4.27 Valor actual neto (VAN). Caso 5.....	130
Tabla 4.28 Comparación de energía generada de los paneles instalados .....	134
Tabla 4.29 Comparación de análisis financiero .....	137
Tabla 4.30 Comparación de las generaciones de energía eólica y solar .....	140
Tabla 4.31 Análisis financiero para los casos planteados.....	141

## Lista de figuras

Figura 1.1 Ubicación del edificio.....	8
Figura 1.2 Distribución de la planta baja .....	9
Figura 1.3 Distribución de la segunda planta.....	10
Figura 2.3: Palas y rotor de aerogenerador horizontal.....	22
Figura 2.4: Góndola de aerogenerador horizontal .....	23
Figura 2.5: Generador de aerogenerador de eje horizontal.....	24
Figura 2.1: Esquema básico de un sistema solar fotovoltaico aislado.....	38
Figura 2.2: Esquema básico de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red. ....	40
Figura 4.1 Mapa de irradiación de Costa Rica.....	66
Figura 4.2 Imagen del edificio y parqueo .....	67
Figura 4.3 Longitud del techo.....	69
Figura 4.4 Ancho del techo.....	69
Figura 4.5 Longitud del parqueo.....	70
Figura 4.6 Ancho del parqueo.....	71
Figura 4.7 Ventajas y desventajas de los inversores centralizados.....	75
Figura 4.8 Ventajas y desventajas de los microinversores .....	76
Figura 4.9 Arreglo de filas y columnas de módulos fotovoltaicos por cada inversor .....	78
Figura 4.10 Curva de potencia anual del aerogenerador.....	89
Figura 4.11 Dimensiones del aerogenerador Kliux .....	92
Figura 4.12 Diagrama de distribución de aerogeneradores en el parqueo .....	94
Figura: 4.13 Diagrama de distribución de aerogeneradores en el techo .....	95
Figura 4.14 Curva de potencia anual del aerogenerador.....	96
Figura 4.15 Retorno de la inversión del caso 1.....	120
Figura 4.16: Retorno de la Inversión del caso 2 .....	123
Figura 4.17: Retorno de la inversión del caso 3.....	126
Figura 4.18: Retorno de la inversión del caso 4.....	129
Figura 4.19 Retorno de la inversión del caso 5.....	132
Figura 4.20: Instalación de módulos fotovoltaicos en el parqueo .....	135
Figura 4.21 Gráfico del análisis financiero.....	138

## RESUMEN EJECUTIVO

Este proyecto consiste en la determinación y diseño de la energía renovable, solar o eólica, que más se adapta al consumo eléctrico del edificio de Amazon Seller Support. Este edificio se utiliza para la actividad de *call center* durante todo el año.

Se investiga, diseña y se realiza un análisis financiero para sistemas fotovoltaicos y aerogeneradores con el fin de generar energía limpia y disminuir los costos por facturación eléctrica.

Se consideran los costos relacionados con la cogeneración de energía, dónde el sistema fotovoltaico o eólico se mantendría conectado a la red eléctrica de la compañía CNFL. En caso de haber sobrante de energía generada se guardaría en la red eléctrica para ser utilizada cuando el edificio la requiera. De la misma forma, en caso de haber faltante de energía generada, el sistema se conecta con la red CNFL para cubrir el consumo eléctrico del edificio.

En la fase de diseño se utilizó la información climatológica proveída por sistemas satelitales. De aquí se obtienen datos como la radiación solar y la velocidad del viento de la zona, con el fin de diseñar un sistema adecuado para el edificio que supla la demanda energética.

En cuanto al diseño del sistema fotovoltaico se proponen cuatro opciones donde se generan montos distintos de kilowatt hora (KWh), con el fin de determinar cuál de ellas es la

más rentable y apropiada según el consumo eléctrico requerido. Además se hace un análisis de las ventajas y desventajas de utilizar inversores centrales en lugar de micro-inversores.

En cuanto al diseño del sistema eólico, se propone una opción según el espacio disponible para su instalación. Además se hace un análisis de las ventajas y desventajas de utilizar aerogeneradores verticales en lugar de aerogeneradores horizontales.

Finalmente, se calculan los parámetros financieros como el VAN, TIR y el periodo de recuperación de inversión. Esto con el fin de hacer un análisis financiero para determinar cuál de los sistemas propuestos, solar o eólico, es el más rentable según las características de consumo y espacio disponible en el edificio de Amazon Seller Support.

## INTRODUCCIÓN

### **Título del seminario de graduación:**

“Energías renovables aplicables para el edificio de Amazon Seller Support”

### **Planteamiento del problema:**

¿Cuál es la energía renovable apropiada y cuál el diseño que más se adapta al consumo energético del edificio de Amazon Seller Support, ubicado en Lagunilla de Heredia?

### **Objetivo general:**

Determinar cuál energía renovable, eólica o solar, se adapta más a la necesidad de energía del edificio de Amazon Seller Support, ubicado en Lagunilla de Heredia.

### **Objetivos específicos:**

- Determinar el consumo eléctrico del edificio durante el año 2016 con el fin de tener una contabilidad de energía del edificio y valorar un sistema que sustente dicho requerimiento.
- Definir las condiciones ambientales de la zona con el fin de establecer la factibilidad de implementar algún sistema fotovoltaico o eólico.
- Realizar una comparación de diversas soluciones del mercado con sistemas fotovoltaicos y aerogeneradores que se puedan instalar en este edificio.
- Realizar un análisis de matemática financiera de las propuestas por elaborar para valorar su viabilidad económica.

### **Alcances**

Se entregará:

- Un disco compacto con los planos del diagrama unifilar.
- Una copia de la memoria de cálculo obtenida para realizar dicho proyecto.
- Un análisis financiero del proyecto.
- Los planos eléctricos de las dos plantas del edificio de Amazon Seller Support.
- Un croquis de los techos.

**Limitaciones**

Se dispone de poca documentación sobre el diseño arquitectónico del edificio y no se tendrá acceso al lugar permanentemente, lo cual dificulta las visitas de campo para analizar el terreno y las dimensiones de forma que se pueda determinar cuál es la mejor energía renovable para utilizar en el edificio.

**ANTECEDENTES****Antecedente No. 1**

**Título:** Estudio de implementación de nuevas tecnologías de generación de energía eólica en centros urbanos

**Autor:** Ing. Alex Soto Saborío

**Institución:** Universidad Internacional de las Américas

Con este trabajo de tesis se busca definir los diferentes tipos de tecnologías de generación de energía eólica con el fin de establecer cuál es el que mejor se adapta a los centros urbanos. Por consiguiente, provee un análisis de costos de la implementación de un sistema de generación de energía eólica en un centro urbano.

Este proyecto se enfoca en la tecnología de generación mini-eólica. Se escogió esta tecnología debido a que el estudio de implementación se dirige a los centros urbanos y porque las características que presenta esta tecnología son las que mejor se adaptan y mejor llenan las necesidades al utilizarlas en esos centros urbanos.

Para efectos de este trabajo se utilizaron diferentes marcas de aerogeneradores. Dentro de las marcas que se utilizan con mayor frecuencia está Bornay Aerogeneradores, empresa que se dedica al desarrollo de aerogeneradores y a los de tecnología de mini-aerogeneradores.

Se determinó también que los mini-aerogeneradores que se estudiaron en esta tesis no son los adecuados para utilizarlos en San José y Alajuela. En lo que respecta a las velocidades promedio mensuales del viento en m/s en diferentes puntos de San José y Alajuela, se estableció que en esas localidades son de una magnitud baja, ya que los promedios anuales de esas velocidades andan en valores de entre 2.30 m/s la más baja y de 4,17 m/s la más alta. Estas velocidades se compararon con las velocidades de arranque de los equipos, que oscilan entre 3 m/s y 3.5 m/s.

Esta información será utilizada con el propósito de emplear la misma metodología en determinar la velocidad del viento en Heredia, y así determinar también si el uso de generación de energía eólica es viable para el edificio de Amazon Seller Support.

## **Antecedente No. 2**

**Título:** Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red para la radio base celular del aeropuerto Daniel Oduber Quirós

**Autor:** David Cabrera Molina

**Fecha:** 2016

**Institución:** Universidad Internacional de las Américas

Esta investigación se realizó con el fin de determinar el diseño óptimo de un sistema fotovoltaico para alimentar la radio base celular ubicada en el aeropuerto Daniel Oduber Quirós. El diseño se realizó utilizando la información del mes con menor radiación y se comprobó que sí cubre las condiciones en el resto del año. El sistema se diseñó para tener conexión con la red de servicio público, de modo que se obtenga un sistema de generación distribuida para autoconsumo.

Se estudiaron las leyes vigentes en Costa Rica que contienen las condiciones técnicas, contractuales, comerciales y tarifarias que dan acceso a la interconexión con el sistema eléctrico nacional.

Se realizó un análisis de las cargas y del consumo diario y mensual de la radio base. Con base en dicha información se procedió a realizar los cálculos para dimensionar el sistema que se debería instalar; los módulos fotovoltaicos, los inversores, el cableado y las protecciones.

Se estudiaron las condiciones climáticas en la zona en donde se desea implementar el sistema fotovoltaico y se utilizaron los valores suministrados por estaciones meteorológicas para el diseño de este. Se vio cómo utilizar los conceptos de radiación y de horas solar pico, los cuales son de suma importancia en términos de diseño de sistemas fotovoltaicos.

Se definió el número de módulos fotovoltaicos que deben interconectarse para lograr la potencia requerida por el sistema y se realizó el arreglo de módulos para alcanzar los valores de tensión e intensidad óptimos para la operación del inversor. Para esto los cálculos se basaron en los datos técnicos, tanto de los módulos como del inversor seleccionado.

Por último, se realizó un análisis económico utilizando los conceptos de valor actual neto y tasa interna de retorno. Con base en esto se definió el tiempo que tomará recuperar la inversión. En el análisis se compararán las tarifas de la compañía de servicio público y el incremento en su facturación con el ahorro generado por la implementación del sistema, considerando la inversión inicial, los gastos de mantenimiento y la vida útil del equipo.

La información de esta tesis será utilizada como referencia en el caso de la cogeneración de energía y de la conexión a la red eléctrica, mediante el uso de convertidores de energía; así como también la metodología utilizada en ella, para realizar el cálculo de la cantidad de paneles requeridos para proveer la energía suficiente para el autoconsumo del edificio de Amazon Seller Support.

### **Antecedentes No. 3**

**Título:** Diseño eléctrico de un sistema fotovoltaico para una granja avícola

**Autor:** Giancarlo Sibaja Núñez

**Fecha:** 28 de marzo del 2017

**Institución:** Universidad Internacional de las Américas

Este trabajo de tesis se realizó para una granja avícola ubicada en San Ramón de Alajuela. Tiene tres galpones que funcionan al mismo tiempo, en cada uno de los cuales se almacenan 38.000 pollos de engorde. La producción de estos dura cuarenta días que se dividen en cuatro etapas o periodos.

Se diseñó un sistema fotovoltaico para satisfacer las necesidades energéticas calculadas por medio de los recibos de electricidad del año 2016.

Este proyecto abarca dos casos y la diferencia está en la cantidad de paneles de cada uno. Se hizo de esa manera para ver el comportamiento de la generación fotovoltaica. Para el primer caso, por tener 163 paneles solares, se generan 89.461 KWh al año. Para el segundo caso se generan 62.568 KWh al año. Por lo tanto, en el primer caso se genera 50% más de energía sobre el consumo energético del año 2016, y en el segundo caso se genera 5% más de la energía que se consumió en ese mismo año. Por ende, si el proyecto se desarrolla con 163 paneles solares se le estará regalando energía al ICE, ya que los galpones no van a consumir 50% más del consumo que se obtuvo en el año 2016. Pero sí puede llegar a consumir 5% más del consumo que se obtuvo en dicho año.

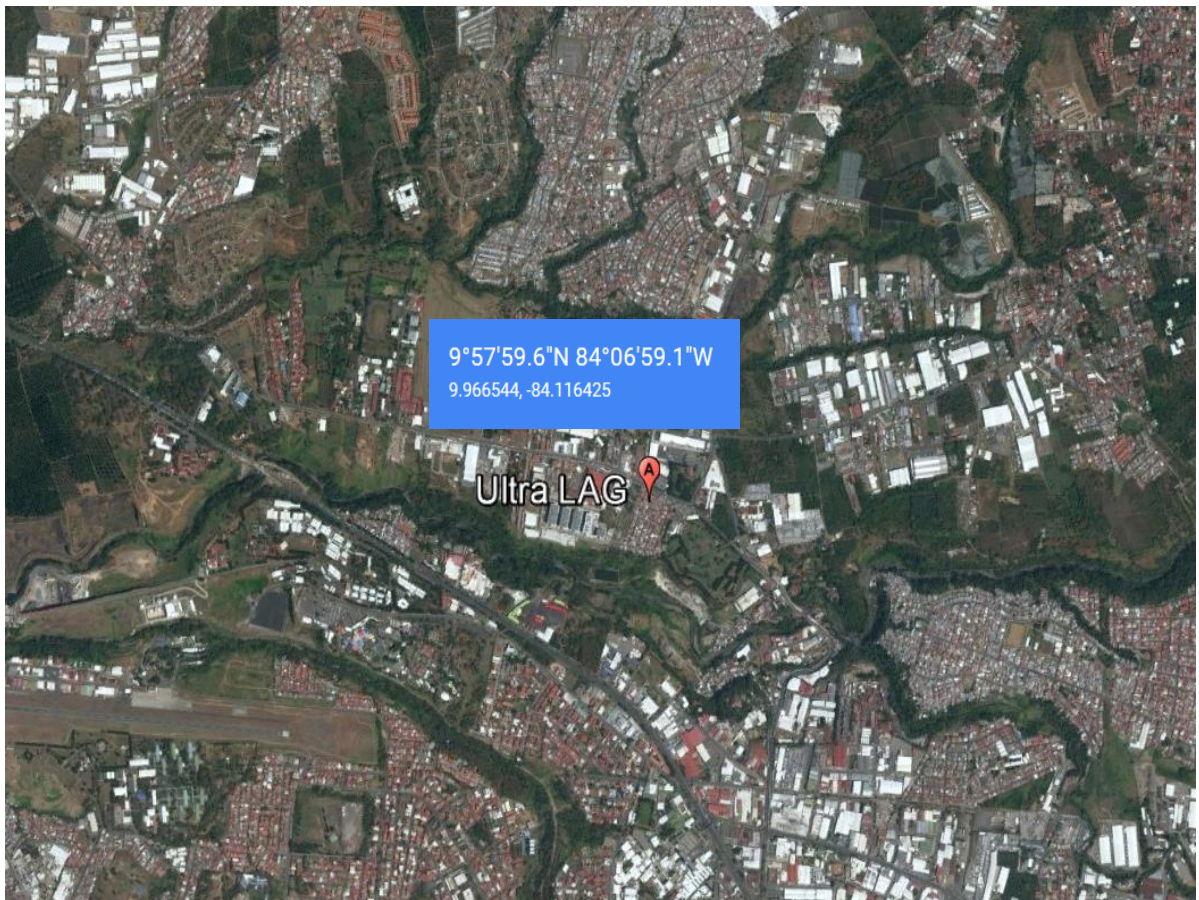
Los datos de esta tesis serán utilizados como referencia en el caso de cogeneración de energía y en la conexión a la red eléctrica mediante el uso de conversores de energía. La metodología utilizada en este trabajo para el cálculo de la cantidad de paneles requeridos se empleará en este caso para calcular la cantidad de energía suficiente para el autoconsumo del edificio de Amazon Seller Support.

**CAPÍTULO 1**  
**DIAGNÓSTICO**

El edificio de Amazon Seller Support está ubicado en Lagunilla de Heredia y se utiliza para la actividad de *call center*. Se encuentra con una ocupación de aproximadamente 90% de su capacidad. Es un edificio de dos plantas.

Su ubicación exacta en coordenadas se muestra en la figura 1.1

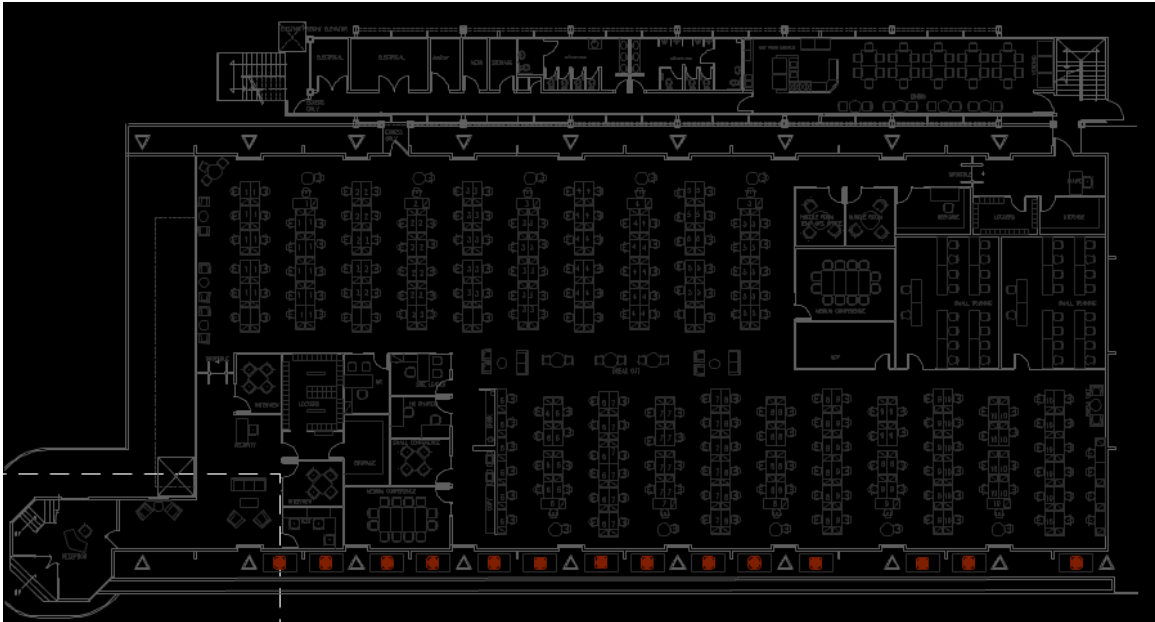
Figura 1.1 Ubicación del edificio



Fuente: Google Earth

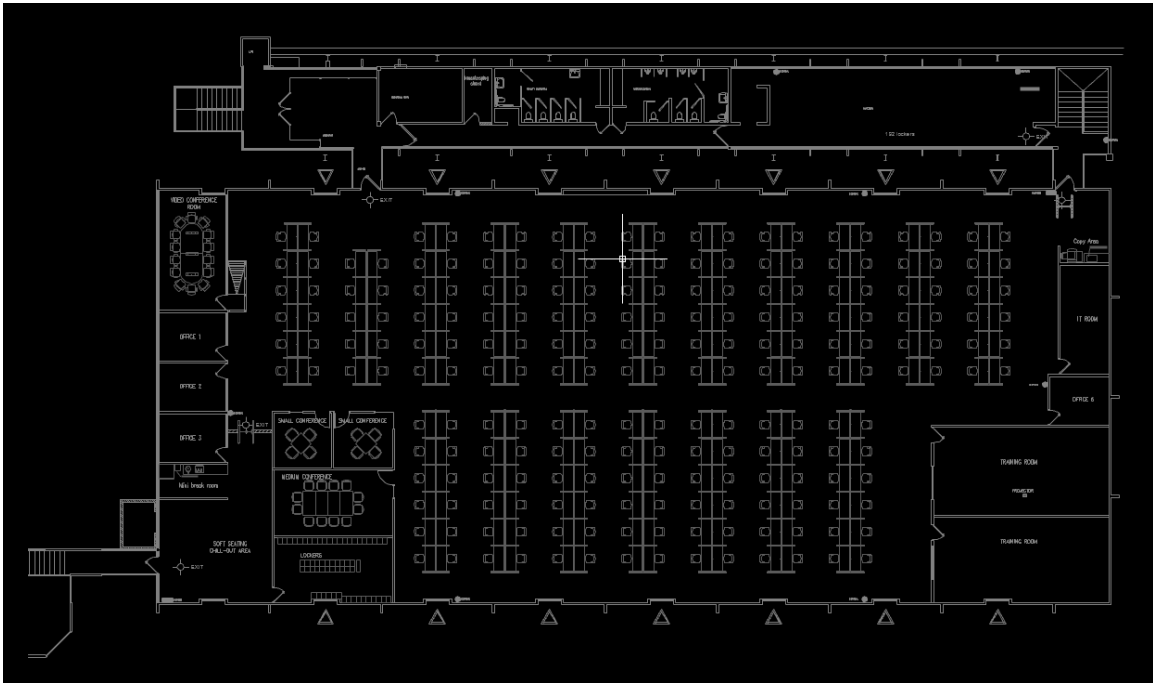
Con el fin de visualizar las necesidades que se presentan en el edificio, a continuación se muestra su distribución arquitectónica. El edificio cuenta con dos plantas distribuidas según se aprecia en las figuras 1.2 y 1.3

Figura 1.2 Distribución de la planta baja



Fuente propia

Figura 1.3 Distribución de la segunda planta



Fuente propia

El objetivo es determinar cuál sistema eólico o solar para la generación de energía es el que más se adapta a las características del edificio.

**CAPÍTULO 2**  
**MARCO TEÓRICO**

**Energías renovables**

Se denomina energía renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. En energías renovables se cuenta con eólica, geotérmica, hidroeléctrica, mareomotriz, solar, undimotriz, y la biomasa y los biocarburantes.

**Energías alternativas**

Un concepto similar pero no idéntico es el de las energías alternativas. Una energía alternativa, o más precisamente una fuente de energía alternativa, es aquella que puede suplir a las energías o fuentes energéticas actuales, ya sea por su menor efecto contaminante, o fundamentalmente por su posibilidad de renovación.

El consumo de energía es uno de los grandes medidores del progreso y bienestar de una sociedad. El concepto de "crisis energética" aparece cuando las fuentes de energía de las que se abastece la sociedad se agotan. Un modelo económico como el actual, cuyo funcionamiento depende de un continuo crecimiento, exige también una demanda igualmente creciente de energía. Puesto que las fuentes de energía fósil y nuclear son finitas, es inevitable que en un determinado momento la demanda no pueda ser abastecida y que todo el sistema colapse, salvo que se descubran y desarrollen otros nuevos métodos para obtener energía. Estas serían las energías alternativas.

Por otra parte, el empleo de las fuentes de energía actuales, tales como el petróleo, el gas natural o el carbón, acarrea consigo problemas como la progresiva contaminación, o el aumento de los gases de efecto invernadero.

La producción de energías limpias, alternativas y renovables no es, por tanto, una cultura o un intento de mejorar el ambiente, sino una necesidad a la que el ser humano le va a tener que prestar atención, independientemente de las opiniones, los gustos y las creencias.

### **Energías renovables o verdes**

Energía verde es un término que describe la energía generada a partir de fuentes de energía primaria respetuosas con el ambiente. Las energías verdes son energías renovables que no contaminan, es decir, que su modo de obtención o uso no emite subproductos que puedan incidir negativamente en el ambiente.

Actualmente, están cobrando mayor importancia a causa del agravamiento del efecto invernadero y del consecuente calentamiento global, acompañado por una mayor toma de conciencia en el nivel internacional con respecto a dicho problema. Asimismo, economías nacionales que no poseen o que agotaron sus fuentes de energías tradicionales (como el petróleo o el gas) y que necesitan adquirir esos recursos de otras economías buscan evitar dicha dependencia energética, así como el negativo en su balanza comercial que esa adquisición representa.

### **Energía solar**

La energía solar es una fuente de vida y origen de la mayoría de las demás formas de energía en la Tierra. Cada año la radiación solar aporta a la Tierra la energía equivalente a varios miles de veces la cantidad de energía que consume la humanidad. Recogiendo de forma adecuada la radiación solar, esta puede transformarse en otras formas de energía, como energía térmica o energía eléctrica, utilizando paneles solares.

Mediante colectores solares, la energía solar puede transformarse en energía térmica, y utilizando paneles fotovoltaicos la energía lumínica puede transformarse en energía eléctrica. Ambos procesos nada tienen que ver entre sí en cuanto a su tecnología. Así mismo, en las centrales térmicas solares se utiliza la energía térmica de los colectores solares para generar electricidad.

Se distinguen dos componentes en la radiación solar: la radiación directa y la radiación difusa. La radiación directa es la que llega directamente del foco solar, sin reflexiones o refracciones intermedias. La difusa es la emitida por la bóveda celeste diurna gracias a los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar en la atmósfera, en las nubes, y el resto de elementos atmosféricos y terrestres. La radiación directa puede reflejarse y concentrarse para su utilización, mientras que no es posible concentrar la luz difusa que proviene de todas direcciones. Sin embargo, tanto la radiación directa como la radiación difusa son aprovechables.

Se puede diferenciar entre receptores activos y perceptores pasivos en que los primeros utilizan mecanismos para orientar el sistema receptor hacia el sol -llamados seguidores- y así captar mejor la radiación directa.

Una importante ventaja de la energía solar es que permite la generación de energía en el mismo lugar de consumo mediante la integración arquitectónica en edificios. Así, se puede dar lugar a sistemas de generación distribuida en los que se eliminan casi por completo las pérdidas relacionadas con el transporte -que en la actualidad suponen aproximadamente 40% del total- y la dependencia energética.

Las diferentes tecnologías fotovoltaicas se adaptan para sacar el máximo rendimiento posible de la energía que se recibe del sol. De esta forma, por ejemplo, los sistemas de concentración solar fotovoltaica (CPV, por sus siglas en inglés) utilizan la radiación directa con receptores activos, para maximizar la producción de energía y conseguir así un costo menor por kWh producido. Esta tecnología resulta muy eficiente para lugares de alta radiación solar, pero actualmente no puede competir en precio en localizaciones de baja radiación solar, como Europa central, en donde tecnologías como la célula solar de película fina (también llamada *Thin Film*) están consiguiendo reducir también el precio de la tecnología fotovoltaica tradicional a cuotas nunca vistas.

### **Energía eólica**

La energía eólica es la energía obtenida de la fuerza del viento, es decir, mediante la utilización de la energía cinética generada por las corrientes de aire. Se obtiene mediante unas turbinas eólicas que convierten la energía cinética del viento en energía eléctrica, por medio de aspas o hélices que hacen girar un eje central conectado, a través de una serie engranajes (la transmisión) a un generador eléctrico.

El término eólico viene del latín *Aeolicus* (griego antiguo *Αἰολος* / *Aiolos*), perteneciente o relativo a Éolo o Eolo, dios de los vientos en la mitología griega y, por tanto, perteneciente o relativo al viento. La energía eólica ha sido aprovechada desde la antigüedad para mover los barcos impulsados por velas o hacer funcionar la maquinaria de molinos al mover sus aspas. Es un tipo de energía verde.

La energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que desplazan de áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión, con

velocidades proporcionales (gradiente de presión). Por eso puede decirse que la energía eólica es una forma no-directa de energía solar. Las diferentes temperaturas y presiones en la atmósfera, provocadas por la absorción de la radiación solar, son las que ponen al viento en movimiento.

Es una energía limpia y también la menos costosa de producir, lo que explica el fuerte entusiasmo por sus aplicaciones. De entre todas ellas, la más extendida y la que cuenta con un mayor crecimiento es la de los parques eólicos para producción eléctrica.

Un parque eólico es la instalación integrada de un conjunto de aerogeneradores interconectados eléctricamente. Los aerogeneradores son los elementos claves de la instalación de los parques eólicos que, básicamente, son una evolución de los tradicionales molinos de viento. Como tales, son máquinas rotativas que suelen tener tres aspas de unos 20-25 metros, unidas a un eje. El elemento de captación o rotor que está unido a este eje capta la energía del viento. El movimiento de las aspas o paletas, accionadas por el viento, activa un generador eléctrico que convierte la energía mecánica de la rotación en energía eléctrica.

Estos aerogeneradores suelen medir unos 40-50 metros de altura, dependiendo de la orografía del lugar, pero pueden ser incluso más altos. Este es uno de los grandes problemas que afecta a las poblaciones desde el punto de vista estético.

Los aerogeneradores pueden trabajar solos o en parques eólicos, sobre tierra, formando las granjas eólicas, sobre la costa del mar, o incluso pueden ser instalados sobre las aguas a cierta distancia de la costa, en lo que se llama granja eólica marina, la cual está generando grandes conflictos en todas aquellas costas en las que se pretende construir parques eólicos.

El gran beneficio medioambiental que proporciona el aprovechamiento del viento para la generación de energía eléctrica viene dado, en primer lugar, por los niveles de emisiones gaseosas evitados, en comparación con los producidos en centrales térmicas. En definitiva, contribuye a la estabilidad climática del planeta. Un desarrollo importante de la energía eléctrica de origen eólico puede ser, por tanto, una de las medidas más eficaces para evitar el efecto invernadero ya que, mundialmente, se considera que el sector eléctrico es responsable de 29 % de las emisiones de CO<sub>2</sub> del planeta.

Como energía limpia que es, contribuye a minimizar el calentamiento global. Centrándose en las ventajas sociales y económicas que incumben a todos de una manera mucho más directa, son mayores que los beneficios que aportan las energías convencionales. El desarrollo de este tipo de energía puede reforzar la competitividad general de la industria y tener efectos positivos y tangibles en el desarrollo regional, la cohesión económica y social y el empleo.

Hay quienes consideran que la eólica no supone una alternativa a las fuentes de energía actuales, ya que no genera energía constantemente cuando no sopla el viento. Es la intermitencia uno de sus principales inconvenientes. El impacto en detrimento de la calidad del paisaje, los efectos sobre la avifauna y el ruido suelen ser los efectos negativos que generalmente se citan como inconvenientes ambientales de los parques eólicos.

Con respecto a los efectos sobre la avifauna, el impacto de los aerogeneradores no es tan importante como pudiera parecer en un principio. Otro de los mayores inconvenientes es el efecto pantalla, que limita de manera notable la visibilidad y posibilidades de control y constituye la razón de ser de sus respectivos emplazamientos, consecuencia de la alineación

de los aerogeneradores. A las limitaciones visuales se añaden las previsible interferencias electromagnéticas en los sistemas de comunicación

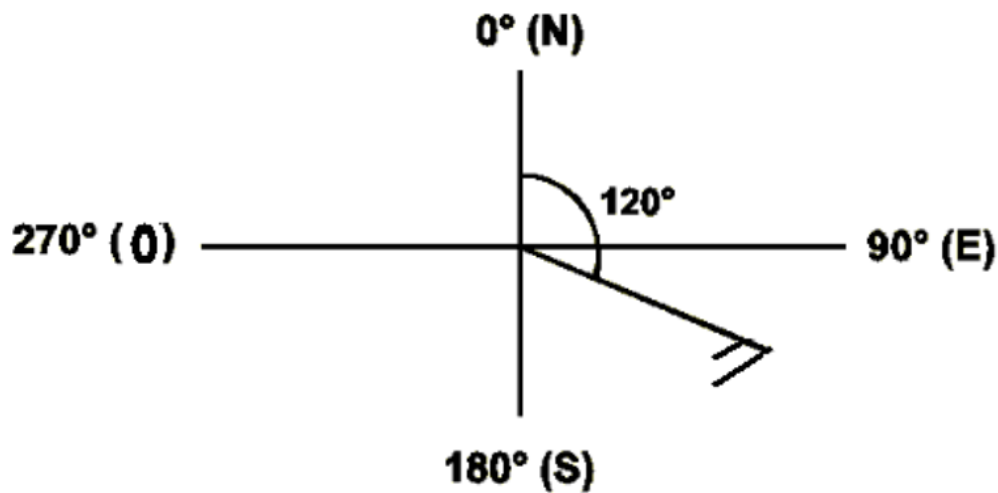
### **Dirección y velocidad del viento**

La dirección del viento se define por el punto del horizonte del observador desde el cual sopla (de donde proviene). En la actualidad se usa internacionalmente la rosa dividida en 360°. El cálculo se realiza tomando como origen el norte y contando los grados en el sentido de giro del reloj. De este modo, un viento del SE equivale a 135°; uno del S, a 180°; uno del NO, a 315°, etc.

### **Representación del viento, gráficamente**

Existen dos formas de representar el viento en un gráfico con vectores y flechas con barbas.

La dirección del viento. Se representa en grados de 0 a 360, como se muestra en la siguiente figura:

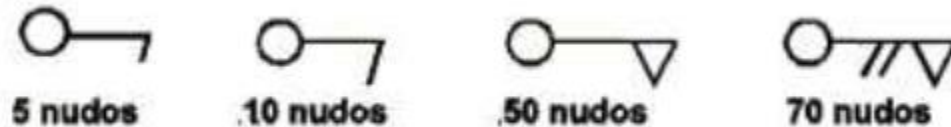


En esta, 0 grados corresponde al norte, 90° al este, 180° al sur, 270° al oeste y 360 grados nuevamente al norte. En dicha figura se ha representado el viento con una dirección de 120 grados (aprox. del sureste). La punta de la flecha indica de dónde viene el viento y las barbas, como se verá a continuación, la magnitud del viento; en este caso 15 nudos.








### La velocidad del viento

Si es un vector, la longitud representa la velocidad del viento. En el caso de las flechas con barbas la velocidad del viento se representa teniendo en cuenta la escala gráfica siguiente:

La barba de menor longitud equivale a 5 nudos, la de mayor longitud a 10 nudos y el triángulo a 50 nudos. Si se quiere representar 70 nudos será un triángulo con dos barbas grandes. Las velocidades inferiores a 5 nudos se representan con flechas sin barbas.



Otra manera de representar las velocidades con las barbas de viento es la que se muestra a continuación:

	<b>Calma</b>
	<b>5 nudos</b>
	<b>10 nudos</b>
	<b>15 nudos</b>
	<b>20 nudos</b>
	<b>50 nudos</b>
	<b>65 nudos</b>

La unidad de medición del viento en el sistema internacional es m/s; sin embargo, aún se usan los nudos (kt) y km/h.

1 kt = 1.8 km/h ó 1 kt = 0.5 m/s.

### **Aerogeneradores de eje horizontal**

Son aquellos en los que el eje de rotación del equipo se encuentra paralelo al suelo. Esta es la tecnología que se ha impuesto por su eficiencia y confiabilidad, y por la capacidad de adaptarse a diferentes potencias.

Las partes principales de un aerogenerador de eje horizontal son:

**La base**

Lo básico para un aerogenerador es estar bien sujeto a una base fuerte. Para ello los aerogeneradores de eje horizontal se construyen con una cimentación subterránea de hormigón armado, que se adapta al terreno en el que se encuentra y ayuda a soportar las cargas del viento.

**La torre**

La torre es la parte del aerogenerador que soporta todo el peso y es el que mantiene elevadas del suelo las palas. Está construida de hormigón armado por la parte de abajo y de acero por la de arriba. Normalmente es hueca para permitir el acceso a la góndola. La torre es la encargada de elevar el aerogenerador lo suficiente para que pueda aprovechar las máximas velocidades de viento posible. Al extremo de la torre se fija una góndola giratoria de acero o fibra de vidrio.

## Las palas y el rotor



Figura 2.3: Palas y rotor de un aerogenerador horizontal

Fuente: <https://www.renovablesverdes.com/aerogeneradores-verticales/>

Las turbinas actuales están formadas por **tres palas ya que estas proporcionan una mayor suavidad en el giro**. Las palas están fabricadas de un material compuesto de poliéster con un refuerzo de fibra de vidrio o carbono. Estos compuestos le otorgan una mayor resistencia a las palas. Las palas pueden llegar a medir hasta 100 metros de largo y van conectadas al buje del rotor. Gracias a este buje las palas pueden cambiar el ángulo de incidencia de las palas para aprovechar bien el viento.

En cuanto a los rotores, en la actualidad **son horizontales y pueden tener articulaciones**. Normalmente el rotor está situado a barlovento de la torre. Esto se hace para poder reducir las cargas cíclicas sobre las aspas que aparecen si se situara a sotavento de ella, ya que si se coloca una pala por detrás de la estela de la torre la velocidad que incide en ella estará muy alterada.

### La góndola



Figura 2.4: Góndola de aerogenerador horizontal

Fuente: <https://www.renovablesverdes.com/aerogeneradores-verticales/>

Se trata de un cubículo que se podría decir que es **la sala de máquinas del aerogenerador**. La góndola gira en torno a la torre para colocar la turbina mirando en

dirección del viento. En la góndola se encuentran la caja de cambios, el eje principal, los sistemas de control, el generador, los frenos y los mecanismos de giro.

### La caja de cambios

La función que tiene la caja de cambios es la de **adecuar la velocidad de giro** del eje principal a la que necesita el generador.

### Generador



Figura 2.5: Generador de aerogenerador de eje horizontal

Fuente: <https://www.renovablesverdes.com/aerogeneradores-verticales/>

En los aerogeneradores de hoy en día **existen tres tipos de turbinas** que varían solo por el comportamiento del generador cuando este se encuentra en condiciones de excesiva velocidad del viento y se intenta evitar las sobrecargas.

Casi todas las turbinas emplean uno de estos tres sistemas:

- Generador de inducción de jaula de ardilla
- Generador de inducción bifásico
- Generador síncrono.

### **Sistema de frenado**

El sistema de frenado es un **sistema de seguridad** que cuenta con discos que ayudan en situaciones de emergencia o de mantenimiento a parar el molino y a evitar daños en las estructuras.

### **Sistema de control**

El molino eólico está totalmente **controlado y automatizado por el sistema de control**. Este sistema está formado por ordenadores que manejan la información que suministran la veleta y el anemómetro colocados encima de la góndola. De esta forma, conociendo las condiciones meteorológicas, se pueden orientar mejor el molino y las palas, para optimizar la generación de energía con el viento que sopla. Toda la información que reciben sobre el estado de la turbina se puede enviar de forma remota a un servidor central y tenerlo todo controlado. En caso de que las velocidades del viento o las condiciones

meteorológicas puedan dañar la estructura del aerogenerador, con el sistema de control se puede conocer rápido la situación, activar el sistema de frenado y evitar así daños.

Gracias a todas estas partes del aerogenerador se puede **generar energía eléctrica a partir del viento** de una forma renovable y no contaminante para el ambiente.

Todos los aerogeneradores de eje horizontal tienen su eje de rotación principal en la parte superior de la torre, que tiene que orientarse hacia el viento de alguna manera. Los aerogeneradores pequeños se orientan mediante una veleta, mientras que los más grandes utilizan un sensor de dirección y se orientan por servomotores o motorreductores.

### **Aerogeneradores de eje vertical**

Son aquellos en los que el eje de rotación se encuentra perpendicularmente al suelo. También se denominan VAWT (del inglés *Vertical Axis Wind Turbine*), en contraposición a los de eje horizontal o HAWT.

Sus ventajas son:

- Se pueden situar más cerca unos de otros debido a que no producen el efecto de frenado de aire propio de los HAWT, por lo que no ocupan tanta superficie.
- No necesitan un mecanismo de orientación respecto al viento, puesto que sus palas son omnidireccionales.
- Se pueden colocar más cerca del suelo debido a que son capaces de funcionar con una menor velocidad del viento, por lo que las tareas de mantenimiento son más sencillas.
- Mucho más silenciosos que los HAWT.

- Mucho más recomendables para instalaciones pequeñas (de menos de 10 kW) debido a la facilidad de instalación, la disminución del ruido y el menor tamaño.

Sus desventajas son:

- Al estar cerca del suelo la velocidad del viento es baja y no se aprovechan las corrientes de aire de mayor altura.
- Baja eficiencia.
- Mayor gasto en materiales por metro cuadrado de superficie ocupada que las turbinas de eje horizontal.
- No son de arranque automático y requieren conexión a la red para poder arrancar, utilizando el generador como motor
- Tienen menor estabilidad y mayores problemas de fiabilidad que los HAWT. Las palas del rotor tienen tendencia a doblarse o romperse con fuertes vientos.

### **Potencia generada por aerogeneradores**

El viento es aire en movimiento. Y al haber movimiento hay energía cinética. La energía cinética depende de la masa y de la velocidad, de forma  $0,5 \cdot m \cdot v^2$ . La velocidad del aire es fácil de evaluar pero se debe determinar cuál es la masa de aire que atraviesa el aerogenerador. Para ello se calcula su volumen y se multiplica por la densidad.

Considerando que las aspas del molino giran y forman un círculo, la masa de aire que cruza el aerogenerador tendrá forma de cilindro. Para calcular la energía cinética del cilindro se supone un periodo arbitrario  $t$ , durante el cual se asume que la velocidad  $v$  permanece constante.

La base del cilindro imaginario será el área del molino, la cual corresponde a  $\pi \cdot r^2$ , siendo  $r$  la longitud de las aspas, el radio de la circunferencia (que es igual a la longitud de las aspas más el radio del rotor). Por su parte, la altura del cilindro será la distancia recorrida por el aire en el tiempo  $t$ , que será  $v \cdot t$ .

Como el volumen del cilindro es base  $\times$  altura, se tiene que  $V = \pi \cdot r^2 \cdot v \cdot t$ . Por otro lado, la masa de aire que cruza el aerogenerador es igual al volumen  $\times$  densidad del aire. Se determina  $\rho$  a la densidad (su valor es aproximadamente  $1,29 \text{ kg/m}^3$ ).

La energía cinética del aire que barre el aerogenerador es  $0,5 \cdot m \cdot v^2 = 0,5 \cdot (V \cdot \rho) \cdot v^2 = 0,5 \cdot (\pi \cdot r^2 \cdot v \cdot t \cdot \rho) \cdot v^2 = 0,5 \cdot \pi \cdot \rho \cdot r^2 \cdot v^3 \cdot t$ . ¡La energía depende cúbicamente de la velocidad del aire!, es decir, que pequeños aumentos de velocidad del aire pueden suponer grandes incrementos de la electricidad obtenida.

Hay que tener en cuenta que la transformación de energía cinética en eléctrica no es perfecta. Los sistemas reales nunca son ideales pues tienen pérdidas e imperfecciones, y por tanto hay que considerar un factor de rendimiento llamado  $\eta$  y que siempre será, por definición, menor que 1 (típicamente suele valer alrededor de 0,5, es decir, que el rendimiento suele estar en torno a 50%).

La energía obtenida depende del tiempo que se permanezca midiendo. Por eso la potencia es una magnitud mucho más adecuada, ya que no depende del tiempo. La potencia es igual a la energía dividida por el tiempo. Teniendo en cuenta los resultados obtenidos:

$$P = (\eta \cdot 0,5 \cdot \pi \cdot \rho \cdot r^2 \cdot v^3 \cdot t) / t = \eta \cdot 0,5 \cdot \pi \cdot \rho \cdot r^2 \cdot v^3.$$

Por reducir la ecuación se agrupa  $\kappa = \eta \cdot 0,5 \cdot \pi$ . El factor  $\kappa$  será siempre constante para cada aerogenerador, dependiente de sus características técnicas. Tendrá un valor típico en torno a 0,8. La potencia eléctrica obtenida por un aerogenerador es:

$$P = \kappa \cdot \rho \cdot r^2 \cdot v^3$$

## **Ventajas e inconvenientes de energías renovables**

### **Energías ecológicas**

Las fuentes de energía renovables son distintas a las de combustibles fósiles o centrales nucleares debido a su diversidad y abundancia. Se considera que el sol abastecerá estas fuentes de energía (radiación solar, viento, lluvia, etc.) durante los próximos cuatro mil millones de años. La primera ventaja de una cierta cantidad de fuentes de energía renovables es que no producen gases de efecto invernadero ni otras emisiones, contrariamente a lo que ocurre con los combustibles, sean fósiles o renovables. Algunas fuentes renovables no emiten dióxido de carbono adicional, salvo los necesarios para su construcción y funcionamiento, y no presentan ningún riesgo suplementario, tales como el riesgo nuclear.

No obstante, algunos sistemas de energía renovable generan problemas ecológicos particulares. Así pues, los primeros aerogeneradores eran peligrosos para los pájaros, pues sus aspas giraban muy de prisa, mientras que las centrales hidroeléctricas pueden crear obstáculos a la emigración de ciertos peces, un problema serio en muchos ríos del mundo (en los del noroeste de Norteamérica, que desembocan en el océano Pacífico, se redujo la población de salmones drásticamente).

## **Irregularidad**

La producción de energía eléctrica permanente exige fuentes de alimentación fiables o medios de almacenamiento (sistemas hidráulicos de almacenamiento por bomba, baterías, futuras pilas de combustible de hidrógeno, etc.). Así, pues, debido a los elevados costos de almacenamiento de la energía un pequeño sistema autónomo resulta raramente económico, excepto en situaciones aisladas, cuando la conexión a la red de energía implica costos más elevados.

## **Fuentes renovables contaminantes**

En lo que se refiere a la biomasa es cierto que almacena activamente el carbono del dióxido de carbono, forma su masa con él y crece mientras libera el oxígeno de nuevo. Al quemarse vuelve a combinar el carbono con el oxígeno y forma de nuevo dióxido de carbono. Teóricamente, el ciclo cerrado arrojaría un saldo nulo de emisiones de dióxido de carbono, al quedar las emisiones fruto de la combustión fijadas en la nueva biomasa. En la práctica, se emplea energía contaminante en la siembra, en la recolección y en la transformación, por lo que el balance es negativo.

Por otro lado, también la biomasa no es realmente inagotable, aun siendo renovable. Su uso solamente puede hacerse en casos limitados. Existen dudas sobre la capacidad de la agricultura para proporcionar las cantidades de masa vegetal necesaria si esta fuente se populariza, lo que se está demostrando con el aumento de los precios de los cereales debido a su aprovechamiento para la producción de biocombustibles. Por otro lado, todos los

biocombustibles producen mayor cantidad de dióxido de carbono por unidad de energía producida que los equivalentes fósiles.

La energía geotérmica no solo se encuentra muy restringida geográficamente sino que algunas de sus fuentes son consideradas contaminantes. Esto debido a que la extracción de agua subterránea a alta temperatura genera el arrastre a la superficie de sales y minerales no deseados y tóxicos. La principal planta geotérmica se encuentra en la Toscana, cerca de la ciudad de Pisa, y es llamada Central Geotérmica de Larderello. Una imagen de la central en la parte central de un valle y la visión de kilómetros de cañerías de un metro de diámetro que van hacia la central térmica muestran el impacto paisajístico que genera.

En Argentina la principal central fue construida en la localidad de Copahue y en la actualidad se encuentra fuera de funcionamiento la generación eléctrica. El surgente se utiliza para calefacción urbana, calefacción de calles y aceras y baños termales.

### **Diversidad geográfica**

La diversidad geográfica de los recursos es también significativa. Algunos países y regiones disponen de recursos sensiblemente mejores que otros, en particular en el sector de la energía renovable. Algunos países disponen de recursos importantes cerca de los centros principales de viviendas en donde la demanda de electricidad es importante. La utilización de tales recursos en gran escala necesita, sin embargo, inversiones considerables en las redes de transformación y distribución, así como en la propia producción.

## **Administración de las redes eléctricas**

Si la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables se generalizase, los sistemas de distribución y transformación no serían ya los grandes distribuidores de energía eléctrica, pero funcionarían para equilibrar localmente las necesidades de electricidad de las pequeñas comunidades. Los que tienen energía en excedente venderían a los sectores deficitarios, es decir, la explotación de la red debería pasar de una "gestión pasiva" en que se conectan algunos generadores y el sistema es impulsado para obtener la electricidad "descendiente" hacia el consumidor, a una gestión "activa", en la que se distribuyen algunos generadores en la red, debiendo supervisar constantemente las entradas y salidas para garantizar el equilibrio local del sistema. Eso exigiría cambios importantes en la forma de administrar las redes.

No obstante, el uso en pequeña escala de energías renovables, que a menudo puede producirse *in situ*, disminuye la necesidad de disponer de sistemas de distribución de electricidad. Los sistemas corrientes, raramente rentables económicamente, revelaron que un hogar medio que disponga de un sistema solar con almacenamiento de energía, y paneles de un tamaño suficiente, solo tiene que recurrir a fuentes de electricidad exteriores durante algunas horas por semana. Por lo tanto, los que abogan por la energía renovable piensan que los sistemas de distribución de electricidad deberían ser menos importantes y más fáciles de controlar.

## **La integración en el paisaje**

Un inconveniente evidente de las energías renovables es su impacto visual en el ambiente local. Algunas personas odian la estética de los generadores eólicos y mencionan la conservación de la naturaleza cuando hablan de las grandes instalaciones solares eléctricas fuera de las ciudades. Sin embargo, todo el mundo encuentra encanto en la vista de los "viejos molinos de viento" que, en su tiempo, eran una muestra bien visible de la técnica de que se disponía.

Otros intentan utilizar estas tecnologías de una manera eficaz y satisfactoria estéticamente: los paneles solares fijos pueden duplicar las barreras anti-ruido a lo largo de las autopistas, hay techos disponibles y podrían incluso ser sustituidos completamente por captadores solares, células fotovoltaicas amorfas que pueden emplearse para teñir las ventanas y producir energía, etc.<sup>1</sup>

## **El efecto fotovoltaico y sus aplicaciones**

El efecto fotovoltaico es la base del proceso mediante el cual una célula fotovoltaica (dispositivo semiconductor) convierte la luz solar en electricidad.

Estas células están elaboradas a base de silicio puro (uno de los elementos más abundantes, componente principal de la arena) con adición de impurezas de ciertos elementos químicos

---

<sup>1</sup> [https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa\\_renovable](https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_renovable)

(boro y fósforo), y son capaces de generar cada una 23 de 2 a 4 amperios, a un voltaje de 0,46 a 0,48 voltios, utilizando como fuente la radiación luminosa.

La luz solar está compuesta por fotones o partículas energéticas. Estos fotones son de diferentes energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar. Cuando los fotones inciden sobre una célula fotovoltaica pueden ser reflejados o absorbidos, o pueden pasar a través de ella. Únicamente los fotones absorbidos generan electricidad. Cuando un fotón es absorbido la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula. Con esta nueva energía el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.<sup>2</sup>

### **Célula fotoeléctrica**

Las partes más importantes de la célula fotoeléctricas son las capas de semiconductores, ya que es cuando se crea la corriente de electrones. Estos semiconductores son especialmente tratados para formar dos capas diferentemente dopadas (tipo p y tipo n) con el fin de crear un campo eléctrico, positivo en una parte y negativo en la otra. Cuando la luz solar incide en la célula se liberan electrones que pueden ser atrapados por el campo eléctrico y formar una corriente eléctrica. Es por ello que estas células se fabrican a partir de este tipo

---

<sup>2</sup> <https://descubrelaenergia.fundaciondescubre.es/2013/09/11/que-es-el-efecto-fotovoltaico/>

de materiales, es decir, con materiales que actúan como aislantes a bajas temperaturas y como conductores cuando se aumenta la energía.

Además de los semiconductores, las células fotoeléctricas están formadas por una malla metálica superior u otro tipo de contacto para recolectar los electrones del semiconductor y transferirlos a la carga externa, y un contacto posterior para completar el circuito eléctrico. También en la parte superior de la célula hay un vidrio u otro tipo de material encapsulante transparente para sellarla y protegerla de las condiciones ambientales, y una capa antirreflectiva para aumentar el número de fotones absorbidos.<sup>3</sup>

Las células fotovoltaicas convierten la energía de la luz en energía eléctrica.

El rendimiento de la conversión es la proporción de luz solar que la célula convierte en energía eléctrica. Este rendimiento es fundamental en los dispositivos fotovoltaicos, ya que el aumento del rendimiento hace de la energía solar fotovoltaica una energía más competitiva con las de otras fuentes, por ejemplo en el caso de la energía de origen fósil.

Estas células, conectadas unas con otras, encapsuladas y montadas sobre una estructura soporte o marco, conforman un módulo fotovoltaico. Los módulos están diseñados para suministrar electricidad a un determinado voltaje (normalmente de 12V ó 24 V). La

---

<sup>3</sup> <http://www.galeon.com/solarfotovoltaica/ARCHIVOS/efecto.htm>

corriente producida depende del nivel de insolación. La estructura del módulo protege a las células del ambiente y son muy durables y fiables.

Aunque un módulo puede ser suficiente para muchas aplicaciones, dos o más módulos pueden conectarse para formar un generador fotovoltaico. Los generadores o módulos fotovoltaicos producen corriente continua (DC) y pueden ser conectados en serie o en paralelo, o de ambas formas, para producir cualquier combinación de corriente y tensión. Un módulo o generador fotovoltaico por sí mismo no bombea agua ni ilumina una casa durante la noche. Para ello es necesario un sistema fotovoltaico completo que consiste en: generador fotovoltaico, regulador de carga, acumuladores o baterías, inversor y medidor o contador.<sup>4</sup>

### **Sistemas fotovoltaicos**

Hay dos formas de utilizar la energía eléctrica generada a partir del efecto fotovoltaico:

- En instalaciones aisladas de la red eléctrica.
- En instalaciones conectadas a la red eléctrica convencional.

Mientras que en las primeras la energía generada se almacena en baterías para así disponer de su uso cuando sea preciso, en las segundas toda la energía generada se envía a la red eléctrica convencional para su distribución en donde sea demandada.

---

<sup>4</sup> <http://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/7538/Anexo%20I%20-%20La%20energ%20a%20solar%20fotovoltaica.pdf?sequence=3>

## **Sistemas aislados de la red eléctrica**

Estos sistemas se emplean, sobre todo, en aquellos lugares en los que no se tiene acceso a la red eléctrica y resulta más económico instalar un sistema fotovoltaico que tender una línea entre la red y el punto de consumo.

Como los paneles solo producen energía en las horas de sol y la energía se necesita durante las 24 horas del día, es necesario un sistema de acumulación.

Durante las horas de luz solar hay que producir más energía de la que se consume, para acumularla y posteriormente poder utilizarla cuando no se esté generando. La cantidad de energía que se necesita acumular se calcula en función de las condiciones climáticas de la zona y del consumo de electricidad. De tal manera que en una zona en donde haya muchos días soleados al año habrá que acumular poca energía. Si el periodo sin luz no es suficientemente largo, hay que acumular más energía.

El número de paneles por instalar debe calcularse teniendo en cuenta:

- La demanda energética en los meses más desfavorables.
- Las condiciones técnicas óptimas de orientación e inclinación, dependiendo del lugar de la instalación.

Para optimizar el sistema es necesario calcular correctamente la demanda con el fin de no sobredimensionar la instalación.

Básicamente, estos sistemas fotovoltaicos constan de los siguientes elementos:

- Generador fotovoltaico: transforma la energía del sol en energía eléctrica y carga las baterías.
- Regulador de carga: controla la carga de la batería y evita que se produzcan sobrecargas o descargas excesivas que disminuyan la vida útil del acumulador. Puede

incorporar un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia, que es un dispositivo que aumenta el rendimiento de la instalación.

- Sistemas de acumulación (baterías): acumulan la energía entregada por los paneles. Cuando hay consumo la electricidad la proporciona directamente la batería y no los paneles. Los acumuladores de plomo ácido son los más utilizados en sistemas fotovoltaicos autónomos.
- Inversor: la corriente que entrega la batería es corriente continua y la mayoría de los electrodomésticos que se comercializan funcionan con corriente alterna. Por este motivo se utilizan inversores que convierten la corriente continua en alterna.

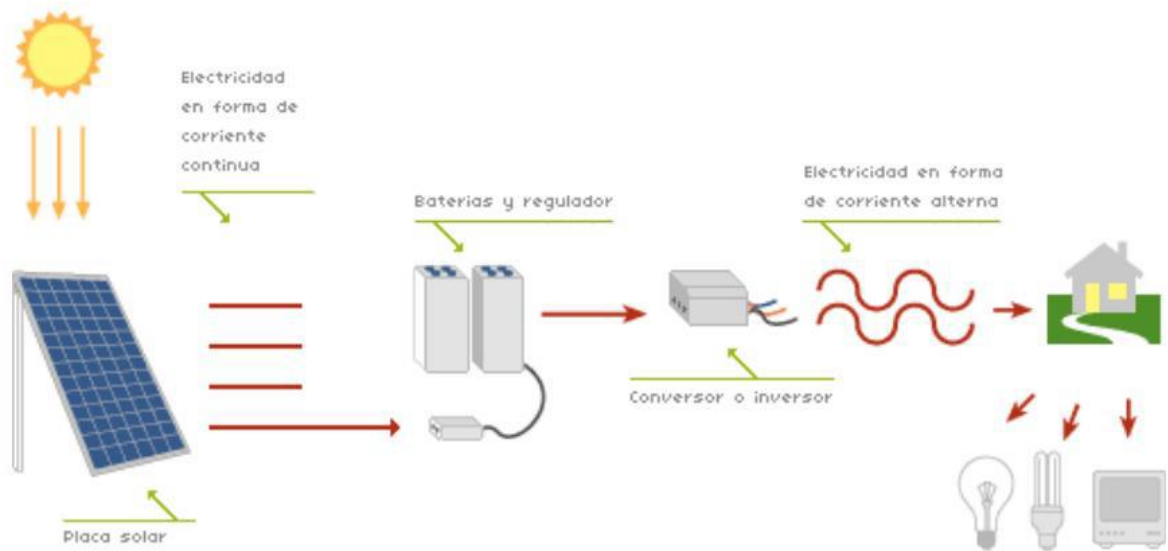


Figura 2.1: Esquema básico de un sistema solar fotovoltaico aislado

Fuente: <http://upcommons.upc.edu>

## Aplicaciones

Las principales aplicaciones de los sistemas aislados de la red eléctrica son:

- Aplicaciones espaciales.
- Telecomunicaciones.
- Sistemas centralizados para poblaciones rurales aisladas.
- Señalización.

- Alumbrado de calles y carreteras.
- Electrificación de viviendas aisladas.

### **Sistemas conectados a la red eléctrica**

Esta aplicación se ajusta muy bien a la curva de demanda de la electricidad. El momento en que más energía genera los paneles, cuando hay luz solar, es cuando más electricidad se demanda.

Al instalar un sistema fotovoltaico conectado a la red se dispone de una mini-central eléctrica que inyecta KWh verdes a la red para que se consuman allí donde sean demandados.

Para que estas instalaciones sean técnicamente viables es necesario lo siguiente:

- La existencia de una línea de distribución eléctrica cercana con capacidad para admitir la energía producida por la instalación fotovoltaica.
- La determinación, con la compañía distribuidora, del punto de conexión.
- La proyección de un sistema que incluya equipos de generación y transformación de primera calidad, con las protecciones establecidas y debidamente verificados y garantizados por los fabricantes, de acuerdo con la legislación vigente.
- Una instalación realizada por un instalador cualificado.

En las instalaciones conectadas a red el tamaño de la instalación no depende del consumo de electricidad de la vivienda o edificio, lo que simplifica enormemente su diseño.

Para dimensionar la instalación es necesario conocer la inversión inicial, el espacio disponible y la rentabilidad que se quiere obtener.

Es importante recordar que el consumo de electricidad es independiente de la energía generada por los paneles fotovoltaicos. El usuario sigue comprando la electricidad que

consume a la distribuidora al precio establecido y, además, es propietario de una instalación generadora de electricidad que puede facturar los KWh producidos.

Los elementos que componen la instalación son:

- **Generador fotovoltaico:** transforma la energía del sol en energía eléctrica que se envía a la red.
- **Cuadro de protecciones:** contiene alarmas, desconectores y protecciones.
- **Inversor-ondulador:** transforma la corriente continua producida por los paneles en corriente alterna de las mismas características que la de la red eléctrica.
- **Contadores:** un contador principal mide la energía producida (kWh) y la envía a la red para que pueda ser facturada a la compañía a los precios autorizados. Un contador secundario mide los pequeños consumos de los equipos fotovoltaicos (kWh) para descontarlos de la energía producida.

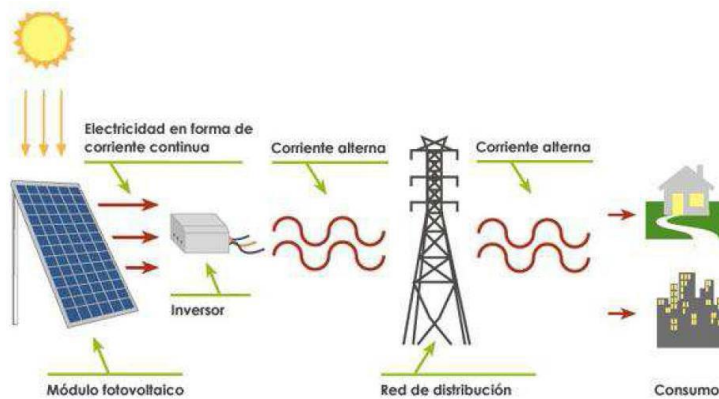


Figura 2.2: Esquema básico de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red.

Fuente:<http://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/7538/Anexo%20II%20-%20La%20energ%20a%20solar%20fotovoltaica.pdf?sequence=3>

## Aplicaciones

Las principales aplicaciones de los sistemas conectados a la red eléctrica son:

- Tejados de viviendas.
- Plantas de producción.

- Integración en edificios.

### **Diseño de una instalación fotovoltaica conectada a la red**

La primera operación que se debe efectuar es dimensionar la instalación que permita cubrir la demanda de energía eléctrica.

El punto de partida es determinar la potencia eléctrica necesaria para cubrir las necesidades y la energía disponible para satisfacer la demanda. El dimensionado está dirigido a evaluar la demanda para cubrir el suministro eléctrico: un repetidor de telefonía ha de tener asegurada su energía los 365 días del año, mientras que en la electrificación de una vivienda se puede optar por reducir el consumo en determinados días del año, antes que instalar más módulos, ya que asegurar la energía, aun en las peores condiciones climatológicas, conlleva un elevado costo del conjunto de la instalación.<sup>5</sup>

### **Estudio de las necesidades por cubrir**

Un estudio eficiente debe contemplar una tabla con los consumos que se producen a lo largo del año, ya sean de corriente continua o alterna. En este sentido, hay que tener en cuenta que los equipos que funcionen mediante el inversor se verán afectados por él.

---

<sup>5</sup> Diseño y mantenimiento de una instalación fotovoltaica – Funiber.

Dicha tabla recogerá claramente la descripción de cada elemento de consumo, alimentación, potencia (W) y horas de funcionamiento previstas por el usuario, con el fin de evaluar el consumo total, que será especificado en watt-hora [Wh].

Como última premisa se deben tener en cuenta una serie de consumos de corriente debidos, una parte a la instalación en el cableado y sus conexiones, al consumo interno de todo el sistema fotovoltaico y a las potencias de equipos que consumen más de lo inicialmente previsto; y otra parte a las pérdidas en el campo de paneles ocasionadas por un decrecimiento de la energía producida por la acumulación de suciedad en la superficie o por su degradación a lo largo de los años de trabajo.

Por todos estos motivos y para prevenir una falta de energía por un cálculo demasiado ajustado, al hacer el dimensionado se incrementará el consumo total de la instalación, con un factor de seguridad, que se puede estimar en 15%

### **Condiciones de irradiación solar**

Para conocer la disponibilidad de energía solar en un lugar determinado hace falta consultar la tabla de radiación solar, que es una extrapolación de los datos de la energía recibida en cada mes a lo largo de una serie de años. Dicha tabla depende directamente de la latitud, así como de las condiciones meteorológicas predominantes y de las particularidades climatológicas del lugar, como nieblas, nevadas, lluvias y temperaturas máximas y mínimas.

Las tablas de radiación solar suelen estar expresadas en kilojulios por metro cuadrado, o en kilowatt hora por metro cuadrado. Su confección se realiza en los observatorios

meteorológicos. Estos datos se consideran válidos aunque las condiciones particulares del lugar, siempre y cuando se puedan conocer, serán de suma importancia.

### **Hora solar pico**

Los paneles solares fotovoltaicos no son capaces de producir su potencia máxima en cualquier condición. Los factores que pueden alterar dicha potencia son de carácter climatológico, de inclinación, de orientación y dependerán de las horas de radiación solar (HSP) de las que dispongan según el lugar en donde estén instalados.<sup>6</sup>

La hora solar pico (HSP) se podría definir como una unidad encargada de medir la irradiación solar y definirla como el tiempo (en horas) de una hipotética irradiación solar constante de 1.000 W/m<sup>2</sup>

$$HSP = \frac{H}{1kW/m^2}$$

Fórmula 2.1: Horas solares pico

Fuente: [https://es.wikipedia.org/wiki/Hora\\_solar\\_pico](https://es.wikipedia.org/wiki/Hora_solar_pico)

---

<sup>6</sup> [https://es.wikipedia.org/wiki/Hora\\_solar\\_pico](https://es.wikipedia.org/wiki/Hora_solar_pico)

Una hora solar pico equivale a 3,6 MJ/m<sup>2</sup> o, lo que es lo mismo, a 1 kWh/m<sup>2</sup>, tal y como se muestra en la siguiente conversión:

$$1 \text{ HSP} = \frac{1000 \text{ W} \cdot 1 \text{ h}}{\text{m}^2} \cdot \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}} \cdot \frac{1 \text{ J/s}}{1 \text{ W}} = 3,6 \text{ MJ/m}^2$$

La irradiación no será la misma en ningún mes del año, y para instalaciones en donde su uso sea anual, es imposible obtener un resultado satisfactorio si se calcula en los meses de más alta irradiación, ya que de este modo en los meses de más baja irradiación, la instalación no cubriría las necesidades reales.

### **Ángulo de inclinación de los paneles solares**

La energía que es capaz de absorber el campo de paneles depende, no tan solo de la climatología o de la radiación en sí, sino también del ángulo de inclinación que tengan respecto a los rayos solares y a su orientación.<sup>7</sup>

---

<sup>7</sup> <http://www.grupoelektra.es/blog/wp-content/uploads/2014/10/como-somos-los-delektra-que-son-las-HSP.pdf>

Con el fin de favorecer la incidencia de la radiación solar sobre la superficie de los paneles, estos deben estar inclinados hacia el sur en el hemisferio norte, dado que es la única posición aprovechable de la radiación solar a lo largo del año.

Para determinar el ángulo de inclinación adecuado de los paneles solares para maximizar la radiación se utiliza la siguiente ecuación:

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

Fórmula 2.2: Ángulo de inclinación de los paneles solares.

Fuente: <http://www.grupoelektra.es/blog/wp-content/uploads/2014/10/como-somos-los-delektra-que-son-las-HSP.pdf>

Donde:

$Im$ : es la inclinación máxima en grados.

$\Psi$ : es la latitud del lugar donde se deben instalar los paneles.

### **Cálculo del número de módulos fotovoltaicos**

Para calcular el número de paneles solares esto se hace bajo el concepto de horas-solar-pico (HSP), que es el promedio de horas de sol diarias en las condiciones estándar de prueba de los módulos fotovoltaicos. Por ejemplo, si en un determinado lugar se reciben 5.45kWh/día el resultado sería equivalente a una energía total incidente de intensidad 1kW durante 5.45 horas. Se dice entonces que HSP es igual a 5.45.

$$N_p = \frac{ET}{0.9 \times W_p \times HSP}$$

Fórmula 2.3: Número de módulos

Donde:

$NP$  : número de módulos necesarios.

$ET$  : es el consumo energético real.

$W_p$ : es la potencia pico del panel.

HSP: horas solar pico.

### **Cálculo del arreglo de paneles fotovoltaicos**

Para calcular el número de filas de módulos en serie que se van a conectar para un inversor se toma el valor de tensión nominal de entrada del inversor y se divide entre la tensión de cada panel, como se muestra en la fórmula 2.4; y para determinar el número de columnas de módulos en paralelo se utiliza la fórmula 2.5.

Fórmula 2.4: número de filas en serie =  $\frac{V_{inv}}{V_m}$

Fórmula 2.5: número de columnas en paralelo =  $\frac{I_{inv}}{I_m}$

### **Determinación del inversor**

Las características del inversor que han de permitir su compatibilidad con la instalación se elegirá en función de:

- La tensión nominal de entrada.
- El rango de tensión de entrada. La tensión de entrada del inversor fluctúa por variaciones del nivel del acumulador. Existe un porcentaje de 10% a 20% en el que dichas fluctuaciones no se ven reflejadas en el voltaje de salida.
- Potencia nominal. Es la potencia a la que puede estar sometido el inversor ininterrumpidamente. La potencia del inversor elegido se deberá ajustar a la del número de aparatos eléctricos conectados al mismo tiempo. Se recomienda ampliar su tamaño con un factor de seguridad de 20%.
- Potencia pico. El inversor puede estar sometido a sobrecargas, por ejemplo a la puesta en marcha de un motor. Dicha sobrecarga no es aplicable en el proyecto en cuestión ya que no hay motores en dicha aplicación.
- Eficiencia. Es la regulación entre la potencia que entrega y la que absorbe en función de su carga.

### **Generación distribuida y sistemas conectados a la red**

Un sistema fotovoltaico conectado a la red consiste básicamente en un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica convencional.

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

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

## Artículos de la norma técnica AR-NT-POASEN 2015

### Artículo 3. Definiciones

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

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

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

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

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

La actividad de generación distribuida para autoconsumo de fuentes renovables, utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla, no es servicio público; consecuentemente, no estará sujeta a la regulación de la Autoridad Reguladora de los

Servicios Públicos. Dicha actividad se registrará por lo que establezca para tales efectos el Ministerio de Ambiente y Energía, como ente rector en la materia. No obstante, lo anterior, en lo que se refiere a su interacción con la red de distribución, estará sujeto a la regulación dictada por la Autoridad Reguladora en esta materia.

Artículo 127. Relación empresa distribuidora con productores consumidores.

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

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

Corresponde a las empresas distribuidoras y al productor-consumidor con un sistema de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, interconectado a la red de distribución, utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla, cumplir con los criterios de calidad, de conformidad con las normas y reglamentos técnicos establecidos por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos en lo que corresponda (Aresep, 2015)

## **Artículos de la norma técnica AR-NT-SUCOM**

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

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

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

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

Cualquier abonado o usuario actual o futuro puede constituirse como abonado o usuario productor mediante la firma de un “contrato de interconexión para abonados productores”.

Artículo 128. Capacidad de acceso

Las empresas eléctricas efectuarán los estudios técnicos necesarios para cuantificar la capacidad de sus redes de distribución para la operación en paralelo de abonados productores, según lo establecido en el Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo de

Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla, si garantizan que la operación de sus generadores para autoconsumo no interfieren con la calidad, la cantidad, la confiabilidad, la continuidad, la oportunidad y la prestación óptima del suministro eléctrico, de conformidad con las normas técnicas regulatorias emitidas por la Autoridad Reguladora.

#### Artículo 129. Limitaciones de acceso

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

#### Artículo 131. Punto de interconexión

El punto de interconexión, para efectos comerciales, técnicos y de límites de responsabilidad, del abonado productor con la red de distribución, lo será el punto de entrega, de conformidad con lo establecido en el artículo 15 de esta norma técnica regulatoria. La habilitación de todo servicio para una abonado productor requiere la verificación establecida en la norma técnica regulatoria AR-NT-SUINAC - Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas vigente.

#### Artículo 132. Contrato de interconexión

Es responsabilidad de la empresa distribuidora asegurar que el contrato de interconexión y operación de un generador para autoconsumo, por parte de un abonado o usuario productor, contenga las cláusulas contractuales necesarias para que: a. La

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

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

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

#### Artículo 136. Sistema de medición

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

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

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

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

Artículo 34. Autorización para almacenamiento y retiro de energía

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

Artículo 41. Pagos de excedentes de energía

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

## Matemáticas financieras

### Valor actual neto (VAN)

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

Ecuación del valor actual neto

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

Donde:

- $F_T$  son los flujos de dinero en cada periodo  $t$
- $I_0$  es la inversión realiza en el momento inicial ( $t = 0$ )
- $n$  es el número de periodos determinados
- $k$  es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión.

El VAN sirve para generar dos tipos de decisiones. En primer lugar, ver si las inversiones son efectuales y, en segundo lugar, ver qué inversión es mejor que otra en términos absolutos.

Los criterios de decisión van a ser los siguientes:

- $VAN > 0$ : el valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, que a la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- $VAN = 0$ : el proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, por lo que su realización en principio es indiferente.
- $VAN < 0$ : el proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

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

Pero, a pesar de sus ventajas también tiene algunos inconvenientes, como la dificultad de especificar una tasa de descuento, la hipótesis de reinversión de los flujos netos de caja y el que los flujos netos de caja negativos son financiados con unos recursos cuyo costo también es el tipo de descuento.

### **Tasa interna de retorno (TIR)**

La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto. Es una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión que está muy relacionada con el valor actual neto (VAN). De un modo simple, se define como el valor de la tasa de descuento que para un proyecto de inversión dado hace que el VAN sea igual a 0.

La tasa interna de retorno (TIR) da una medida relativa de la rentabilidad, es decir, va a venir expresada en tanto por ciento. Pero el principal problema radica en su cálculo ya que el número de periodos dará el orden de la ecuación por resolver.

Para resolver este problema se puede acudir a diversas aproximaciones que serán más o menos fiables, utilizar una calculadora financiera o emplear un programa informático.

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

Ecuación de tasa interna de retorno

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

Donde:

- $F_T$  son los flujos de dinero en cada periodo t
- $I_0$  es la inversión realiza en el momento inicial ( t = 0 )
- n es el número de periodos determinados

El criterio de selección será el siguiente:

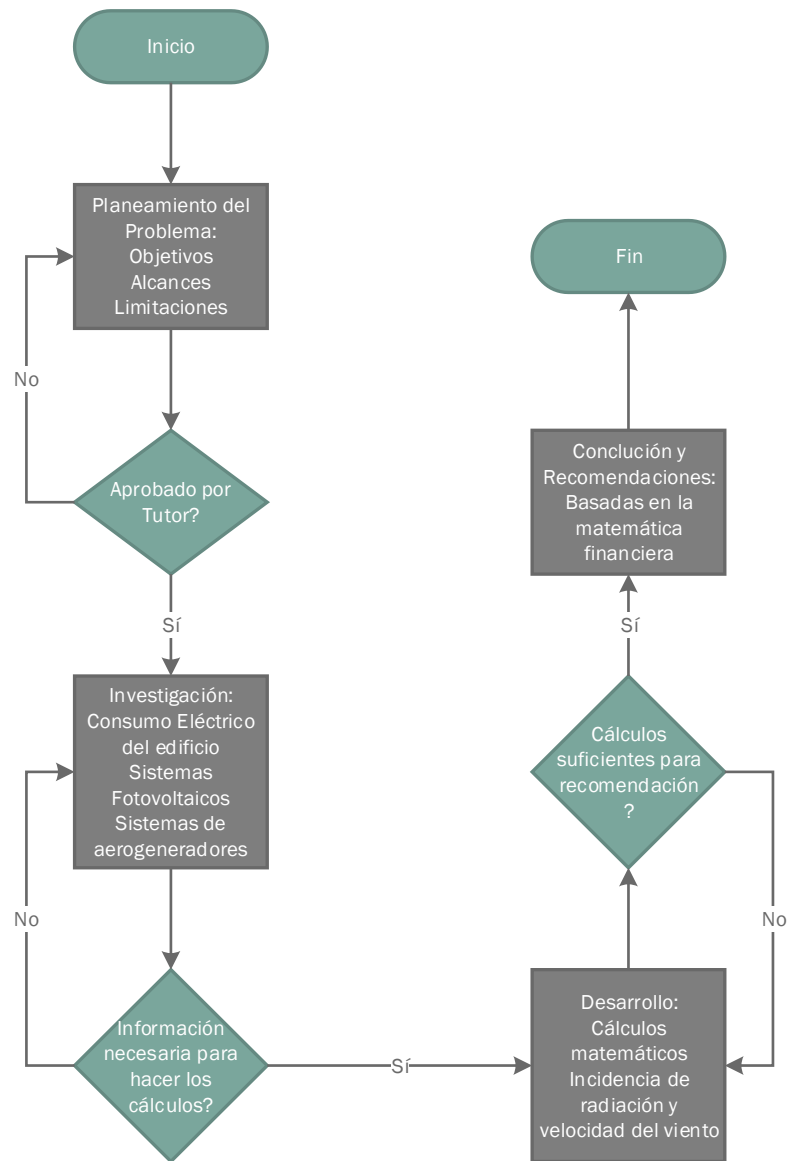
- Si  $TIR > k$ , el proyecto de inversión será aceptado. En este caso la tasa de rendimiento interno que se obtiene es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida para la inversión.
- Si  $TIR = k$ , se estaría en una situación similar a la que se producía cuando el VAN era igual a cero. En esta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

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

- Hipótesis de reinversión de los flujos intermedios de caja: supone que los flujos netos de caja positivos son reinvertidos a “r” y que los flujos netos de caja negativos son financiados a “r”.

- La inconsistencia de la TIR: no garantiza asignar una rentabilidad a todos los proyectos de inversión y existen soluciones (resultados) matemáticas que no tienen sentido económico:
  - Proyectos con varias  $r$  reales y positivas.
  - Proyectos con ninguna  $r$  con sentido económico.

**CAPÍTULO 3:**  
**MARCO METODOLÓGICO**

**Diagrama de flujo**

En relación con el procedimiento metodológico, esta tesis se desarrolló en cuatro etapas, las cuales buscan el cumplimiento de los objetivos planteados y corresponden a la puesta en acción de actividades establecidas para completar el proyecto.

### **Etapa I: Planteamiento del problema**

En esta parte se planteó lo relativo al problema, los objetivos, el alcance y las limitaciones encontradas.

### **Etapa II: Investigación**

Se obtuvo el consumo eléctrico del edificio del año 2016 con el fin de suplir la energía eléctrica necesaria mediante los sistemas fotovoltaicos y de aerogeneradores.

Se realizó una búsqueda de información sobre sistemas fotovoltaicos y aerogeneradores, con el fin de hacer una comparación bibliográfica para determinar la energía renovable que más se adapte al edificio de Amazon Seller Support en Lagunilla de Heredia. Además se estudió la normativa legal vigente en el país sobre cogeneración de energía.

### **Etapa III. Desarrollo**

Se valoró la incidencia de radiación solar y velocidad del viento según la temporada en la zona de Lagunilla de Heredia.

Se calculó la potencia generada por los módulos fotovoltaicos según el arreglo de los paneles solares seleccionados, para obtener el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

Se calculó la potencia generada por el sistema de aerogeneradores según los equipos seleccionados y el espacio disponible para colocarlos.

Para el cálculo de la inversión se hizo una cotización con una empresa experta en la instalación de paneles solares y aerogeneradores, para obtener el tiempo de retorno de la inversión tanto para el sistema fotovoltaico como para el sistema de aerogeneradores.

Se utilizaron formulas comunes para el cálculo del sistema fotovoltaico y el de aerogeneradores.

#### **Etapa IV: Conclusión**

Al finalizar todas las fases anteriores se procedió a emitir conclusiones acerca del trabajo y recomendaciones pertinentes.

**CAPÍTULO 4**  
**DESARROLLO**

#### 4.1 Consumo de energía

A continuación se establece el consumo energético del edificio de Amazon Seller Support. El departamento de finanzas facilitó la información de la facturación eléctrica de los meses de abril y mayo del año 2016. Considerando que el edificio está a 95% de su capacidad y que se trabaja las 24 horas del día por 363 días al año, se establece que el promedio anual del consumo eléctrico corresponde a 749.520 KWh, como se muestra en la tabla 4.1

Tabla 4.1 Consumo energético del edificio

Mes	Consumo energético mensual (KWh)
Abril	64200
Mayo	60720
Promedio	62460
Anual	749520

Fuente: CNFL

La información de este cuadro se utilizará para calcular la cantidad de paneles y aerogeneradores necesarios para cubrir el consumo eléctrico anual del edificio.

#### 4.2 Información climatológica de Lagunilla de Heredia

A continuación se exponen las características climatológicas de la zona de Lagunilla de Heredia. Con el fin de determinar la viabilidad de la generación de energía eléctrica por medio de módulos fotovoltaicos, se requieren los datos de radiación solar diaria. Por otra parte, con el fin de establecer la viabilidad de generación eléctrica por medio de aerogeneradores se requiere conocer la velocidad del viento mensual de la zona. Como se muestra en la tabla 4.2, se cuenta con una radiación solar promedio anual de 5.42 KWh por metro cuadrado y con 3.9 m/s en promedio mensual de velocidad del viento.

Tabla 4.2 Información climatológica anual de Lagunilla de Heredia

Latitud: 9.967  
 Longitud: -84.121

Mes	Temperatura del Aire	Radiación Solar Diaria - horizontal	Velocidad del Viento
	°C	kWh/m <sup>2</sup> /d	m/s
Enero	25.1	5.92	5.4
Febrero	26	6.65	5.2
Marzo	26.6	7.02	4.8
Abril	26.7	6.42	4.1
Mayo	25.8	5.23	3.1
Junio	25.4	4.85	3
Julio	25.2	4.87	3.5
Agosto	25.2	4.87	3.3
Setiembre	25	4.74	3
Octubre	24.7	4.56	2.9
Noviembre	24.6	4.63	3.4
Diciembre	24.6	5.3	4.7
<b>Anual</b>	25.4	5.42	3.9

Fuente: [Atmospheric Science Data Center \(NASA\)](#)

## **Irradiación solar**

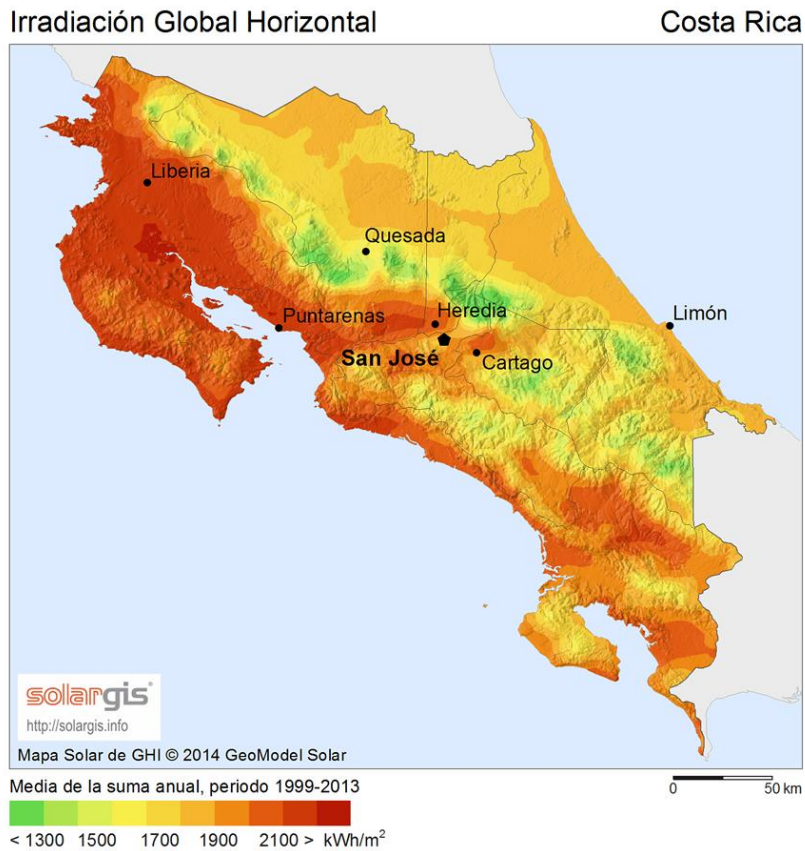
Según los datos obtenidos de la NASA, la irradiación solar diaria promedio en Lagunilla de Heredia es de 5.42 KWh/m<sup>2</sup>. Este dato es conocido como horas solares pico promedio diarias (hsp).

El estudio del sistema fotovoltaico se va a realizar con las horas pico diarias más bajas, para que los módulos entreguen su máxima energía en el mes más representativo, que octubre, con 4.56 hsp. Este es el dato que se va a utilizar en la fórmula para obtener la cantidad óptima de los paneles solares.

En Costa Rica el Instituto Meteorológico Nacional recomienda el mapa de Solagris para determinar la radiación solar en Costa Rica. El mapa de irradiación de la figura 4.1 muestra que Heredia tiene color naranja claro, lo cual indica que recibe entre 1 900 y 2 000 KWh/ m<sup>2</sup> anuales.

Si se comparan los resultados obtenidos por la NASA de 5.42 kWh/m<sup>2</sup>/d y se multiplica por 365 días se obtienen 1978.3 KWh/ m<sup>2</sup>, lo cual está dentro del rango que Solagris había calculado.

Figura 4.1 Mapa de irradiación de Costa Rica



Fuente: <http://solargis.com/assets/graphic/free-map/GHI/Solargis-Costa-Rica-GHI-solar-resource-map-es.png>

#### 4.3 Zona de instalación de los paneles solares

Como se aprecia en la figura 4.2, el edificio cuenta con dos opciones para instalar los sistemas de generación de energía, ya sea el eólico o el solar. Las opciones son el techo y el parqueo. Cada uno de estos lugares tiene sus ventajas y desventajas.

Figura 4.2 Imagen del edificio y del parqueo



Fuente: Google Earth

### **Análisis de ventajas y desventajas**

Ventajas de instalación en el techo. El costo de la instalación sería más bajo en comparación con el del parqueo, ya que una parte del techo está ubicada directamente al sur, lo que lo hace óptimo para el rendimiento de los paneles solares. Esto quiere decir que no hay que costear la estructura para cambiar la posición en la que se instalarían los módulos.

Desventajas de instalación en el techo. Solo se puede contar con la mitad del área, ya que la otra mitad da al norte y no es óptima para el rendimiento de los paneles. Para poder usar la otra parte del techo se requeriría una instalación de estructura para levantar los paneles y poder instalarlos viendo al sur, como es requerido. Esto incrementaría el costo de instalación. Además, la instalación de los paneles solares constituye un peso para la estructura de techos

que no fue contemplado durante su diseño. Eso podría significar un costo en el caso de ser necesario reforzar la estructura del techo.

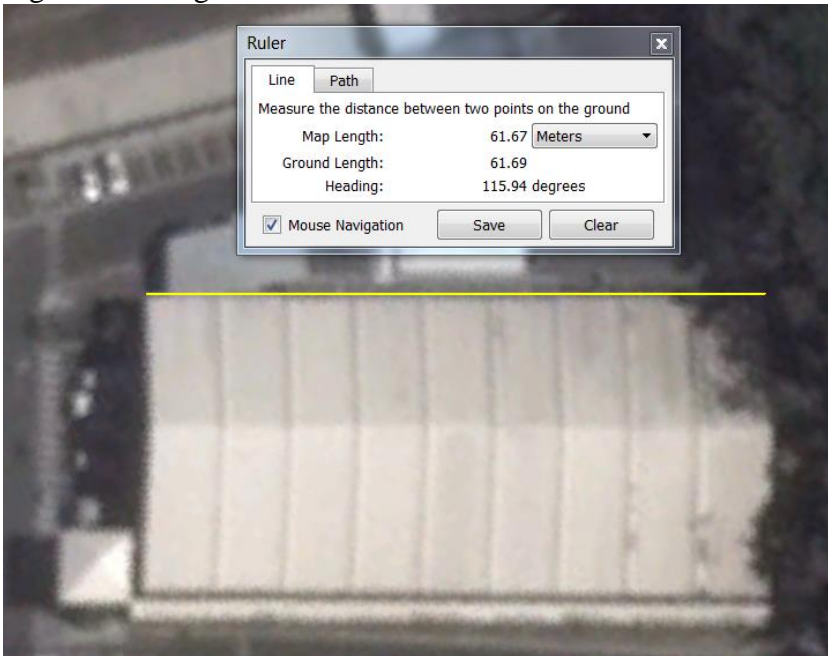
Ventajas de instalación en el parqueo. Hay suficiente área para poder instalar los paneles solares. El peso de los paneles solares no juega un papel tan relevante como el que jugaría en caso de instalarse en el techo. La instalación de paneles se puede hacer para que queden viendo al sur y así obtener el mejor rendimiento de ellos.

Desventajas de instalación en el parqueo. Se debe techar el parqueo para la instalación de los paneles solares. Esto significa un incremento significativo en el costo de la instalación. Sin embargo, podría ser una ventaja para los trabajadores el hecho de poder parquear los vehículos bajo techo.

### **Diagrama de techos**

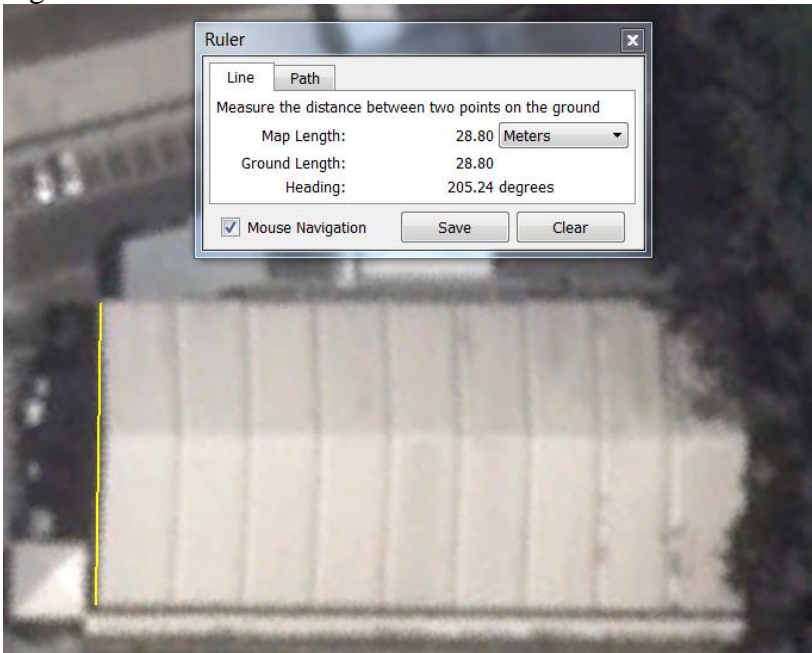
Como se muestra en la figura 4.3, la longitud del edificio es igual a 61.67 m. Por otra parte, como se muestra en la figura 4.4, el techo cuenta con 28.80 m de ancho. Utilizando la fórmula del área de un rectángulo  $A = l \times a$ , se tiene que el edificio cuenta con  $1\,776\text{ m}^2$  de techo disponible para la instalación de los paneles solares. La mitad del techo está orientada hacia el sur y la otra está orientada hacia el norte, como se observa en las figuras 4.3 y 4.4.

Figura 4.3 Longitud del techo



Fuente: Google Earth

Figura 4.4 Ancho del techo

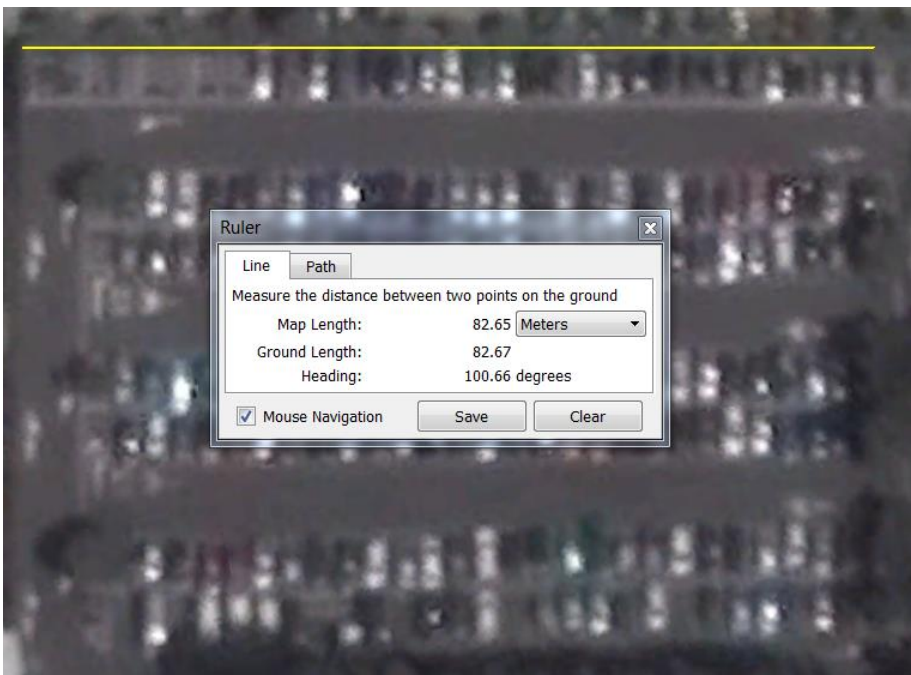


Fuente: Google Earth

## Diagrama del parqueo

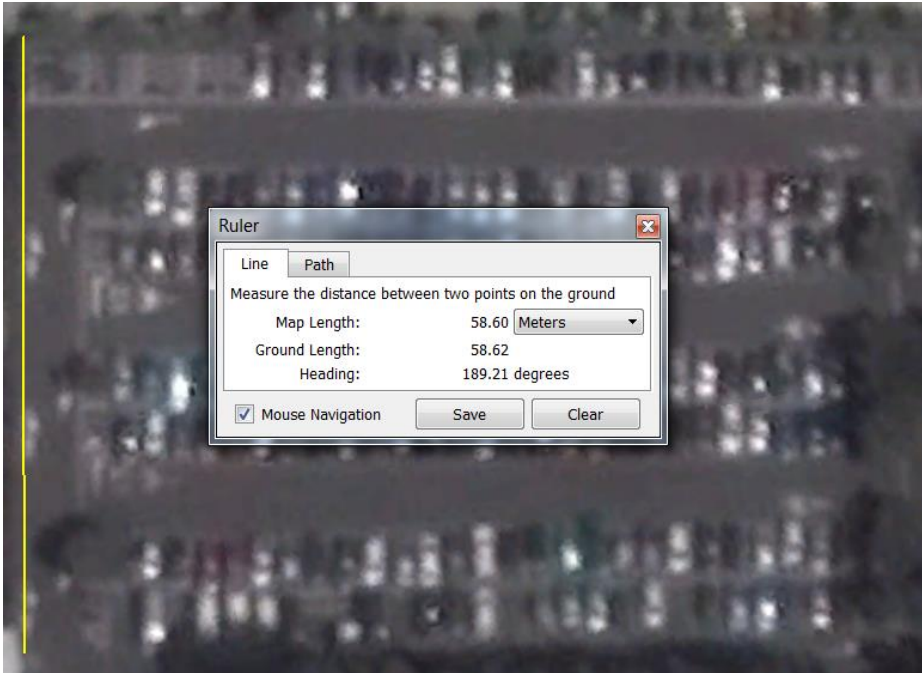
Como se muestra en la figura 4.5, el parqueo cuenta con una longitud de 82,65 m. Por otra parte, como se muestra en la figura 4.6, el parqueo cuenta con un ancho de 56,60 m. Utilizando la fórmula del área de un rectángulo en que  $A = l \times a$ , se tiene que el área del parqueo es de  $4\,843\text{ m}^2$  disponibles para la instalación de los paneles solares. En este caso habría que techar el parqueo para instalar los módulos fotovoltaicos.

Figura 4.5 Longitud del parqueo



Fuente: Google Earth

Figura 4.6 Ancho del Parqueo



Fuente: Google Earth

#### 4.4 Cálculo del número de módulos fotovoltaicos

A continuación se calcula el número de módulos fotovoltaicos requeridos para generar la potencia requerida por el edificio. Para este cálculo se utiliza el mes con la irradiación solar más crítica el cual corresponde al mes de octubre con 4,56 horas solares pico.

Para el cálculo de módulos fotovoltaicos se ha escogido el panel solar de la marca Canadian Solar, modelo Maxpower CS6X-320P. Se escoge este panel debido a que entrega una potencia pico de 320 W en comparación con otros paneles de menor potencia. Además, es distribuido en Costa Rica por múltiples compañías.

Para este cálculo se requiere convertir la potencia mensual del edificio en KWh diarios. Además, se utiliza el mes de mayor consumo para estar seguros de que se generará suficiente

potencia para el mes más crítico. En este caso el mes más crítico es el de “mayo”, que corresponde a 64,200 KWh/mes. Para convertir esta potencia mensual a KWh diarios se divide entre 30 días y el resultado es “2.140 KWh/día”

El número de módulos fotovoltaicos se calcula según la fórmula:

$$NP = \frac{E}{0.9 \times Wp \times hsp}$$

Donde:

NP: número de paneles solares necesarios

E: consumo energético real en Watts

Wp: potencia pico del panel en Watts

hsp: horas pico solar del mes de menor irradiación.

Por lo tanto:

$$NP = \frac{2,140,000 \text{ W}}{0.9 \times 320 \text{ W} \times 4.56 \text{ hsp}} = 1629.51$$

De este cálculo se determina que se requieren 1 630 módulos fotovoltaicos para cubrir la demanda del edificio durante su mes más crítico.

#### **4.5 Cálculo de la cobertura mensual de módulos fotovoltaicos**

A continuación se determina cuánta potencia va a ser entregada por los 1 630 módulos fotovoltaicos, tomando en consideración las horas solares pico de cada mes. Este cálculo se

hace con el fin de determinar el porcentaje de generación de energía en relación con el consumo eléctrico del edificio.

Para calcular la potencia mensual entregada por paneles se deben multiplicar 1 630 paneles por la potencia pico entregada por cada panel, que es 320W. Esto corresponde a una potencia instalada de 521,600 W.

Además, se debe calcular la potencia mensual entregada por los paneles considerando las horas solares pico diarias (hsp) multiplicadas por la cantidad de días en el mes.

Por ejemplo, en el mes de febrero hay una irradiación al día de 6,65 hsp y este mes tiene 28 días. Entonces se tiene lo siguiente:

$$521,600 \text{ W} \times 6.65 \text{ hsp} \times 28 \text{ días} = 97,122 \text{ KWh/mes}$$

Este procedimiento se sigue para todos los meses del año. Esta información permitirá entender la potencia mensual que entregará el sistema fotovoltaico. En la tabla 4.3 se presenta la generación de energía mensual.

Tabla 4.3 Potencia generada por 1 630 módulos

<b>Potencia generada por módulos</b>				
<b>Mes</b>	<b>Brillo Solar (HSP)</b>	<b>Potencia entregada por módulos (W) = NP* Wp</b>	<b>Días por mes</b>	<b>Energía entregada por módulos en KWh/mes</b>
Enero	5.92	521,600	31	95,724
Febrero	6.65	521,600	28	97,122
Marzo	7.02	521,600	31	113,511
Abril	6.42	521,600	30	100,460
Mayo	5.23	521,600	31	84,567
Junio	4.85	521,600	30	75,893
Julio	4.87	521,600	31	78,746
Agosto	4.87	521,600	31	78,746
Setiembre	4.74	521,600	30	74,172
Octubre	4.56	521,600	31	73,733
Noviembre	4.63	521,600	30	72,450
Diciembre	5.3	521,600	31	85,699
<b>Anual</b>				<b>1,030,822</b>

Fuente propia

#### 4.6 Comparación de inversores con micro-inversores

En sistemas fotovoltaicos es común ver instalaciones con micro-inversores así como instalaciones con inversores centralizados. Para definir el tipo de inversores por utilizar se hizo una comparación entre ellos. En la figura 4.7 se muestran las ventajas y desventajas de utilizar inversores centralizados

Figura 4.7 Ventajas y desventajas de los inversores centralizados

Ventajas	Desventajas
Tienen una alta eficiencia	La instalación es un poco más complicada
Tienen un largo historial en el mercado por lo que son una tecnología confiable	No se puede monitorear la energía que produce cada panel solar individualmente
Su costo por vatios es menor al de un micro-inversor	Trabajan a un voltaje más alto, lo cual requiere que se tomen medidas de precaución
El mantenimiento es más sencillo porque es un solo componente	Por su tamaño requieren un espacio adecuado para ser instalados
	Una falla en el inversor significa cero producción de energía del arreglo de paneles fotovoltaicos.

Fuente: <http://panelessolarespr.com/microvstring.html>

Como se puede ver en la figura 4.7, las ventajas más atractivas de los inversores centralizados recaen en la alta eficiencia, el costo por watt menor al de un micro-inversor y el mantenimiento es más sencillo al ser un único componente. Entre las desventajas de mayor atención se tiene que si falla el inversor la producción de energía para ese arreglo es nula. Así mismo, si se tiene una sombra la energía producida va a ser dictada por el panel que genere mejor energía.

A continuación se hace una comparación entre las ventajas y las desventajas de usar micro-inversores.

Figura 4.8 Ventajas y desventajas de los micro-inversores

Ventajas	Desventajas
Simplifican el diseño de los sistemas fotovoltaicos	Son más costosos (\$/vatio) que un inversor central
La instalación del sistema fotovoltaico usualmente es más sencilla	El mantenimiento puede ser más complicado debido a que son varias unidades en un solo arreglo de paneles solares
Permiten monitorear la energía que produce cada panel individualmente	Comparado con el inversor central no hay mucha variedad en el mercado
Si un micro-inversor falla solo afecta la producción de energía de un solo panel	Debido a que se instalan debajo del panel solar pueden ser propensos a presentar problemas a temperaturas bien altas

Fuente: <http://panelessolarespr.com/microvstring.html>

Como se puede ver en la figura 4.8, las ventajas más atractivas del micro-inversor están relacionadas con el monitoreo individual de los paneles solares y la producción de energía no es comprometida por la sombra, ya que solo el panel que se ve afectado por la sombra dejaría de producir; el resto de paneles seguiría funcionando.

Según la investigación bibliográfica hecha por Solartradex en que se compara más a fondo los inversores y micro-inversores, se determina que es recomendable la instalación de micro-inversores para sistemas menores a los 6 KWh. Para sistemas en que se requiere mayor generación de energía es más rentable la instalación de inversores centralizados debido a que la producción de energía es más barata.

Por tanto, para el proyecto en Lagunilla de Heredia se determina que se utilizarán inversores centralizados por las siguientes ventajas:

1. Son más rentables para proyectos mayores a 6KWh

2. El mantenimiento es más sencillo al ser un solo componente
3. El costo por watt generado es menor al costo por medio de micro-inversores

#### 4.7 Cálculo del inversor

La potencia del inversor está dada por la potencia máxima que puede entregar del arreglo de los módulos fotovoltaicos:

$$P_{Inv} = Wp \times NP$$

Donde:

$P_{Inv}$  = Potencia máxima del inversor

NP = número de paneles solares

Wp = potencia pico del panel

Se determinó el inversor FRONIUS IG Plus V 12.0-3 cuya potencia máxima es de 12000 W y hasta 500 V (ver la ficha técnica en el anexo 1).

Por lo tanto:

$$12000 \text{ W} = 320 \text{ W} \times NP$$

$$NP = \frac{12000 \text{ W}}{320 \text{ W}} = 37.5$$

#### 4.8 Cálculo del arreglo de módulos fotovoltaicos

Para calcular el número de filas de módulos en serie que se van a conectar para un inversor, se toma el valor de tensión nominal de entrada del inversor y se divide entre la tensión de cada panel, como se muestra en la fórmula:

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

$$\text{Número de filas en serie} = \frac{500}{36.8} = 13.5$$

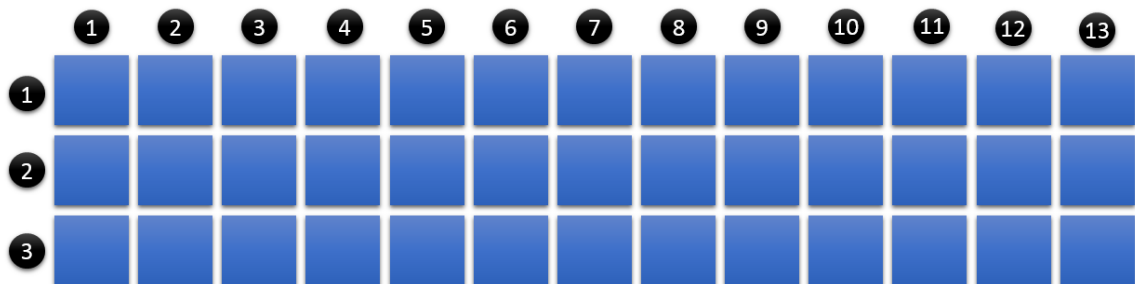
Para determinar el número de columnas de módulos en paralelo se utiliza la fórmula:

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

$$\text{Número de columnas} = \frac{27.4}{8.69} = 3.15$$

Según estos cálculos, que consideran las especificaciones técnicas de los paneles solares y el inversor, el arreglo será como se muestra en la figura 4.9

Figura 4.9 Arreglo de filas y columnas de módulos fotovoltaicos por cada inversor



Fuente propia

#### 4.9 Dimensiones del arreglo de módulos

Para determinar el área que abarcaría el arreglo de los módulos se deben tomar en consideración las dimensiones de cada módulo, así como el arreglo del sistema.

Las dimensiones de cada módulo son las siguientes: 1954 x 982 x 40 mm. La ficha técnica de los módulos está disponible en los anexos.

El ancho sería igual a  $1954 \times 3 = 5862 \text{ mm} = 5.862 \text{ m}$

Y el largo sería igual a  $982 \times 13 = 12766 \text{ mm} = 12.766 \text{ m}$

Calculando el área del arreglo se obtendría lo siguiente

$$A = l \times a = 12.766 \text{ m} \times 5.862 \text{ m} = 74.834 \text{ m}^2$$

Para poder determinar el área total que ocuparían los 1630 paneles se debe dividir el número de paneles entre la cantidad de módulos por arreglo. En este caso hay 39 paneles por arreglo. Se necesitarían 41 arreglos.

Para calcular el área total necesaria para colocar los módulos fotovoltaicos se utiliza la fórmula siguiente:

$$A_T = 74.834 \text{ m}^2 \times 41 = 3068 \text{ m}^2$$

Esto significa que se requieren  $3068 \text{ m}^2$  para la instalación de todos los módulos fotovoltaicos.

#### 4.10 Cálculo estructural de los módulos

Peso por módulo = 22 kg

Peso por cada arreglo de paneles = 22 kg x 39 módulos = 858 kg

Distribución del peso del arreglo = 858 kg / 74.834 m<sup>2</sup> = 11.46 kg/m<sup>2</sup>

Peso total de todos los arreglos = 35178 kg

#### 4.11 Ángulo de inclinación

Para este cálculo se aplica la fórmula de inclinación que se especificó en el marco teórico, según la siguiente fórmula:

$$I_m = \Phi + 10^\circ$$

Donde:

$I_m$ : Es la inclinación máxima en grados

$\Phi$ : Es la latitud del lugar de la instalación.

Como se estableció en la sección 4.2: Información climatológica, el terreno en donde se van a instalar los paneles tiene una latitud de 9,97°

Por lo tanto:

$$I_m = 9.97^\circ + 10^\circ = 19.97^\circ$$

Se da un resultado de inclinación de paneles de 20° hacia el sur. Por esto el sistema de estructura seleccionado se instala con este ángulo para obtener el mejor rendimiento de los paneles.

#### **4.12 Cálculo de módulos según el porcentaje de cobertura requerida**

A continuación se calcula la cantidad de módulos fotovoltaicos requeridos para generar la energía necesaria que cubra los cuatro casos específicamente.

Dichos cálculos se harán para los cuatro casos con el fin de saber cuál de ellos es el más apropiado para el edificio en términos de generación de energía y en términos de recuperación de la inversión.

Los casos por investigar son los siguientes:

Caso 1: Generación de energía por medio de paneles solares para cubrir el consumo del edificio durante el mes con menor irradiación solar. Como se estableció en la sección 4.4 este caso corresponde a la instalación de 1 630 paneles que generarían 137% del consumo eléctrico.

Caso 2: Generación de energía por medio de paneles solares para cubrir 100% del consumo eléctrico del edificio. Esto quiere decir que en los meses de menor irradiación solar se debe descargar energía de la red de la CNFL.

Caso 3: Generación de energía por medio de paneles solares para cubrir 75% del consumo eléctrico en el edificio. Esto quiere decir que todos los meses se requiere bajar de la red del CNFL la energía que los paneles no cubren para suplir la demanda en el edificio.

Caso 4: Generación de energía por medio de paneles solares para cubrir 49% del consumo eléctrico en el edificio. Esto quiere decir que todos los meses se requiere bajar de la red de la CNFL la energía que los paneles no cubren para suplir la demanda del edificio.

### Caso 1: 137% del consumo

Este caso corresponde a la cobertura de la demanda mensual requerida por el edificio considerando el mes más bajo, como fue establecido en la sección 4.4. Según los cálculos demostrados en la sección 4.4 se requieren 1 630 paneles que entregan en total 1 030 822 KWh por año. El edificio consume en promedio 749 520 KWh por año. Para calcular el porcentaje de entrega se utiliza la siguiente fórmula:

$$\% \text{ de entrega} = \frac{\text{Potencia entregada}}{\text{Potencia requerida}} \times 100 = \frac{1030822 \text{ KWh}}{749520 \text{ KWh}} = 137\%$$

En este caso los paneles estarían generando 137% del consumo anual. Para calcular la potencia anual entregada por los 1 630 paneles se requiere calcular la potencia generada mensualmente. Esto se logra multiplicando el número de módulos por la potencia de cada módulo (320 W). El resultado se multiplica por las horas pico (hsp) y este se multiplica por la cantidad de días en el mes.

$$\text{Potencia entregada} = NP \times Wp \times hsp \times \text{número de días}$$

$$\text{Potencia entregada} = 1630 \times 320 \times hsp \times \text{número de días}$$

Este cálculo se muestra en la tabla 4.4.

Tabla 4.4 Caso 1: Potencia generada por 1 630 módulos

<b>Potencia generada por módulos</b>				
<b>Mes</b>	<b>Brillo Solar (HSP)</b>	<b>Potencia entregada por módulos (W) = NP* Wp</b>	<b>Días por mes</b>	<b>Energía entregada por módulos en KWh/mes</b>
Enero	5.92	521,600	31	95,724
Febrero	6.65	521,600	28	97,122
Marzo	7.02	521,600	31	113,511
Abril	6.42	521,600	30	100,460
Mayo	5.23	521,600	31	84,567
Junio	4.85	521,600	30	75,893
Julio	4.87	521,600	31	78,746
Agosto	4.87	521,600	31	78,746
Setiembre	4.74	521,600	30	74,172
Octubre	4.56	521,600	31	73,733
Noviembre	4.63	521,600	30	72,450
Diciembre	5.3	521,600	31	85,699
<b>Anual</b>				<b>1,030,822</b>

Fuente propia

Como se demostró en la tabla 4.4, para el caso 1 se generan 1 030 822 KWh, lo cual corresponde a 137% del consumo del edificio.

### **Caso 2: 100% del consumo**

Para calcular la cantidad de módulos necesarios para generar 100% de la energía se utiliza la siguiente fórmula, en la que NP corresponde al número de paneles solares para cubrir 100% del consumo:

$$\frac{NP}{100} = \frac{1630}{137} \rightarrow NP = 1190$$

En este caso, para generar 100% de la energía necesaria del edificio se requieren 1 190 módulos fotovoltaicos. Para calcular la potencia anual entregada por los 1 190 paneles se requiere calcular la potencia generada mensualmente. Esto se logra multiplicando el número de módulos por la potencia pico de cada módulo (320 W). El resultado se multiplica por las horas pico (hsp) y este se multiplica por la cantidad de días en el mes.

$$\text{Potencia entregada} = NP \times Wp \times hsp \times \text{número de días}$$

$$\text{Potencia entregada} = 892 \times 320 \times hsp \times \text{número de días}$$

Este cálculo se muestra en la tabla 4.5:

Tabla 4.5 Caso 2: Potencia generada por 1 190 módulos

Potencia generada por módulos				
Mes	Brillo Solar (HSP)	Potencia entregada por módulos (W) = NP* Wp	Días por mes	Energía entregada por módulos en KWh/mes
Enero	5.92	380,800	31	69,884
Febrero	6.65	380,800	28	70,905
Marzo	7.02	380,800	31	82,870
Abril	6.42	380,800	30	73,342
Mayo	5.23	380,800	31	61,739
Junio	4.85	380,800	30	55,406
Julio	4.87	380,800	31	57,489
Agosto	4.87	380,800	31	57,489
Setiembre	4.74	380,800	30	54,150
Octubre	4.56	380,800	31	53,830

Noviembre	4.63	380,800	30	52,893
Diciembre	5.3	380,800	31	62,565
<b>Anual entregado</b>				<b>752,564</b>
<b>Anual requerido (100%)</b>				<b>749,520</b>

Fuente propia

Como se demostró en la tabla 4.5, para el caso 2 se generan 752 564 KWh, lo cual corresponde a 100% del consumo del edificio.

### **Caso 3: 75% del consumo**

A continuación se calcula 75 % del consumo anual del edificio. El consumo anual del edificio es de 749,520 KWh, que se debe multiplicar por 75%. Se obtiene entonces que la potencia requerida es de 562 140 KWh al año. Para calcular el número de paneles necesarios para generar esta demanda se utiliza la siguiente fórmula basada en los datos calculados anteriormente:

$$\frac{NP}{75} = \frac{1630}{137} \rightarrow NP = 892$$

Según el cálculo anterior se requieren 892 módulos fotovoltaicos para cubrir 75% de la demanda anual del edificio. Para calcular la potencia anual entregada por los 892 paneles se requiere calcular la potencia generada mensualmente. Esto se logra multiplicando el número de módulos por la potencia de cada módulo (320 W). El resultado se multiplica por las horas pico (hsp) y este se multiplica por la cantidad de días en el mes.

$$Potencia\ entregada = NP \times Wp \times hsp \times \text{número de días}$$

$$\text{Potencia entregada} = 892 \times 320 \times \text{hsp} \times \text{número de días}$$

Este cálculo se muestra en el siguiente cuadro:

Tabla 4.6 Caso 3: Potencia generada por 892 módulos

<b>Potencia generada por módulos</b>				
<b>Mes</b>	<b>Brillo Solar (HSP)</b>	<b>Potencia entregada por módulos (W) = NP* Wp</b>	<b>Días por mes</b>	<b>Energía entregada por módulos en KWh/mes</b>
Enero	5.92	285,440	31	52,384
Febrero	6.65	285,440	28	53,149
Marzo	7.02	285,440	31	62,117
Abril	6.42	285,440	30	54,976
Mayo	5.23	285,440	31	46,278
Junio	4.85	285,440	30	41,532
Julio	4.87	285,440	31	43,093
Agosto	4.87	285,440	31	43,093
Setiembre	4.74	285,440	30	40,590
Octubre	4.56	285,440	31	40,350
Noviembre	4.63	285,440	30	39,648
Diciembre	5.3	285,440	31	46,898
<b>Anual entregado</b>				<b>564,107</b>
<b>Anual requerido (75%)</b>				<b>562,140</b>

Fuente propia

Como se demostró en la tabla 4.6, para el caso 3 se generan 564 107 KWh, lo que corresponde a 75% del consumo del edificio.

#### Caso 4: 49% del consumo

A continuación se calcula 49 % del consumo anual del edificio. El consumo anual del edificio es de 749 520 KWh, que se debe multiplicar por 49%. Se obtiene de ahí que la potencia requerida es de 367 265 KWh al año. Para calcular el número de paneles necesarios para generar esta demanda se utiliza la siguiente fórmula basada en los datos calculados anteriormente:

$$\frac{NP}{49} = \frac{1630}{137} \rightarrow NP = 583$$

Según el cálculo anterior se requieren 583 módulos fotovoltaicos para cubrir 49% de la demanda anual del edificio. Para calcular la potencia anual entregada por los 583 paneles se requiere calcular la potencia generada mensualmente. Esto se logra multiplicando el número de módulos por la potencia de cada módulo (320 W). El resultado se multiplica por las horas pico (hsp) y este por la cantidad de días en el mes.

$$Potencia\ entregada = NP \times Wp \times hsp \times \text{número de días}$$

$$Potencia\ entregada = 583 \times 320 \times hsp \times \text{número de días}$$

Este cálculo se muestra en el siguiente cuadro:

Tabla 4.7 Caso 4: Potencia generada por 583 módulos

<b>Potencia generada por módulos</b>				
<b>Mes</b>	<b>Brillo Solar (HSP)</b>	<b>Potencia entregada por módulos (W) = NP* Wp</b>	<b>Días por mes</b>	<b>Energía entregada por módulos en KWh/mes</b>
Enero	5.92	186,560	31	34,237
Febrero	6.65	186,560	28	34,737
Marzo	7.02	186,560	31	40,599
Abril	6.42	186,560	30	35,931
Mayo	5.23	186,560	31	30,247
Junio	4.85	186,560	30	27,144
Julio	4.87	186,560	31	28,165
Agosto	4.87	186,560	31	28,165
Setiembre	4.74	186,560	30	26,529
Octubre	4.56	186,560	31	26,372
Noviembre	4.63	186,560	30	25,913
Diciembre	5.3	186,560	31	30,652
<b>Anual entregado</b>				<b>368,693</b>
<b>Anual requerido (49%)</b>				<b>367,265</b>

Fuente propia

Como se demostró en la tabla 4.7, para el caso 4 se generan 368 693 KWh, lo cual corresponde a 49% del consumo del edificio.

#### 4.13 Cálculo del número de aerogeneradores

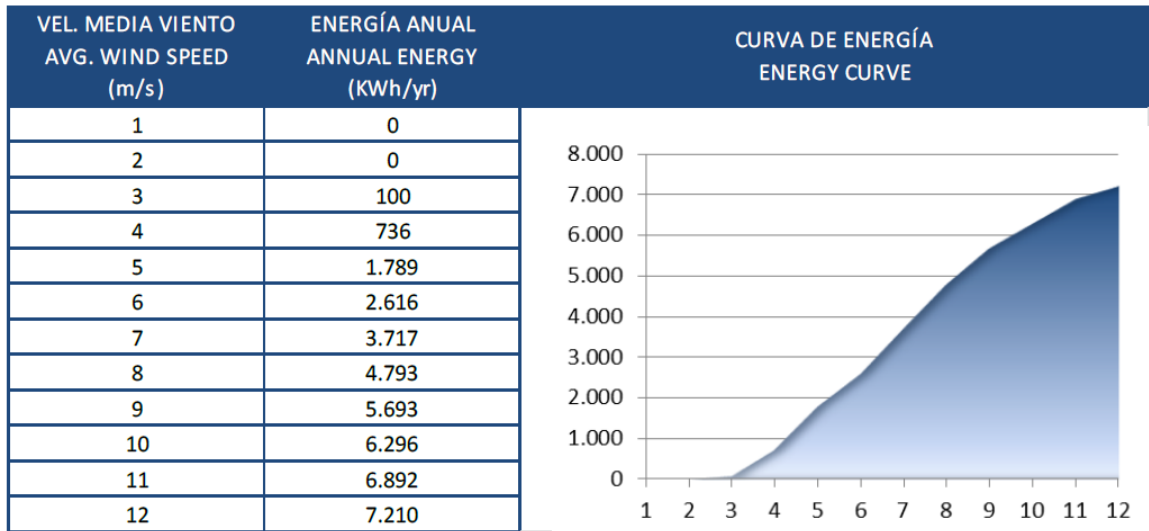
A continuación se calcula el número de aerogeneradores necesarios para cubrir el consumo eléctrico del edificio. Antes de hacer el cálculo se requiere determinar el tipo de aerogenerador por utilizar en este proyecto.

Para el cálculo del sistema eólico se ha escogido el aerogenerador de eje vertical Kliux Geo 1800 (ver la ficha técnica en el anexo 1). Este aerogenerador fue escogido con base en las siguientes características:

1. Los aerogeneradores verticales requieren menos velocidad del viento para generar energía. Para el Kliux Geo 1800 a partir de los 3 m/s se genera potencia.
2. Los aerogeneradores verticales son más amistosos con la fauna al no ser causantes de la muerte de aves, como suele suceder con los aerogeneradores horizontales.
3. No necesitan sistemas de arranque, lo que abarata el costo del producto y de la instalación.
4. El mantenimiento es mínimo ya que no requiere monitoreo constante ni mantenimiento correctivo debido al choque de las aves. Además, debido a que trabaja con menores revoluciones el desgaste de las partes mecánicas, es menor.
5. Ausencia de ruido. En términos de decibeles se determinó, por el fabricante, que a una distancia de 50 metros del rotor y a una velocidad promedio de 5 m/s se tienen 15.9 dB. Esto en comparación con los decibeles producidos en una conversación entre dos personas que se estima en 50 dB.

La potencia anual requerida es de 749 520 KWh y la potencia anual entregada por un aerogenerador Kliux está dada por la curva de energía mostrada en la figura 4.10

Figura 4.10 Curva de potencia anual del aerogenerador



Fuente: <http://kliux.com/>

En Lagunilla de Heredia se tiene una velocidad anual promedio de 4 m/s según se estableció en la sección 4.2. Utilizando la curva de energía anual se puede ver que un aerogenerador Kliux generaría 736 KWh por año.

### **Caso 1: 100% producido por aerogeneradores**

Para poder suplir 100% de potencia requerida por el edificio utilizando únicamente aerogeneradores resulta lo siguiente:

$$NA = \frac{E}{P_a}$$

Donde:

NA es el número de aerogeneradores

E es la potencia requerida en KWh/año

Pa es la potencia del aerogenerador en KWh/año

Por tanto:

$$NA = \frac{749,520}{736} = 1018.37$$

De este cálculo se determina que se requieren 1 018 aerogeneradores Kliux para cubrir el 100% de la demanda anual del edificio.

### **Caso 2: 75% producido por aerogeneradores**

Para poder suplir 75% de potencia anual requerida por el edificio, que es de 749 520 KWh, utilizando únicamente aerogeneradores, se obtiene lo siguiente

$$NA = \frac{0.75 \times E}{P_a}$$

Donde:

NA es el número de aerogeneradores

E es la potencia requerida en KWh/añual

Pa es la potencia del aerogenerador en KWh/añual

Por tanto:

$$NA = \frac{0.75 \times 749,520}{736} = 763.78$$

De este cálculo se determina que se requieren 764 aerogeneradores Klix para cubrir 75% de la demanda anual del edificio.

### **Caso 3: 49% producido por aerogeneradores**

Para poder suplir 49% de la potencia requerida por el edificio, utilizando únicamente aerogeneradores, se tiene lo siguiente:

$$NA = \frac{0.49 \times E}{P_a}$$

Donde:

NA es el número de aerogeneradores

E es la potencia requerida en KWh/añual

Pa es la potencia del aerogenerador en KWh/añual

Por tanto:

$$NA = \frac{0.49 \times 749,520}{736} = 499$$

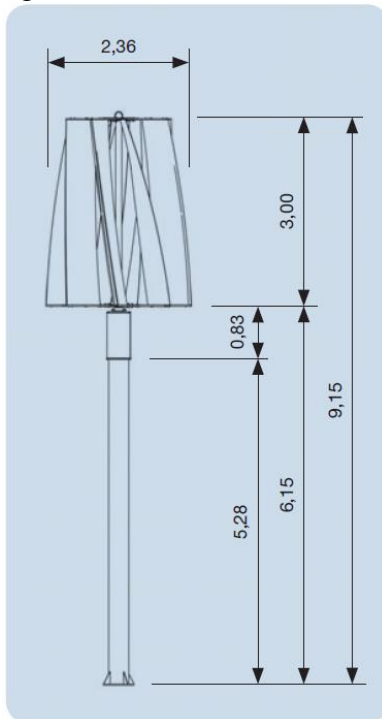
De este cálculo se determina que se requieren 499 aerogeneradores Kliux para cubrir 49%% de la demanda anual del edificio.

#### 4.14 Dimensiones del arreglo de aerogeneradores

Para determinar el área que abarcaría el arreglo de aerogeneradores se deben tomar en cuenta las dimensiones de cada uno, así como el arreglo del sistema eólico, considerando la distancia requerida entre ellos.

Las dimensiones de cada aerogenerador se pueden ver en la siguiente figura 4.11

Figura 4.11 Dimensiones del aerogenerador Kliux



Fuente: <http://kliux.com/>

Como se muestra en la figura 4.11, el diámetro de las aspas es de 2,36m (ver la ficha técnica en el anexo 1)

El área de la base del cilindro que ocuparía cada generador se calcula de la siguiente forma:

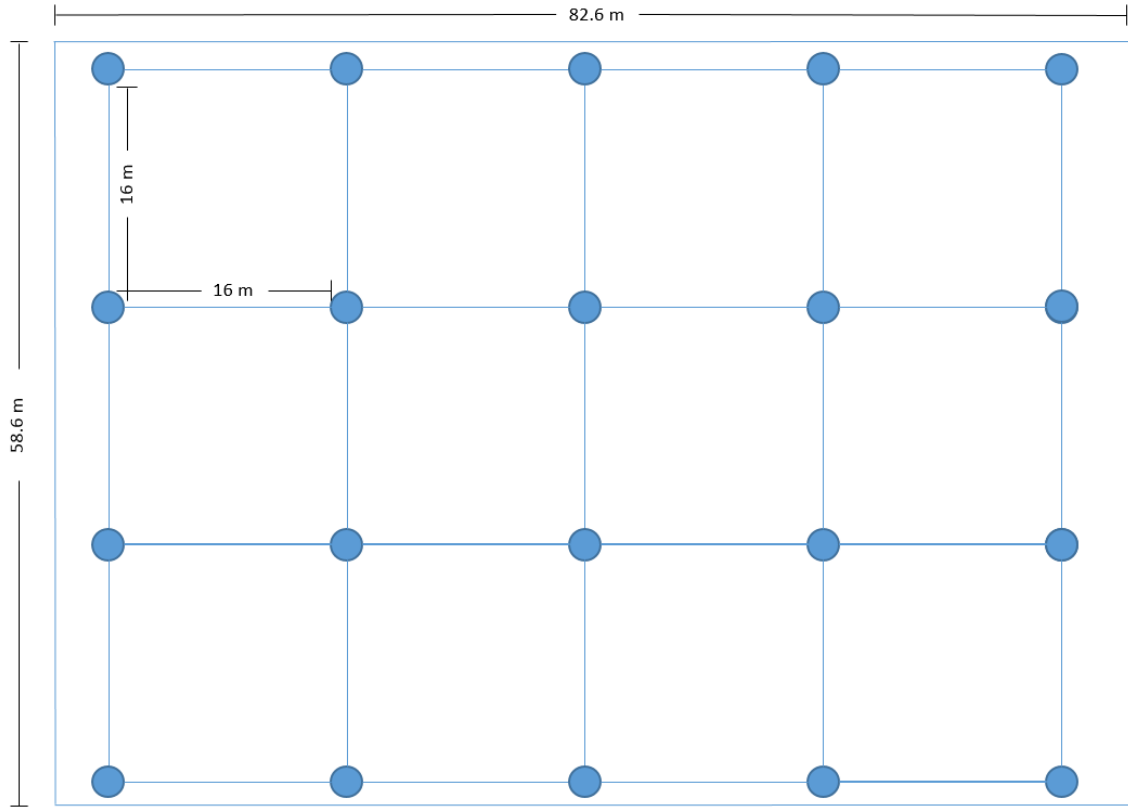
$$A = \pi r^2$$

$$A = \pi (2.36/2)^2 = 4.37 \text{ m}^2$$

Según el fabricante, la separación entre las máquinas depende de la procedencia del viento. En zonas con dirección variable de viento a lo largo del año, la distancia recomendable entre los aerogeneradores, en todas las direcciones, será de 16 m.

Considerando el área disponible del parqueo se podrían instalar 20 aerogeneradores según se muestra en la figura 4.12

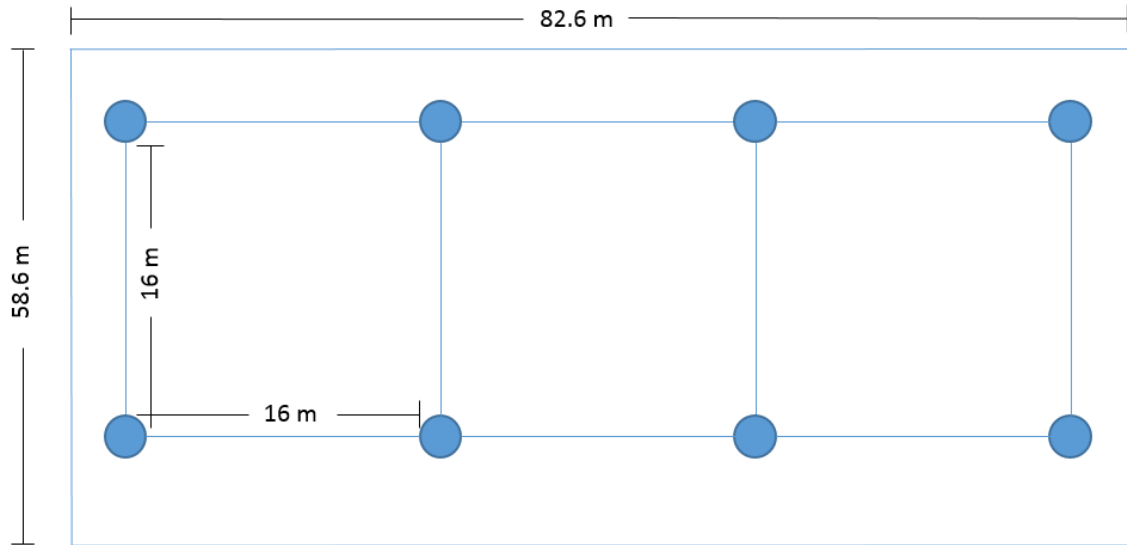
Figura 4.12 Diagrama de distribución de aerogeneradores en el parqueo



Fuente propia

Considerando el área disponible del techo se podrían instalar 8 aerogeneradores de acuerdo con la figura 4.13.

Figura: 4.13 Diagrama de distribución de aerogeneradores en el techo



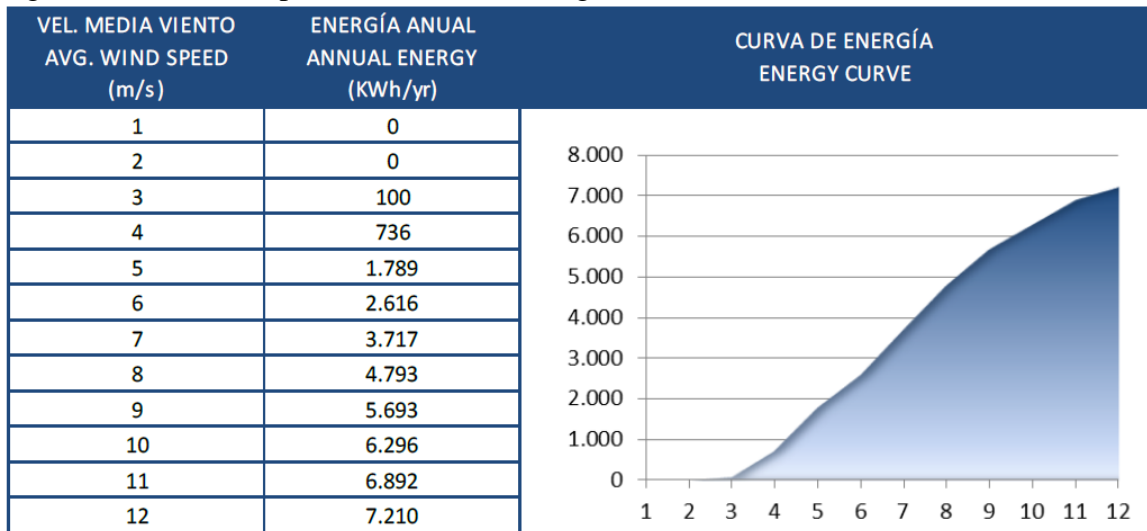
Fuente: Propia

En total se podrían instalar 28 aerogeneradores utilizando 100% del área disponible.

#### 4.15 Cálculo de cobertura anual

A continuación se calcula la generación de energía por medio de los 28 aerogeneradores que se podrían instalar en el edificio considerando el área disponible. Como se estableció en la sección 4.13, cada aerogenerador genera 736 KWh anuales con una velocidad promedio de 4 m/s. Esto se puede verificar en la figura 4.14

Figura 4.14 Curva de potencia anual del aerogenerador



Fuente: kliux.com

Por tanto, la potencia total anual ( $P_T$ ) entregada por los aerogeneradores es:

$$P_T = 736 \text{ KWh} \times 28 = 20,608 \text{ KWh}$$

Esto corresponde a 2,75% de la potencia anual consumida por el edificio según se demuestra en la siguiente ecuación:

$$\frac{749,520}{100} = \frac{20,608}{x} \rightarrow x = 2.75$$

#### 4.16 Análisis financiero: retorno de inversión

Con el fin de realizar un análisis financiero realista del sistema fotovoltaico y del sistema de aerogeneradores, se debe tomar en cuenta la información climatológica provista en la sección 4.2. Esto permite estimar la generación de energía por mes incluida en las secciones 4.12 y 4.13, respectivamente. Por esto el ahorro en algunos meses será mayor y en otros menor.

Para este análisis financiero lo primero que se requiere calcular es la inversión inicial del proyecto. Esta se calculará para los cuatro casos mencionados del sistema fotovoltaico de 137%, 100%, 75% y 49% de energía generada según el consumo eléctrico. Además, se calculará la inversión inicial del sistema de aerogeneradores, al cual se le llamará caso 5.

El cálculo de la inversión inicial del sistema fotovoltaico está basado en la cotización hecha por la empresa SmartGrid el 24 de junio de 2017, donde se calcula el costo en \$2.15 por watt instalado (ver referencia en el anexo 2). Esto incluye los paneles solares, los inversores, la estructura, los cables y el sistema de monitoreo e instalación. A esto se le conoce como “llave en mano”.

Por otra parte, la inversión inicial del sistema de aerogeneradores se calcula según la cotización hecha por la empresa SmartGrid el 24 de junio de 2017. El costo por aerogenerador, inversores e instalación se determina en €14,000 por cada máquina.

Además, se debe considerar el costo de mantenimiento y monitoreo para los dos sistemas, que equivale a \$2 000 mensuales por los primeros dos años. Un año de enseñanza al encargado de mantenimiento, dado por un técnico de la compañía SmartGrid, y un año de supervisión. Del año tres en adelante se calcula el mantenimiento en \$1 500 mensuales debido a que el servicio de mantenimiento sería dado por los empleados de mantenimiento del edificio, y ya no sería contratado con la empresa SmartGrid.

En la siguiente sección se desglosa la inversión inicial para todos los casos mencionados anteriormente.

### **Inversión. Caso 1: 137% del consumo por medio de módulos fotovoltaicos**

Para cubrir 137% de la demanda se requieren 1 630 paneles solares, como se estableció en la sección 4.12. Según la cotización provista por la compañía SmartGrid se tiene lo siguiente:

Tabla 4.8 Caso 1: Inversión inicial

Producto	Monto	Costo
Sistema de paneles	1630x320x\$2.15	\$1,121,440
Costos fijos (tramitología: planos, transformador y estudios del CNFL)	7% x \$1,121,440	\$78,500.80
Medidor trifásico sencillo	\$958 x 1	\$958
<b>Inversión Inicial</b>		<b>\$1,200,899</b>

Fuente: Propia

En este cuadro se puede observar que la inversión inicial del proyecto para instalar 1 630 módulos fotovoltaicos corresponde a un millón doscientos mil ochocientos noventa y nueve dólares (\$1.200.899). El tipo de cambio del BAC San José del día 3 de julio de 2017 es de ₡566 por cada dólar. Por lo tanto, la inversión inicial en colones corresponde a seiscientos setenta y nueve millones setecientos ocho mil ochocientos treinta y cuatro colones:

$$\text{Inversión inicial en colones} = \text{₡}566 \times \$1,200,899 = \text{₡}679,708,834$$

### **Inversión. Caso 2: 100 % del consumo por medio de módulos fotovoltaicos**

Para cubrir 100% de la demanda se requieren 1 190 paneles solares, como se estableció en la sección 4.12. Según la cotización provista por la compañía SmartGrid se tiene lo siguiente:

Tabla 4.9 Caso 2: Inversión inicial

Producto	Fórmula	Costo
Sistema de paneles	1190 x 320 x \$2.15	\$818,720
Costos fijos (tramitología: planos, transformador y estudios del CNFL)	7% x \$818,720	\$57,310.40
Medidor trifásico sencillo	\$958 x 1	\$958
<b>Inversión inicial</b>		<b>\$876,988</b>

Fuente propia

En este cuadro se puede observar que la inversión inicial del proyecto para instalar 1 190 módulos fotovoltaicos corresponde a ochocientos setenta y seis mil novecientos ochenta y ocho dólares (\$876,988). El tipo de cambio del BAC San José del día 3 de julio de 2017 es de ₡566 por cada dólar. Por lo tanto, la inversión inicial en colones corresponde a cuatrocientos noventa y seis millones trescientos setenta y cinco mil doscientos ocho colones:

$$\text{Inversión inicial en colones} = \text{₡}566 \times \$876,988 = \text{₡}496,375,208$$

### **Inversión Caso 3: 75% del consumo por medio de módulos fotovoltaicos**

Para cubrir 75% de la demanda se requieren 892 paneles solares, según se estableció en la sección 4.12. Según la cotización provista por la compañía SmartGrid se tiene lo siguiente:

Tabla 4.10 Caso 3: Inversión inicial

Producto	Monto	Costo
Sistema de paneles	892 x 320 x \$2.15	\$613,696
Costos fijos (tramitología: planos, transformador y estudios del CNFL)	7% x \$613,610	\$42,958.72
Medidor trifásico sencillo	\$958 x 1	\$958
<b>Inversión inicial</b>		<b>\$657,613</b>

Fuente: propia

En este cuadro se puede observar que la inversión inicial del proyecto para instalar 892 módulos fotovoltaicos corresponde a seiscientos cincuenta y siete mil seiscientos trece dólares (\$657,613). El tipo de cambio del BAC San José del día 3 de julio de 2017 es de ₡566 por cada dólar. Por lo tanto, la inversión inicial en colones corresponde a trescientos setenta y dos millones doscientos ocho mil novecientos cincuenta y ocho colones:

$$\text{Inversión inicial en colones} = \text{₡}566 \times \$657,613 = \text{₡}372,208,958$$

#### **Inversión. Caso 4: 49% del consumo por medio de módulos fotovoltaicos**

Para cubrir 49% de la demanda se requieren 583 paneles solares según se estableció en la sección 4.12. De acuerdo con la cotización provista por la compañía SmartGrid se tiene lo siguiente:

Tabla 4.11 Caso 4: Inversión inicial

Producto	Monto	Costo
Sistema de paneles	583*320*\$2.15	\$401,104
Costos fijos (tramitología: planos, transformador y estudios del CNFL)	7% x \$401,104	\$28,077
Medidor trifásico sencillo	\$958 x 1	\$958
<b>Inversión inicial</b>		<b>\$430,139</b>

Fuente: Propia

En este cuadro se puede observar que la inversión inicial del proyecto para instalar 583 módulos fotovoltaicos corresponde a cuatrocientos treinta mil ciento treinta y nueve dólares (\$430,139). El tipo de cambio del BAC San José del día 3 de julio de 2017 es de ₡566 por cada dólar. Por lo tanto la inversión inicial en colones corresponde a doscientos cuarenta y tres millones cuatrocientos cincuenta y ocho mil seiscientos setenta y cuatro colones:

$$\text{Inversión inicial en colones} = \text{₡}566 \times \$430,139 = \text{₡}243,458,674$$

#### **Inversión. Caso 5: 2,75% del consumo por medio de aerogeneradores**

Para cubrir 2,75% de la demanda se requieren 28 aerogeneradores verticales Kliux, según se estableció en la sección 4.13. Conforme a la cotización provista por la compañía SmartGrid se tiene lo siguiente:

Tabla 4.12 Caso 5: Inversión inicial

Producto	Fórmula	Costo
Sistema de aerogeneradores	28 x €14000 x \$1.17	\$459,513
Costos fijos (tramitología: planos, transformador y estudios de la CNFL)	7% x \$818,720	\$32,165.89
Medidor trifásico sencillo	\$958 x 1	\$958
<b>Inversión inicial</b>		<b>\$492,637</b>

Fuente propia

En este cuadro se observa que la inversión inicial del proyecto para instalar 28 aerogeneradores corresponde a cuatrocientos noventa y dos mil seiscientos treinta y siete dólares (\$492,637). El tipo de cambio del BAC San José del día 3 de julio de 2017 es de ₡566 por cada dólar. Por lo tanto, la inversión inicial en colones corresponde a doscientos setenta y ocho millones ochocientos treinta y dos mil quinientos cuarenta y dos colones:

$$\text{Inversión inicial en colones} = \text{₡}566 \times \$492,637 = \text{₡}278,832,542$$

El segundo paso para realizar el análisis financiero es calcular el ahorro. Este ahorro está relacionado con la generación de energía según los casos anteriormente mencionados. En la siguiente sección se explica en detalle cómo calcular el ahorro por medio del sistema fotovoltaico y eólico

### **Ahorro. Caso 1: 137% del consumo**

Para calcular el ahorro que generarían los 1 630 paneles se requiere analizar lo siguiente:

**Energía almacenada.** Corresponde a la energía generada por los módulos fotovoltaicos que no fue consumida en el edificio y que es guardada en la red en KWh. Esta se acumula mes a mes hasta el mes de diciembre, en el cual se reinicia la cuenta para el siguiente año según la POASEN.

**Energía generada.** Corresponde a la energía generada por los módulos fotovoltaicos, producida por mes en KWh.

**Energía consumida:** Corresponde a la energía consumida en el edificio por mes en KWh.

**Energía requerida.** Corresponde a la energía que se requiere bajar de la red propia o de la red de la CNFL en KWh para cubrir el consumo mensual del edificio mensual.

**Energía por subir a la red propia.** Corresponde a la energía mensual generada por los módulos fotovoltaicos que no fue consumida por el edificio y que va a ser guardada en la red para ser utilizada en el siguiente mes, de ser necesario.

**Bajada de la red propia.** Es la energía que estaba guardada en la red propia, que es requerida para cubrir el consumo del edificio por mes. Corresponde a la diferencia en KWh entre la energía generada y la energía requerida.

**Costo por bajar de la red propia.** El costo de la energía bajada de la red propia es de ₡17.92 de interconexión con la CNFL, según la RIE-059-2015 (ver el anexo 4).

**Cobro por demanda.** Es el costo establecido por la CNFL de la energía que tiene que tener disponible para suplir la demanda del edificio.

**Facturación con paneles.** Es el costo de la facturación eléctrica considerando el cobro por demanda y el cobro por bajar energía de la red propia cuando los paneles solares no generaron toda la energía requerida por mes.

**Facturación sin paneles.** Corresponde al costo de la facturación eléctrica considerando el cobro por demanda y el cobro por bajar energía de la red de la CNFL. Este es el costo normal por la electricidad del edificio sin la instalación de paneles.

El desglose de esta información se puede ver en el siguiente cuadro

Tabla 4.13 Caso 1: Ahorro al producir 137% de la energía

Detalle	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Energía almacenada (mes anterior)	0	33,264	67,926	118,977	156,977	179,084
Energía generada (KWh)	95724	97122	113511	100460	84567	75893
Energía consumida (KWh)	62,460	62,460	62,460	62,460	62,460	62,460
Energía requerida (KWh)	-33,264	-34,662	-51,051	-38,000	-22,107	-13,433
Energía a subir a la red propia (KWh)	33,264	34,662	51,051	38,000	22,107	13,433
Bajada de la red propia (KWh)	0	0	0	0	0	0
Costo por bajar de propia (KWh x CRC 17.92)	0	0	0	0	0	0
Cobro por demanda	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845
Facturación con paneles	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845
Facturación sin paneles	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165
Detalle	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Energía almacenada (mes anterior)	192,517	208,802	225,088	236,800	248,073	0
Energía generada (KWh)	78746	78746	74172	73733	72450	85699
Energía consumida (KWh)	62,460	62,460	62,460	62,460	62,460	62,460
Energía requerida (KWh)	-16,286	-16,286	-11,712	-11,273	-9,990	-23,239
Energía a subir a la red propia (KWh)	16,286	16,286	11,712	11,273	9,990	23,239
Bajada de la red propia (KWh)	0	0	0	0	0	0
Costo por bajar de propia (KWh x CRC 17.92)	0	0	0	0	0	0
Cobro por demanda	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845
Facturación con paneles	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845
Facturación sin paneles	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165
Gasto anual con paneles	19,462,140					
Gasto anual sin paneles	67,753,980					
Ahorro anual	<b>CRC 48,291,840</b>					

Fuente propia

Como se observa en este cuadro, el ahorro anual después de instalar los 1 630 paneles sería de ¢48.291.840. El tipo de cambio del BAC San José del día 3 de julio de 2017 es de ¢566 por cada dólar. Por lo tanto, el ahorro en dólares corresponde a ochenta y cinco mil trescientos veintiún dólares:

$$\text{Ahorro en dólares} = \frac{\text{¢}48,291,840}{\text{¢}566} = \$85,321.27$$

### **Ahorro. Caso 2: 100% del consumo**

Para calcular el ahorro que generarían los 1190 paneles se requiere analizar lo siguiente:

**Energía almacenada.** Corresponde a la energía generada por los módulos fotovoltaicos que no fue consumida en el edificio y que es guardada en la red en KWh. Esta se acumula mes a mes hasta el mes de diciembre, en el cual se reinicia la cuenta para el siguiente año según la POASEN.

**Energía generada.** Corresponde a la energía generada por los módulos fotovoltaicos producida por mes en KWh.

**Energía consumida.** Corresponde a la energía consumida en el edificio por mes en KWh.

**Energía requerida.** Corresponde a la energía que se requiere bajar de la red propia o de la red de la CNFL en KWh para cubrir el consumo mensual del edificio.

**Energía por subir a la red propia.** Corresponde a la energía mensual generada por los módulos fotovoltaicos que no fue consumida en el edificio y que va a ser guardada en la red para ser utilizada en el siguiente mes, de ser necesario.

**Bajada de la red propia.** Es la energía que estaba guardada en la red propia que es requerida para cubrir el consumo del edificio por mes. Corresponde a la diferencia en KWh entre la energía generada y la energía requerida.

**Costo por bajar energía de la red propia.** El costo de la energía bajada de la red propia es de ₡17,92 de interconexión con el CNFL, según la RIE-059-2015 (ver el anexo 4).

**Cobro por demanda.** Es el costo establecido por la CNFL de la energía que tiene que tener disponible para suplir la demanda del edificio.

**Facturación con paneles.** Corresponde al costo de la facturación eléctrica considerando el cobro por demanda y el cobro por bajar energía de la red propia cuando los paneles solares no generaron toda la energía requerida por mes.

**Facturación sin paneles.** Es el costo de la facturación eléctrica considerando el cobro por demanda y el cobro por bajar energía de la red de la CNFL. Este es el costo normal por la electricidad del edificio sin la instalación de paneles. El desglose de esta información se puede ver en el siguiente cuadro:

Tabla 4.14. Caso 2: Ahorro al producir 100% de la energía

Detalle	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Energía almacenada (mes anterior)	0	7,424	15,869	36,279	47,161	46,440
Energía generada (KWh)	69,884	70,905	82,870	73,342	61,739	55,406
Energía consumida (KWh)	62,460	62,460	62,460	62,460	62,460	62,460
Energía requerida (KWh)	-7,424	-8,445	-20,410	-10,882	721	7,054
Energía a subir a la red propia (KWh)	7,424	8,445	20,410	10,882	-721	-7,054
Bajada de la red propia (KWh)	0	0	0	0	721	7,054
Costo por bajar de propia (KWh x CRC 17.92)	0	0	0	0	12,918	126,401
Cobro por demanda	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845
Facturación con paneles	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,634,763	1,748,246
Facturación sin paneles	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165
Detalle	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Energía almacenada (mes anterior)	39,387	34,416	29,445	21,135	12,505	0
Energía generada (KWh)	57,489	57,489	54,150	53,830	52,893	62,565
Energía consumida (KWh)	62,460	62,460	62,460	62,460	62,460	62,460
Energía requerida (KWh)	4,971	4,971	8,310	8,630	9,567	-105
Energía a subir a la red propia (KWh)	-4,971	-4,971	-8,310	-8,630	-9,567	105
Bajada de la red propia (KWh)	4,971	4,971	8,310	8,630	9,567	0
Costo por bajar de propia (KWh x CRC 17.92)	89,074	89,074	148,920	154,652	171,438	0
Cobro por demanda	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845
Facturación con paneles	1,710,919	1,710,919	1,770,765	1,776,497	1,793,283	1,621,845
Facturación sin paneles	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165
Gasto anual con paneles	20,254,616					
Gasto anual sin paneles	67,753,980					
Ahorro anual	CRC 47,499,364					

Fuente propia

Como se observa en este cuadro, el ahorro anual después de instalar los 1 190 paneles sería de ₡47.499.364. El tipo de cambio del BAC San José del día 3 de julio de 2017 es de ₡566 por cada dólar. Por lo tanto, el ahorro en dólares corresponde a ochenta y tres mil novecientos veintiún dólares:

$$\text{Ahorro en dólares} = \frac{\text{₡}47,499,364}{\text{₡}566} = \$83,921.14$$

### Ahorro. Caso 3: 75% del consumo

Para calcular el ahorro que generarían los 892 paneles se requiere analizar lo siguiente:

**Energía almacenada.** Corresponde a la energía generada por los módulos fotovoltaicos que no fue consumida por el edificio y que es guardada en la red en KWh. Esta se acumula mes a mes hasta el mes de diciembre.

**Energía generada.** Corresponde a la energía generada por los módulos fotovoltaicos producida por mes en KWh.

**Energía consumida.** Corresponde a la energía consumida mensualmente por el edificio en KWh.

**Energía requerida.** Corresponde a la energía que se requiere bajar de la red propia o de la red de la CNFL en KWh para cubrir el consumo mensual del edificio.

**Energía por subir a la red propia.** Corresponde a la energía mensual generada por los módulos fotovoltaicos que no fue consumida en el edificio.

**Bajada de la red CNFL.** Corresponde a la diferencia en KWh entre la energía generada y la energía requerida. En este caso se baja de la red de la CNFL porque no se tiene energía guardada en la red propia, ya que los paneles solares solo generan 75% de la energía requerida.

**Costo por bajar de la red de la CNFL.** Es el costo de la energía bajada de la red de la CNFL es de ₡63,86 según la tarifa de la página de la CNFL al 3 de julio de 2017 (ver el anexo 4).

**Cobro por demanda.** Es el costo establecido por la CNFL de la energía que tiene que tener disponible para suplir la demanda del edificio.

**Facturación con paneles.** Corresponde al costo de la facturación eléctrica considerando el cobro por demanda y el cobro por bajar de la red propia.

**Facturación sin paneles.** Es el costo de la facturación eléctrica considerando el cobro por demanda y el cobro por bajar de la red de la CNFL.

El desglose de esta información se puede ver en el siguiente cuadro:

Tabla 4.15. Caso 3: Ahorro al producir 75% de la energía

Detalle	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Energía almacenada (mes anterior)	0	-10,076	-19,387	-19,730	-27,214	-43,396
Energía generada (KWh)	52,384	53,149	62,117	54,976	46,278	41,532
Energía consumida (KWh)	62,460	62,460	62,460	62,460	62,460	62,460
Energía requerida (KWh)	10,076	9,311	343	7,484	16,182	20,928
Energía a subir a la red propia (KWh)	-10,076	-9,311	-343	-7,484	-16,182	-20,928
Bajada de la red CNFL (KWh)	10,076	9,311	343	7,484	16,182	20,928
Costo por bajar de CNFL (KWh x CRC 63.86)	643,453	594,600	21,904	477,928	1,033,383	1,336,462
Cobro por demanda	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845
Facturación con paneles	2,265,298	2,216,445	1,643,749	2,099,773	2,655,228	2,958,307
Facturación sin paneles	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165

Detalle	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Energía almacenada (mes anterior)	-64,324	-83,691	-103,058	-124,928	-147,038	0
Energía generada (KWh)	43,093	43,093	40,590	40,350	39,648	46,898
Energía consumida (KWh)	62,460	62,460	62,460	62,460	62,460	62,460
Energía requerida (KWh)	19,367	19,367	21,870	22,110	22,812	15,562
Energía a subir a la red propia (KWh)	-19,367	-19,367	-21,870	-22,110	-22,812	-15,562
Bajada de la red CNFL (KWh)	19,367	19,367	21,870	22,110	22,812	15,562
Costo por bajar de CNFL (KWh x CRC 63.86)	1,236,777	1,236,777	1,396,618	1,411,945	1,456,774	993,789
Cobro por demanda	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845
Facturación con paneles	2,858,622	2,858,622	3,018,463	3,033,790	3,078,619	2,615,634
Facturación sin paneles	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165

Gasto anual con paneles (demanda + bajada de red)	31,302,550
Gasto anual sin paneles	67,753,980
Ahorro anual (sin paneles - con paneles)	<b>CRC 36,451,430</b>

Fuente propia

Como se observa en este cuadro, el ahorro anual después de instalar los 892 paneles sería de ₡36.451.430. El tipo de cambio del BAC San José del día 3 de julio de 2017 es de ₡566 por cada dólar. Por lo tanto, el ahorro en dólares corresponde a sesenta y cuatro mil cuatrocientos dos dólares:

$$\text{Ahorro en dólares} = \frac{\text{¢}36,451,430}{\text{¢}566} = \$64,401.82$$

**Ahorro. Caso 4: 49% del consumo**

Para calcular el ahorro que generarían los 583 paneles se requiere analizar lo siguiente:

**Energía almacenada.** Corresponde a la energía generada por los módulos fotovoltaicos que no fue consumida en el edificio y que es guardada en la red en KWh. Esta se acumula mes a mes hasta el mes de diciembre.

**Energía generada.** Corresponde a la energía generada mensualmente por los módulos fotovoltaicos y producida en KWh.

**Energía consumida.** Corresponde a la energía consumida por mes en el edificio en KWh.

**Energía requerida.** Corresponde a la energía que se requiere bajar de la red propia o de la red de la CNFL en KWh para cubrir el consumo mensual del edificio.

**Energía por subir a la red propia.** Corresponde a la energía mensual generada por los módulos fotovoltaicos que no fue consumida en el edificio.

**Bajada de la red de la CNFL.** Corresponde a la diferencia en KWh entre la energía generada y la energía requerida. En este caso se baja de la red de la CNFL porque no se tiene energía guardada en la red propia, ya que los paneles solares solo generan 75% de la energía requerida.

**Costo por bajar de la red de CNFL:** El costo de la energía bajada de la red del CNFL es de ¢63.86 según la tarifa de la página de la CNFL al 3 de julio de 2017 (ver el anexo 4).

**Cobro por demanda.** Es el costo establecido por la CNFL de la energía que tiene que tener disponible para suplir la demanda del edificio.

**Facturación con paneles.** Es el costo de la facturación eléctrica considerando el cobro por demanda y el cobro por bajar energía de la red propia.

**Facturación sin paneles.** Es el costo de la facturación eléctrica considerando el cobro por demanda y el cobro por bajar energía de la red de la CNFL.

El desglose de esta información se puede ver en el siguiente cuadro:

Tabla 4.16. Caso 4: Ahorro al producir 49% de la energía

Detalle	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Energía almacenada (mes anterior)	0	-28,223	-55,945	-77,806	-104,334	-136,547
Energía generada (KWh)	34,237	34,737	40,599	35,931	30,247	27,144
Energía consumida (KWh)	62,460	62,460	62,460	62,460	62,460	62,460
Energía requerida (KWh)	28,223	27,723	21,861	26,529	32,213	35,316
Energía a subir a la red propia (KWh)	-28,223	-27,723	-21,861	-26,529	-32,213	-35,316
Bajada de la red CNFL (KWh)	28,223	27,723	21,861	26,529	32,213	35,316
Costo por bajar de CNFL (KWh x CRC 63.86)	1,802,289	1,770,361	1,396,032	1,694,113	2,057,124	2,255,249
Cobro por demanda	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845
Facturación con paneles	3,424,134	3,392,206	3,017,877	3,315,958	3,678,969	3,877,094
Facturación sin paneles	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165
Detalle	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Energía almacenada (mes anterior)	-171,863	-206,158	-240,453	-276,384	-312,472	0
Energía generada (KWh)	28,165	28,165	26,529	26,372	25,913	30,652
Energía consumida (KWh)	62,460	62,460	62,460	62,460	62,460	62,460
Energía requerida (KWh)	34,295	34,295	35,931	36,088	36,547	31,808
Energía a subir a la red propia (KWh)	-34,295	-34,295	-35,931	-36,088	-36,547	-31,808
Bajada de la red CNFL (KWh)	34,295	34,295	35,931	36,088	36,547	15,562
Costo por bajar de CNFL (KWh x CRC 63.86)	2,190,081	2,190,081	2,294,564	2,304,572	2,333,880	993,789
Cobro por demanda	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845
Facturación con paneles	3,811,926	3,811,926	3,916,409	3,926,417	3,955,725	2,615,634
Facturación sin paneles	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165

Gasto anual con paneles (demanda + bajada de red)	42,744,275
Gasto anual sin paneles	67,753,980
Ahorro anual (sin paneles - con paneles)	<b>CRC 25,009,705</b>

Fuente propia

Como se observa en este cuadro, el ahorro anual después de instalar los 583 paneles sería de ₡25.009.705. El tipo de cambio del BAC San José del día 3 de julio de 2017 es de ₡566 por cada dólar. Por lo tanto, el ahorro en dólares corresponde a:

$$\text{Ahorro en dólares} = \frac{\text{₡}25,009,705}{\text{₡}566} = \$44,186.76$$

### **Ahorro. Caso 5: Aerogeneradores 2,75% del consumo**

Para calcular el ahorro que generarían los 892 paneles se requiere analizar lo siguiente:

**Energía almacenada.** Corresponde a la energía generada por los aerogeneradores que no fue consumida en el edificio y que es guardada en la red en KWh. Esta se acumula mes a mes hasta el mes de diciembre.

**Energía generada.** Corresponde a la energía generada por los aerogeneradores producida por mes en KWh.

**Energía consumida:** Corresponde a la energía consumida por mes en el edificio en KWh.

**Energía requerida.** Corresponde a la energía que se requiere bajar de la red propia o de la red de la CNFL en KWh para cubrir el consumo mensual del edificio.

**Energía a subir a la red propia.** Corresponde a la energía mensual generada por los generadores que no fue consumida en el edificio y que será almacenada en la red propia.

**Bajada de la red CNFL.** Corresponde a la diferencia en KWh entre la energía generada y la energía requerida. En este caso se baja de la red de la CNFL porque no se tiene energía

guardada en la red propia, ya que los aerogeneradores solo generan 2,75% de la energía requerida.

**Costo por bajar energía de la red de la CNFL.** El costo de la energía bajada de la red de la CNFL es de ¢63,86 según la tarifa de la página de la CNFL al 3 de julio de 2017 (ver el anexo 4).

**Cobro por demanda.** Costo establecido por la CNFL de la energía que tiene que tener disponible para suplir la demanda del edificio.

**Facturación con aerogeneradores.** Costo de la facturación eléctrica considerando el cobro por demanda y el cobro por bajar energía de la red propia.

**Facturación sin aerogeneradores.** Costo de la facturación eléctrica considerando el cobro por demanda y el cobro por bajar energía de la red de la CNFL.

El desglose de esta información se puede ver en el siguiente cuadro:

Tabla 4.17 Caso 4: Ahorro al producir 2,75% de la energía

Detalle	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Energía almacenada (mes anterior)	0	-60,743	-121,486	-182,229	-242,972	-303,715
Energía generada (KWh)	1717	1717	1717	1717	1717	1717
Energía consumida (KWh)	62,460	62,460	62,460	62,460	62,460	62,460
Energía requerida (KWh)	60,743	60,743	60,743	60,743	60,743	60,743
Energía a subir a la red propia (KWh)	-60,743	-60,743	-60,743	-60,743	-60,743	-60,743
Bajada de la red CNFL (KWh)	60,743	60,743	60,743	60,743	60,743	60,743
Costo por bajar de CNFL (KWh x CRC 63.80)	3,875,403	3,875,403	3,875,403	3,875,403	3,875,403	3,875,403
Cobro por demanda	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845
Facturación con aerogeneradores	5,497,248	5,497,248	5,497,248	5,497,248	5,497,248	5,497,248
Facturación sin aerogeneradores	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165

Detalle	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Energía almacenada (mes anterior)	-364,458	-425,201	-485,944	-546,687	-607,430	0
Energía generada (KWh)	1717	1717	1717	1717	1717	1717
Energía consumida (KWh)	62,460	62,460	62,460	62,460	62,460	62,460
Energía requerida (KWh)	60,743	60,743	60,743	60,743	60,743	60,743
Energía a subir a la red CNFL (KWh)	-60,743	-60,743	-60,743	-60,743	-60,743	-60,743
Bajada de la red CNFL (KWh)	60,743	60,743	60,743	60,743	60,743	60,743
Costo por bajar de propia (KWh x CRC 63.80)	1,088,515	1,088,515	1,088,515	1,088,515	1,088,515	1,088,515
Cobro por demanda	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845	1,621,845
Facturación con aerogeneradores	2,710,360	2,710,360	2,710,360	2,710,360	2,710,360	2,710,360
Facturación sin aerogeneradores	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165	5,646,165

Gasto anual con aerogeneradores	49,245,648
Gasto anual sin aerogeneradores	67,753,980
Ahorro anual	<b>CRC 18,508,332</b>

Fuente propia

Como se observa en este cuadro, el ahorro anual después de instalar los 28 aerogeneradores es de ₡18.508.332. El tipo de cambio del BAC San José del día 3 de julio de 2017 es de ₡566 por cada dólar. Por lo tanto, el ahorro en dólares corresponde a treinta y dos mil setecientos dólares:

$$\text{Ahorro en dólares} = \frac{\text{₡}18,508,332}{\text{₡}566} = \$32,700$$

El siguiente paso en el análisis financiero es realizar el cálculo del valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR).

### **Cálculo del VAN y la TIR**

El VAN es un método que se utiliza para la valoración de distintas opciones de inversión. Este método consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión y calcular su diferencia. El VAN va a expresar una medida de la rentabilidad del proyecto.

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

Donde:

- $F_t$  son los flujos de dinero en cada periodo t.
- $I_0$  es la inversión realiza en el momento inicial (t = 0)
- n es el número de periodos determinados
- k es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión.

Para hacer el cálculo de valor actual neto se utilizará una tasa de descuento (k) de 6%. Este porcentaje corresponde al costo de un crédito en dólares con el BAC San José para paneles solares a 7 años plazo. Este dato fue provisto por el banco el día 3 de julio de 2017.

Por otra parte, los flujos de dinero de cada periodo están dados por la diferencia entre el gasto anual sin paneles y el gasto anual con paneles.

En este caso se estima el VAN para 20 años considerando la garantía provista por el fabricante de los paneles.

- El VAN sirve para generar dos tipos de decisiones: en primer lugar, ver si las inversiones son efectuales y, en segundo lugar, ver cuál inversión es mejor que otra en términos absolutos. Los criterios de decisión van a ser los siguientes:
- $VAN > 0$ : el valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- $VAN = 0$ : el proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, por lo que en principio su realización es indiferente.
- $VAN < 0$ : el proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

Para el cálculo de la tasa interna de retorno (TIR) se utiliza la fórmula siguiente:

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

Donde:

- $F_t$  son los flujos de dinero en cada periodo  $t$ .
- $I_0$  es la inversión realiza en el momento inicial ( $t = 0$ )
- $n$  es el número de periodos determinados
- TIR es la tasa interna de retorno.

El criterio de selección será el siguiente, en que “ $k$ ” es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VAN:

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

La TIR es muy útil para evaluar proyectos de inversión ya que indica su rentabilidad.

***Caso 1: 137% del consumo***

En el caso 1 se considera la instalación de 1 630 paneles solares para generar 137% de la energía eléctrica consumida en el edificio.

En la tabla 4.18 se muestra la diferencia de flujos de efectivo sin paneles solares y con paneles solares. Se calculó 5% de incremento por facturación eléctrica para cada periodo. Además, se consideró el costo por mantenimiento para calcular el flujo con paneles solares.

Tabla 4.18 Flujos de efectivo proyectado. Caso 1

<b>Año</b>	<b>Flujo sin paneles</b>	<b>Flujo con paneles</b>	<b>Ahorro anual</b>
1	\$119,707	\$58,385	\$61,321
2	\$125,692	\$60,105	\$65,587
4	\$131,977	\$55,910	\$76,067
3	\$138,575	\$57,805	\$80,770
5	\$145,504	\$59,796	\$85,709
6	\$152,779	\$61,885	\$90,894
7	\$160,418	\$64,080	\$96,339
8	\$168,439	\$66,384	\$102,056
9	\$176,861	\$68,803	\$108,058
10	\$185,704	\$71,343	\$114,361
11	\$194,990	\$74,010	\$120,979
12	\$204,739	\$76,811	\$127,928
13	\$214,976	\$79,751	\$135,225
14	\$225,725	\$82,839	\$142,886
15	\$237,011	\$86,081	\$150,930

16	\$248,862	\$89,485	\$159,377
17	\$261,305	\$93,059	\$168,246
18	\$274,370	\$96,812	\$177,558
19	\$288,088	\$100,753	\$187,336
20	\$302,493	\$104,890	\$197,603

Fuente propia

En la tabla 4.18 se puede ver el ahorro anual a raíz de la generación de energía de los paneles solares. Este ahorro de energía se utiliza en el siguiente cuadro y corresponde a la diferencia de flujos por año.

Tabla 4.19 Valor actual neto (VAN). Caso 1

Año	Diferencia de flujos	de Valor presente	Valor acumulado
0	-\$1,200,899	-\$1,200,899	-\$1,200,899
1	\$61,321	\$57,850	-\$1,143,049
2	\$65,587	\$58,372	-\$1,084,676
4	\$76,067	\$63,867	-\$1,020,809
3	\$80,770	\$63,977	-\$956,832
5	\$85,709	\$64,046	-\$892,785
6	\$90,894	\$64,077	-\$828,708
7	\$96,339	\$64,071	-\$764,638
8	\$102,056	\$64,031	-\$700,607
9	\$108,058	\$63,960	-\$636,647
10	\$114,361	\$63,859	-\$572,789
11	\$120,979	\$63,730	-\$509,058
12	\$127,928	\$63,576	-\$445,482
13	\$135,225	\$63,399	-\$382,083

14	\$142,886	\$63,199	-\$318,884
15	\$150,930	\$62,978	-\$255,906
16	\$159,377	\$62,738	-\$193,168
17	\$168,246	\$62,480	-\$130,688
18	\$177,558	\$62,206	-\$68,482
19	\$187,336	\$61,917	-\$6,565
20	\$197,603	\$61,613	\$55,049

Fuente propia

Para el cálculo del VAN se utilizó una tasa de descuento de 6%. Este dato se tomó de la tasa de interés que se obtendría al obtener un préstamo del BAC San José para la instalación de los módulos fotovoltaicos.

Como se observa en esta tabla, la inversión se recuperaría durante el año 20. El valor actual neto del proyecto corresponde a \$55.049.

Para el cálculo de la TIR se utiliza la herramienta Microsoft Excel © debido a la complejidad del cálculo. El resultado es el siguiente: TIR= 6.46%

Para el caso 1, en que se instalarían 1 630 paneles solares para cubrir 137% del consumo eléctrico del edificio, se realiza el siguiente análisis financiero:

$$\text{VAN} = \$55,049$$

$$\text{TIR} = 6.46\%$$

En el siguiente gráfico se puede ver el retorno de la inversión correspondiente a este caso:

Figura 4.15 Retorno de la inversión del caso 1



Fuente propia

**Caso 2: 100% del consumo**

En el caso 2 se considera la instalación de 1 190 paneles solares para generar 100% de la energía eléctrica consumida en el edificio.

En la tabla 4.20 se muestra la diferencia de flujos de efectivo sin paneles solares y con ellos. Se calculó 5% de incremento por facturación eléctrica para cada periodo. Además, se consideró el costo por mantenimiento para calcular el flujo con paneles solares.

Tabla 4.20 Flujos de efectivo proyectado. Caso 2

Año	Flujo sin paneles	Flujo con paneles	Ahorro anual
1	\$119,707	\$59,786	\$59,921
2	\$125,692	\$61,575	\$64,117
4	\$131,977	\$57,454	\$74,523
3	\$138,575	\$59,426	\$79,149
5	\$145,504	\$61,498	\$84,007
6	\$152,779	\$63,672	\$89,107
7	\$160,418	\$65,956	\$94,462
8	\$168,439	\$68,354	\$100,085

9	\$176,861	\$70,872	\$105,990
10	\$185,704	\$73,515	\$112,189
11	\$194,990	\$76,291	\$118,699
12	\$204,739	\$79,205	\$125,534
13	\$214,976	\$82,266	\$132,710
14	\$225,725	\$85,479	\$140,246
15	\$237,011	\$88,853	\$148,158
16	\$248,862	\$92,396	\$156,466
17	\$261,305	\$96,115	\$165,189
18	\$274,370	\$100,021	\$174,349
19	\$288,088	\$104,122	\$183,966
20	\$302,493	\$108,428	\$194,065

Fuente propia

En la tabla 4.20 se puede ver el ahorro anual a raíz de la generación de energía de los paneles solares. Este ahorro de energía se utiliza en el siguiente cuadro y corresponde a la diferencia de flujos por año.

Tabla 4.21 Valor actual neto (VAN). Caso 2

Año	Diferencia de flujos	Valor presente	Valor acumulado
0	-\$876,988	-\$876,988	-\$876,988
1	\$59,921	\$56,529	-\$820,459
2	\$64,117	\$57,064	-\$763,395
4	\$74,523	\$62,571	-\$700,824
3	\$79,149	\$62,694	-\$638,130
5	\$84,007	\$62,775	-\$575,356
6	\$89,107	\$62,817	-\$512,539
7	\$94,462	\$62,823	-\$449,716
8	\$100,085	\$62,795	-\$386,921
9	\$105,990	\$62,735	-\$324,186
10	\$112,189	\$62,646	-\$261,540
11	\$118,699	\$62,529	-\$199,011
12	\$125,534	\$62,386	-\$136,625
13	\$132,710	\$62,220	-\$74,405
14	\$140,246	\$62,031	-\$12,374
15	\$148,158	\$61,821	\$49,447
16	\$156,466	\$61,592	\$111,039

17	\$165,189	\$61,345	\$172,385
18	\$174,349	\$61,082	\$233,467
19	\$183,966	\$60,803	\$294,270
20	\$194,065	\$60,510	\$354,780

Fuente propia

Para el cálculo del VAN se utilizó una tasa de descuento de 6%. Este dato se tomó de la tasa de interés que se obtendría al realizar un préstamo con el BAC San José para la instalación de los módulos fotovoltaicos.

Como se observa en esta tabla, la inversión se recuperaría en el año 15. El valor actual neto del proyecto corresponde a \$354.780.

Para el cálculo de la TIR se utiliza la herramienta Microsoft Excel © debido a la complejidad del cálculo. El resultado es el siguiente: TIR= 10%

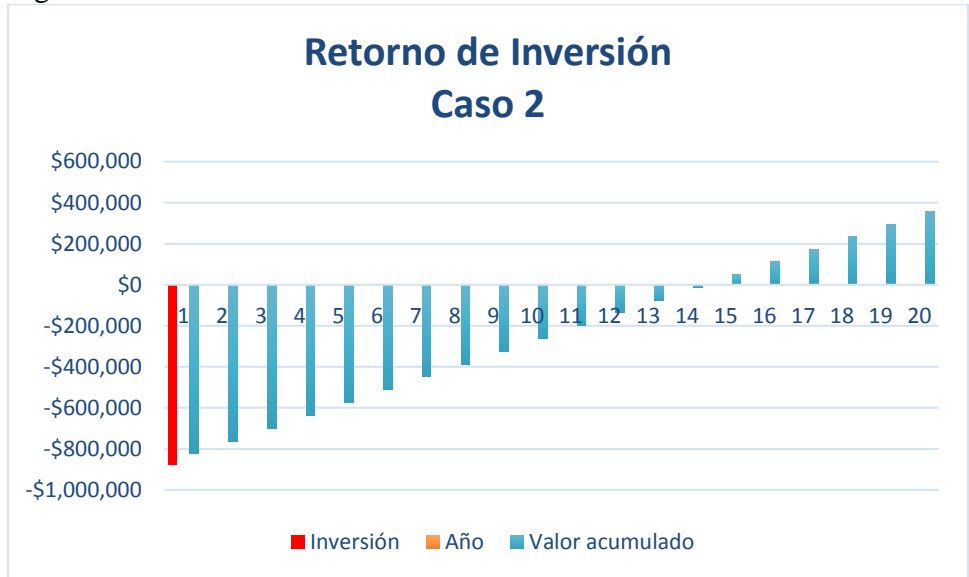
Para el caso 2 en que se instalarían 1 190 paneles solares para cubrir 100% del consumo eléctrico del edificio se efectúa el siguiente análisis financiero:

$$\text{VAN} = \$354,780$$

$$\text{TIR} = 10\%$$

En el siguiente gráfico se puede ver el retorno de la inversión correspondiente a este caso:

Figura 4.16: Retorno de la inversión del caso 2



Fuente propia

**Caso 3: 75% del consumo**

En el caso 3 se considera la instalación de 892 paneles solares para generar 75% de la energía eléctrica consumida en el edificio.

En el siguiente cuadro se muestra la diferencia de flujos de efectivo sin paneles solares y con ellos. Se calculó 5% de incremento por facturación eléctrica para cada periodo. Además, se consideró el costo por mantenimiento para calcular el flujo con paneles solares.

Tabla 4.22 Flujos de efectivo proyectado. Caso 3

Año	Flujo sin paneles	Flujo con paneles	Ahorro anual
1	\$119,707	\$79,305	\$40,402
2	\$125,692	\$82,070	\$43,622
4	\$131,977	\$78,974	\$53,003
3	\$138,575	\$82,022	\$56,553

5	\$145,504	\$85,223	\$60,281
6	\$152,779	\$88,585	\$64,195
7	\$160,418	\$92,114	\$68,305
8	\$168,439	\$95,819	\$72,620
9	\$176,861	\$99,710	\$77,151
10	\$185,704	\$103,796	\$81,908
11	\$194,990	\$108,086	\$86,904
12	\$204,739	\$112,590	\$92,149
13	\$214,976	\$117,320	\$97,656
14	\$225,725	\$122,286	\$103,439
15	\$237,011	\$127,500	\$109,511
16	\$248,862	\$132,975	\$115,887
17	\$261,305	\$138,724	\$122,581
18	\$274,370	\$144,760	\$129,610
19	\$288,088	\$151,098	\$136,991
20	\$302,493	\$157,753	\$144,740

Fuente propia

En la tabla 4.22 se puede ver el ahorro anual a raíz de la generación de energía de los paneles solares. Este ahorro de energía se utiliza en el siguiente cuadro y corresponde a la diferencia de flujos por año.

Tabla 4.23 Valor actual neto (VAN). Caso 3

Año	Diferencia de flujos	Valor presente	Valor acumulado
0	-\$657,613	-\$657,613	-\$657,613
1	\$860,861	\$38,115	-\$619,498
2	\$847,419	\$38,823	-\$580,674
4	\$837,851	\$44,502	-\$536,172
3	\$831,710	\$44,795	-\$491,377

5	\$829,216	\$45,045	-\$446,331
6	\$830,594	\$45,255	-\$401,077
7	\$836,076	\$45,426	-\$355,650
8	\$845,901	\$45,563	-\$310,088
9	\$860,317	\$45,665	-\$264,422
10	\$879,579	\$45,737	-\$218,685
11	\$903,954	\$45,780	-\$172,905
12	\$933,717	\$45,795	-\$127,110
13	\$969,153	\$45,785	-\$81,325
14	\$1,010,562	\$45,751	-\$35,573
15	\$1,058,252	\$45,695	\$10,122
16	\$1,112,546	\$45,618	\$55,740
17	\$1,173,782	\$45,522	\$101,262
18	\$1,242,310	\$45,408	\$146,671
19	\$1,318,497	\$45,277	\$191,948
20	\$1,402,727	\$45,131	\$237,078

Fuente propia

Para el cálculo del VAN se utilizó una tasa de descuento de 6%. Este dato se tomó de la tasa de interés que se obtendría al realizar un préstamo con el BAC San José para la instalación de los módulos fotovoltaicos.

Como se observa en esta tabla, la inversión se recuperaría en el año 15. El valor actual neto del proyecto corresponde a \$237.078.

Para el cálculo de la TIR se utiliza la herramienta Microsoft Excel © debido a la complejidad del cálculo. El resultado es el siguiente: TIR= 9%

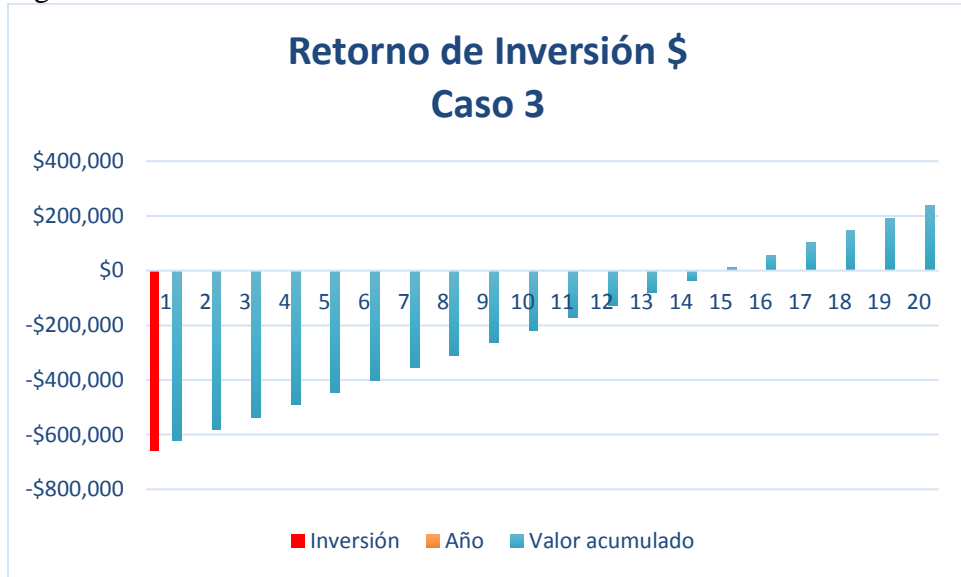
Para el caso 3 en que se instalarían 892 paneles solares para cubrir 75% del consumo eléctrico del edificio se realiza el siguiente análisis financiero:

$$\text{VAN} = \$237,078$$

$$\text{TIR} = 9\%$$

En el siguiente gráfico se puede ver el retorno de la inversión correspondiente a este caso:

Figura 4.17: Retorno de la inversión del caso 3



Fuente propia

**Caso 4: 49% del consumo**

En el caso 4 se considera la instalación de 583 paneles solares para generar 49% de la energía eléctrica consumida en el edificio.

En el siguiente cuadro se muestra la diferencia de flujos de efectivo sin paneles solares y con ellos. Se calculó 5% de incremento por facturación eléctrica para cada periodo. También se consideró el costo por mantenimiento para calcular el flujo con paneles solares.

Tabla 4.24 Flujos de efectivo proyectado. Caso 4

Año	Flujo sin paneles	Flujo con paneles	Ahorro anual
1	\$119,707	\$79,305	\$40,402
2	\$125,692	\$82,070	\$43,622
4	\$131,977	\$78,974	\$53,003

3	\$138,575	\$82,022	\$56,553
5	\$145,504	\$85,223	\$60,281
6	\$152,779	\$88,585	\$64,195
7	\$160,418	\$92,114	\$68,305
8	\$168,439	\$95,819	\$72,620
9	\$176,861	\$99,710	\$77,151
10	\$185,704	\$103,796	\$81,908
11	\$194,990	\$108,086	\$86,904
12	\$204,739	\$112,590	\$92,149
13	\$214,976	\$117,320	\$97,656
14	\$225,725	\$122,286	\$103,439
15	\$237,011	\$127,500	\$109,511
16	\$248,862	\$132,975	\$115,887
17	\$261,305	\$138,724	\$122,581
18	\$274,370	\$144,760	\$129,610
19	\$288,088	\$151,098	\$136,991
20	\$302,493	\$157,753	\$144,740

Fuente propia

En la tabla 4.24 se puede ver el ahorro anual a raíz de la generación de energía de los paneles solares. Este ahorro de energía se utiliza en el siguiente cuadro y corresponde a la diferencia de flujos por año.

Tabla 4.25 Valor actual neto (VAN). Caso 4

Año	Diferencia de flujos	de Valor presente	Valor acumulado
0	-\$430,139	-\$430,139	-\$430,139
1	\$40,402	\$38,115	-\$392,024
2	\$43,622	\$38,823	-\$353,201
4	\$53,003	\$44,502	-\$308,698
3	\$56,553	\$44,795	-\$263,903
5	\$60,281	\$45,045	-\$218,858
6	\$64,195	\$45,255	-\$173,603
7	\$68,305	\$45,426	-\$128,176
8	\$72,620	\$45,563	-\$82,614
9	\$77,151	\$45,665	-\$36,948
10	\$81,908	\$45,737	\$8,789

11	\$86,904	\$45,780	\$54,569
12	\$92,149	\$45,795	\$100,364
13	\$97,656	\$45,785	\$146,149
14	\$103,439	\$45,751	\$191,900
15	\$109,511	\$45,695	\$237,596
16	\$115,887	\$45,618	\$283,214
17	\$122,581	\$45,522	\$328,736
18	\$129,610	\$45,408	\$374,144
19	\$136,991	\$45,277	\$419,421
20	\$144,740	\$45,131	\$464,552

Fuente propia

Para el cálculo del VAN se utilizó una tasa de descuento de 6%. Este dato se tomó de la tasa de interés que se obtendría al obtener un préstamo del BAC San José para la instalación de los módulos fotovoltaicos.

Como se observa en esta tabla, la inversión se recuperaría en el año 10. El valor actual neto del proyecto corresponde a \$464.552.

Para el cálculo de la TIR se utiliza la herramienta Microsoft Excel © debido a la complejidad del cálculo. El resultado es el siguiente: TIR= 15%

Para el caso 4 en que se instalarían 583 paneles solares para cubrir 49% del consumo eléctrico del edificio se realiza el siguiente análisis financiero:

$$\text{VAN} = \$464,552$$

$$\text{TIR} = 15\%$$

En el siguiente gráfico se puede ver el retorno de la inversión correspondiente a este caso:

Figura 4.18: Retorno de la inversión del caso 4



Fuente propia

**Caso 5: Aerogeneradores 2,75% del consumo**

En el caso 5 se considera la instalación de 28 aerogeneradores para generar 2,75% de la energía eléctrica consumida en el edificio.

En el siguiente cuadro se muestra la diferencia de flujos de efectivo sin aerogeneradores y con aerogeneradores. Se calculó 5% de incremento por facturación eléctrica para cada periodo. Además, se consideró el costo por mantenimiento para calcular el flujo con paneles solares.

Tabla 4.26 Flujos de efectivo proyectado. Caso 5

Año	Flujo sin aerogeneradores	Flujo con aerogeneradores	Ahorro anual
1	\$119,707	\$111,006	\$8,701
2	\$125,692	\$115,356	\$10,336
4	\$131,977	\$113,924	\$18,052
3	\$138,575	\$118,720	\$19,855
5	\$145,504	\$123,756	\$21,748
6	\$152,779	\$129,044	\$23,735

7	\$160,418	\$134,596	\$25,822
8	\$168,439	\$140,426	\$28,013
9	\$176,861	\$146,547	\$30,314
10	\$185,704	\$152,975	\$32,729
11	\$194,990	\$159,724	\$35,266
12	\$204,739	\$166,810	\$37,929
13	\$214,976	\$174,250	\$40,726
14	\$225,725	\$182,063	\$43,662
15	\$237,011	\$190,266	\$46,745
16	\$248,862	\$198,879	\$49,982
17	\$261,305	\$207,923	\$53,381
18	\$274,370	\$217,419	\$56,951
19	\$288,088	\$227,390	\$60,698
20	\$302,493	\$237,860	\$64,633

Fuente propia

En la tabla 4.26 se puede ver el ahorro anual a raíz de la generación de energía de los aerogeneradores. Este ahorro de energía se utiliza en el siguiente cuadro y corresponde a la diferencia de flujos por año.

Tabla 4.27 Valor actual neto (VAN). Caso 5

Año	Diferencia de flujos	Valor presente	Valor acumulado
0	-\$492,637	-\$492,637	-\$492,637
1	\$8,701	\$8,208	-\$484,429
2	\$10,336	\$9,199	-\$475,230
4	\$18,052	\$15,157	-\$460,073
3	\$19,855	\$15,727	-\$444,346
5	\$21,748	\$16,251	-\$428,094
6	\$23,735	\$16,732	-\$411,362
7	\$25,822	\$17,173	-\$394,189
8	\$28,013	\$17,576	-\$376,613
9	\$30,314	\$17,943	-\$358,670
10	\$32,729	\$18,276	-\$340,394
11	\$35,266	\$18,578	-\$321,817
12	\$37,929	\$18,850	-\$302,967
13	\$40,726	\$19,094	-\$283,873
14	\$43,662	\$19,312	-\$264,562

15	\$46,745	\$19,505	-\$245,056
16	\$49,982	\$19,675	-\$225,381
17	\$53,381	\$19,824	-\$205,557
18	\$56,951	\$19,952	-\$185,605
19	\$60,698	\$20,062	-\$165,543
20	\$64,633	\$20,153	-\$145,390

Fuente propia

Para el cálculo del VAN se utilizó una tasa de descuento de 6%. Este dato se tomó de la tasa de interés que se obtendría al obtener un préstamo del BAC San José para la instalación de energías renovables.

Como se observa en esta tabla, la inversión no se recuperaría en un periodo de 20 años. El valor actual neto del proyecto corresponde a -\$145.390.

Para el cálculo de la TIR se utiliza la herramienta Microsoft Excel © debido a la complejidad del cálculo. El resultado es el siguiente: TIR= 3%

Para el caso 5 en que se instalarían 28 aerogeneradores para cubrir 2,75% del consumo eléctrico del edificio se efectúa el siguiente análisis financiero:

$$\text{VAN} = -\$145,390$$

$$\text{TIR} = 3\%$$

En el siguiente gráfico se puede ver el retorno de la inversión correspondiente a este caso:

Figura 4.19 Retorno de inversión del caso 5



Fuente propia

#### 4.17 Análisis de resultados

##### Diseño del sistema fotovoltaico del edificio

##### *Generación de energía*

El diseño del sistema fotovoltaico propuesto es del tipo conectado a la red. Por ello el sistema se interconecta con la red eléctrica de la CNFL, ya sea para guardar el excedente producido por los sistemas solares o eólicos o para bajar la energía necesaria para cubrir el consumo en el edificio cuando no se generó la suficiente.

A continuación se analizan los resultados obtenidos.

Según la información climatológica de Lagunilla de Heredia, presentada en la sección 4.2, se determina que se cuenta con suficiente radiación solar para generar energía eléctrica

por medio de paneles solares, con el fin de suplir la demanda del edificio. El valor promedio de radiación solar diaria es de 5,42 KWh por metro cuadrado.

En cuanto al consumo eléctrico en el edificio, tal y como se ve en la tabla 4.1, el análisis realizado de las facturas de la CNFL determina que se requieren 749.520 KWh anuales. Esta sería la energía por generar mediante paneles solares para cubrir 100% del consumo eléctrico del edificio.

En cuanto a la instalación de los paneles solares, para mayor rendimiento se requiere que todos los paneles estén viendo estrictamente hacia el sur y con un ángulo de inclinación de 20°, según lo establecido en la sección 4.11.

En cuanto a la generación de energía por módulos fotovoltaicos, se diseña utilizando módulos de la marca Canadian Solar, modelo Maxpower CS6X-320P, los cuales generan una potencia pico de 320 W. Según se estableció en la sección 4.12, a fin de generar la potencia necesaria para cubrir el consumo de cada mes se requieren 1 630 módulos. Este cálculo se realizó con el mes de menor radiación solar diaria, que corresponde al mes de octubre. Estos módulos generarían 137% de la energía anual requerida en el edificio. Además, se consideró la producción mensual de los paneles a raíz de la radiación solar mensual de la zona, como fue establecido en la sección 4.12.

En cuanto a la cogeneración de energía en relación con lo establecido por la POASEN, la instalación de estos 1 630 paneles solares generaría un excedente de 37% de la energía requerida en el edificio. La generación de este excedente está dentro de lo estipulado en el artículo 34 del reglamento de generación distribuida para autoconsumo con fuentes

renovables, en que se estipula que el productor-consumidor podrá almacenar en la red de distribución la energía no consumida, y que tendrá derecho a retirar hasta un máximo de 49% de la energía total generada, para utilizarla en el mes o meses siguientes en un periodo anual.

De la misma forma, en la sección 4.12 se determina la cantidad de módulos fotovoltaicos para generar la energía necesaria para cubrir el consumo eléctrico en el edificio. Con el fin de comparar diferentes situaciones de generación de energía y entender el impacto financiero de cada escenario, se calcularon cuatro casos para el sistema fotovoltaico.

El caso 1 corresponde a la instalación de 1 630 módulos que generarían 137% del consumo eléctrico del edificio. El caso 2 corresponde a la instalación de 1 190 módulos que generarían 100% del consumo eléctrico en el edificio. El caso 3 corresponde a la instalación de 892 módulos que generarían 75% de ese consumo. El caso 4 corresponde a la instalación de 583 módulos que generarían 49% de ese consumo. En la tabla 4.28 se puede ver la relación de paneles instalados y la generación de energía eléctrica.

Tabla 4.28 Comparación de energía generada de los paneles instalados

CASO	Número de unidades	Potencia generada (KWh)	Porcentaje del Consumo
Caso 1	1630 paneles	1,030,822	137%
Caso 2	1190 paneles	752,564	100%
Caso 3	892 paneles	564,107	75%
Caso 4	583 paneles	368,693	49%

Fuente propia

En cuanto al arreglo de los módulos fotovoltaicos, este arreglo se estableció según la capacidad del inversor FRONIUS IG Plus V 12.0-3, cuya potencia máxima es de 12.000W,

500 V y 27,4 A. Como fue establecido en la sección 4.7, para cumplir con la corriente y el voltaje de dicho inversor se requieren 13 filas de tres módulos cada una. Las filas de módulos están dadas por la relación del voltaje del inversor y por el voltaje del módulo por instalar. Por otra parte, el número de columnas está dado por la relación entre la corriente del inversor y la corriente del módulo. El arreglo de filas y columnas de los módulos fotovoltaicos por cada inversor se puede observar en la figura 4.7.

En cuanto a la zona de instalación de los paneles solares, se consideró que el área requerida para instalarlos es de  $3068m^2$ , por lo cual se determina que se techará el parqueo con el fin de instalar los módulos fotovoltaicos en esta área. La instalación se vería como se muestra en la figura 4.20.

Figura 4.20: Instalación de módulos fotovoltaicos en el parqueo



Fuente: SmartGrid Costa Rica

### *Análisis financiero*

En cuanto al análisis financiero de los módulos fotovoltaicos se consideraron los cuatro casos anteriormente mencionados. Como fue establecido en la sección 4.16, el caso 1 corresponde a la instalación de 1 630 paneles, para lo cual se requiere una inversión inicial de \$1.200.899. Se determina un plazo de 20 años, considerando que la garantía de los módulos fotovoltaicos es de 25 años, y una tasa de descuento de 6%, la cual corresponde a la tasa de interés establecida por el BAC San José para financiar un proyecto de energías renovables en Costa Rica. Se determina que la inversión se recuperaría en el año 20. El valor actual neto (VAN) es igual a \$55.056 y la tasa interna de retorno (TIR) es de 6.46%. Como se estableció en el marco teórico, en la sección de matemática financiera, si el VAN es positivo se considera que la inversión es rentable para el plazo establecido. Sin embargo, analizando más a fondo los resultados se puede ver que la TIR es de 6.46%, equivalente a la tasa de interés dada por el BAC San José. De esta forma se determina no hay ganancia ni pérdida al invertir en este proyecto bajo las condiciones establecidas. Por consiguiente, este caso no es el más favorable en términos de retorno de la inversión, en comparación con los otros casos estudiados.

Como fue establecido en la sección 4.16, el caso 2 corresponde a la instalación de 1 190 paneles, para lo cual se requiere una inversión inicial de \$876.988. Al igual que se determinó para el caso anterior, se escoge un plazo de 20 años y una tasa de descuento de 6%. Se calcula que la inversión se recuperaría en 15 años. El valor actual neto (VAN) es igual a \$354.780 y la tasa interna de retorno (TIR) es de 10%. Como se estableció en el marco teórico, en la sección de matemática financiera, si el VAN es positivo y la TIR es mayor que la tasa de descuento se considera que el proyecto es viable en términos de retorno de la inversión.

En relación con el caso 3, como fue establecido en la sección 4.16, este corresponde a la instalación de 892 paneles, para lo cual se requiere una inversión inicial de \$657.613. Al igual que se determinó para los casos anteriores, se escoge un plazo de 20 años y una tasa de descuento de 6%. Se calcula que la inversión se recuperaría en 15 años. El valor actual neto (VAN) es igual a \$237.078 y la tasa interna de retorno (TIR) es de 9%. Como se estableció en el marco teórico, en la sección de matemática financiera, si el VAN es positivo y la TIR es mayor que la tasa de descuento se considera que el proyecto es viable en términos de retorno de la inversión.

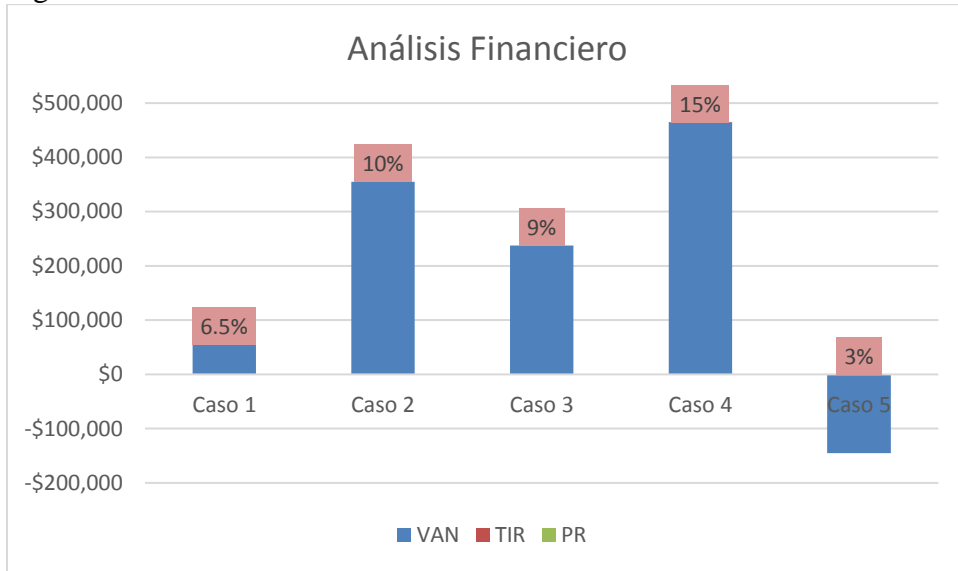
Por último, para el análisis financiero de los sistemas fotovoltaicos se consideró el caso 4, el cual corresponde a la instalación de 583 paneles. La inversión inicial para este escenario es igual a \$430.139. Al igual que se determinó para los casos anteriores, se escoge un plazo de 20 años y una tasa de descuento de 6%. Se calcula que la inversión se recuperaría en 10 años. El valor actual neto (VAN) es igual a \$464.552 y la tasa interna de retorno (TIR) es de 15%. Como se puede ver en la tabla 4.29 y en la figura 4.21, el caso más favorable para la instalación de módulos fotovoltaicos es el 4.

Tabla 4.29 Comparación de análisis financiero

CASO	VAN	TIR	PR
Caso 1	\$55,049	6.46%	20 años
Caso 2	\$354,780	10%	15 años
Caso 3	\$237,078	9%	15 años
Caso 4	\$464,552	15%	10 años
Caso 5	-\$145,390	3%	60 años

Fuente: Propia

Figura 4.21 Gráfico del análisis financiero



Fuente propia.

## Diseño del sistema eólico para el edificio

### *Generación de energía*

El diseño del sistema eólico es del tipo conectado a la red. Por ello el sistema se interconecta con la red eléctrica del CNFL, ya sea para guardar el excedente producido por los sistemas solares o eólicos y para bajar la energía necesaria para cubrir el consumo del edificio cuando no se generó la suficiente.

A continuación se analizan los resultados obtenidos en el desarrollo.

En cuanto a la información climatológica presentada en la sección 4.2, se determina que Lagunilla de Heredia no cuenta con la velocidad del viento idónea para generar suficiente energía por medio de la instalación de aerogeneradores. Según la página de la NASA, se tiene una velocidad promedio de 4m/s en esta zona. En comparación con la velocidad del viento en

la zona de Cartago, en donde está instalado el parque eólico Los Santos, se tienen velocidades del viento de 10 m/s, en promedio.

En cuanto al consumo eléctrico del edificio, como se determinó en la sección 4.1, se requieren 749.520 KWh anuales. Esta sería la energía por generar mediante aerogeneradores para cubrir 100% del consumo eléctrico en el edificio.

Como se estableció en la sección 4.13, se determina el uso de aerogeneradores verticales con base en las características del edificio y según la zona en la que se ubica. El edificio se dedica a la actividad de *call center* y está ubicado en una zona urbana, por lo que se requieren características específicas, como bajo ruido y respetuoso con la fauna. Entre los problemas que presentan las turbinas horizontales se puede mencionar el ruido que producen las aves al chocar con los álabes, que ocasionan mayor necesidad de mantenimiento y muerte de las aves. Por otro lado, los aerogeneradores de eje vertical Kliux utilizados para los cálculos tienen las siguientes ventajas:

- No necesitan sistema de arranque, lo que abarata el costo del producto y de instalación.
- El mantenimiento es mínimo ya que no requiere de monitoreo constante o mantenimiento correctivo debido al choque de las aves.
- Ausencia del ruido. En términos de decibeles, se determinó -por parte del fabricante- que a una distancia de 50 metros del rotor y a una velocidad promedio de 5 m/s, se tienen 15.9 dB. Esto es idóneo en comparación con los decibeles producidos por una conversación entre dos personas, que se estima en 50 dB.

Como se estableció en la sección 4.13, la generación de energía de un aerogenerador de eje vertical Kliux Geo 1800, con la velocidad promedio de la zona de 4 m/s, genera 746 KWh anuales. Según se estableció en la sección 4.14, los aerogeneradores Kliux deben tener

una separación entre ellos de 16 metros en todas las direcciones, utilizando el espacio máximo disponible, el cual incluye el área del techo y el área del parqueo en que se podría instalar un máximo de 28 aerogeneradores verticales Kliux. Es importante recalcar que a más altura se obtiene mayor velocidad del viento y por ende más generación de energía por medio de los aerogeneradores; sin embargo, únicamente se pueden instalar un máximo de 8 generadores en el techo debido a la limitación del área disponible.

Como es determinó en la sección 4.15, el conjunto de 28 aerogeneradores produciría un máximo de 20,608 *KWh* anuales, lo cual corresponde a 2,5% de la energía anual requerida para cubrir la demanda del edificio.

Con el fin de comparar la generación de energía solar con la eólica, se determina que el caso 5 analizado en este proyecto corresponde a la instalación de 28 aerogeneradores verticales. En la tabla 4.30 se observa una comparación en términos de generación de energía de los cinco casos planteados en este proyecto.

Tabla 4.30 Comparación de las generaciones de energía eólica y solar

CASO	Número de unidades	Potencia generada (KWh)	Porcentaje del Consumo
Caso 1	1630 paneles	1,030,822	137%
Caso 2	1190 paneles	752,564	100%
Caso 3	892 paneles	564,107	75%
Caso 4	583 paneles	368,693	49%
Caso 5	28 aerogeneradores	20,608	2.75%

Fuente propia

### *Análisis financiero*

En cuanto a la rentabilidad de la instalación de aerogeneradores verticales Kliux, se determina que el caso 5 corresponde a la instalación de 28 aerogeneradores. Como se estableció en la sección 4.16, esta instalación requiere una inversión inicial de \$492,637. Se determina un plazo de 20 años, considerando que la garantía de los aerogeneradores Kliux es de 25 años, y una tasa de descuento de 6%, la cual corresponde a la tasa de interés establecida por el BAC San José para financiar un proyecto de energías renovables en Costa Rica. Se determina que la inversión no se recuperaría en el plazo establecido. El valor actual neto (VAN) es igual a -\$145,350 y la tasa interna de retorno (TIR) es de 3%. Según el cálculo del periodo de retorno, se estima que la inversión para el sistema eólico tardaría 60 años. Como se estableció en el marco teórico, en la sección de matemática financiera, si el VAN es negativo y la TIR es menor a la tasa de descuento, se considera que la inversión no es rentable para el plazo establecido. De esta forma se determina que habría pérdidas al invertir en este proyecto. Por consiguiente, el caso 5 se desestima. Como se muestra en la tabla 4.31, los proyectos de generación de energía eléctrica por medio de módulos fotovoltaicos tienen mejores condiciones financieras.

Tabla 4.31 Análisis financiero para los casos planteados

<b>CASO</b>	<b>VAN</b>	<b>TIR</b>	<b>PR</b>
Caso 1	\$55,049	6.46%	20 años
Caso 2	\$354,780	10%	15 años
Caso 3	\$237,078	9%	15 años
Caso 4	\$464,552	15%	10 años
Caso 5	-\$145,390	3%	60 años

## CONCLUSIONES

1. Como se observa en el capítulo 1, la ocupación del edificio es de 95% y es utilizado las 24 horas del día, por tanto la variación de consumo energético mensual es mínima y considerando el consumo eléctrico de Abril y Mayo de 2017 (ver detalles en anexo 3), se determina que el consumo energético anual del edificio es de 749.520 KWh. Por lo tanto a lo largo de este trabajo se buscó soluciones de energía renovable que sustenten dicho consumo energético. Estas soluciones se pueden apreciar en los apartados 4.12 para módulos fotovoltaicos y 4.13 para aerogeneradores.
2. De acuerdo con la información climatológica provista en la tabla 4.2, cuya fuente es la NASA, la radiación solar de la zona de Lagunilla de Heredia es de 5.2 hora solar pico en promedio. Considerando la potencia entregada por cada panel solar que es de 320 Watts pico según la sección 4.4, se concluye que la radiación solar en la zona es idónea para la generación de energía por medio de módulos fotovoltaicos.
3. Como se observa la información climatológica en la tabla 4.2, cuya fuente es la NASA, la velocidad del viento mensual promedio en Lagunilla de Heredia es de 4 m/s. Considerando la potencia entregada por cada aerogenerador vertical que es de 736 KWh anuales según la tabla 4.10, se concluye que la velocidad del viento en la zona no es favorable para la generación de energía por medio de aerogeneradores.
4. En cuanto a la comparación de los sistemas fotovoltaicos y eólicos, como se observa en las secciones 4.12 y 4.13 respectivamente, se tiene que hay cuatro casos viables de generación de energía por medio de paneles solares y un solo caso

viable para la generación de energía por medio de aerogeneradores, por tanto se concluye que los sistemas fotovoltaicos son más eficientes que los aerogeneradores para la zona de Lagunilla de Heredia. Se pudo plantear 4 sistemas de módulos fotovoltaicos debido a que se cuenta con el área suficiente para la instalación de los mismos. Por lo tanto se diseñó, para la generación de energía por medio de paneles solares, los casos de 137%, 100%, 75% y 49% del consumo energético del edificio. Por otra parte, utilizando el máximo espacio disponible para la instalación de aerogeneradores sólo se pueden instalar 28 turbinas, por lo cual se diseñó un sistema eólico que genera un 2.5% de la energía consumida por el edificio.

5. Como se observa en la tabla 4.31 la comparación de los indicadores financieros del VAN, TIR y PR para los casos de generación de energía planteados, así como en el gráfico del análisis financiero en la figura 4.21, se concluye que el diseño más rentable para el edificio de Amazon Seller Support es el del caso 4 donde se genera el 49% de energía eléctrica por medio de módulos fotovoltaicos. El diseño del caso 4 presenta el Valor Actual Neto (VAN) más alto de todos los casos, el cuál es de \$464,552. Así mismo, presenta la Tasa Interna de Retorno igual a 15%, la cual es la más alta de todos los casos y un Periodo de Recuperación de inversión más bajo correspondiente a 10 años.

## RECOMENDACIONES

Se recomienda buscar una empresa con experiencia en instalación de sistemas fotovoltaicos para que instale el sistema de generación de energía en el edificio. También se recomienda utilizar una de las compañías presentadas por el BAC San José, ya que tienen credibilidad en el mercado, y eso facilitaría el proceso de formalización del crédito preferencial para la instalación de energías verdes de 6% que ofrece el banco.

Se recomienda la instalación de un sistema fotovoltaico que genere 49% del consumo energético en el edificio, dado que este es el más favorable en términos financieros. Por otro lado, se recomienda hacer los cálculos necesarios considerando las horas solares pico equivalentes al mes de menor radiación solar. Esto permite que el diseño genere la energía necesaria aún en el mes más crítico y genere más energía durante los meses de mayor radiación solar.

Se recomienda que la instalación de los paneles solares se realice en el área del parqueo, puesto que la totalidad del techo del edificio no está directamente viendo hacia el sur y no hay suficiente espacio para la instalación de paneles solares, considerando el espacio que debe haber entre cada arreglo, para facilitar el acceso para el mantenimiento requerido. El parqueo debe techarse y así no perder el espacio disponible para el acomodo de los vehículos, y también para instalar los módulos fotovoltaicos encima del techo del parqueo.

Se recomienda utilizar inversores centrales para los arreglos de paneles solares, dado que su costo por vatio generado es menor al costo del micro-inversor. Además, el costo de mantenimiento preventivo y correctivo es menor al haber únicamente 15 inversores centrales

en lugar de 583 micro-inversores, que serían necesarios para generar 49% la energía eléctrica requerida por el edificio.

Se recomienda que la compañía contratada para la instalación del sistema fotovoltaico también se encargue del mantenimiento preventivo y del monitoreo del sistema de generación de energía por dos años. Esto con el fin de que capacite al personal de mantenimiento del edificio durante el primer año y durante el segundo año que supervise el funcionamiento del sistema. Para el tercer año el mantenimiento puede manejarse internamente por el personal del edificio, que ya habría obtenido la capacidad necesaria para mantener funcionando el sistema por el resto de la vida útil del sistema.

**BIBLIOGRAFÍA**

Energía Renovable. (2017) Es. Wikipedia.org Recuperado el 29 de abril de 2017 de [https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa\\_renovable](https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_renovable)

Aresep. (2017) Planeación, operación y acceso al sistema eléctrico nacional (AR-NT-Poasen).  
Aresep

Aresep. (2017) Supervisión de la comercialización del servicio eléctrico en baja y media tensión (AR-NT-SUCOM). Aresep

Energía solar. (2017) Es.wikipedia.org. Recuperado el 29 de abril de 2017 de [https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa\\_solar](https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar)

Energía eólica. (2017) Es.wikipedia.org. Recuperado el 29 de abril de 2017 de [https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa\\_e%C3%B3lica](https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_e%C3%B3lica)

Aerogeneradores Verticales. (2017) [www.renovablesverdes.com](http://www.renovablesverdes.com). Recuperado el 15 de julio de 2017 de <https://www.renovablesverdes.com/aerogeneradores-verticales/>

Aerogeneradores Verticales. (2017) Kliux. Recuperado el 24 de junio de <http://www.kliux.com/faqs/>

Aerogeneradores Horizontales. (2017) [www.renovablesverdes.com](http://www.renovablesverdes.com). Recuperado el 15 de julio de 2017 de <https://www.renovablesverdes.com/aerogeneradores-verticales/>

Sistemas fotovoltaicos. (2017) <https://www.sfe-solar.com>. Recuperado el 15 de julio de 2017 de <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/modulo-fotovoltaico-calculo-paneles-solares-fotovoltaicos/>

Sistemas fotovoltaicos. (2017) [Acesolar.org](http://www.acesolar.org). Recuperado el 15 julio de 2017 de <http://www.acesolar.org/>

Tasa interna de retorno (2017). [Economipedia.com](http://economipedia.com). Recuperado el 15 de julio de 2017 de <http://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>

Potencia Aerogenerador (2017), [www.xatakaciencia.com](http://www.xatakaciencia.com). Recuperado el 15 de julio de 2017 de <https://www.xatakaciencia.com/energia/cuanta-potencia-desarrolla-un-aerogenerador-i>

Anexo 1: Fichas técnicas

Páneles solares:



**MAXPOWER  
CS6X-310 | 315 | 320 | 325 P**

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

**KEY FEATURES**

-  Excellent module efficiency of up to 16.94 %
-  Outstanding low irradiance performance of up to 96.0 %
-  High PTC rating of up to 91.97%
-  IP67 junction box for long-term weather endurance
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

**25 years** linear power output warranty

**10 years** product warranty on materials and workmanship

**MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\***

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

**PRODUCT CERTIFICATES\***

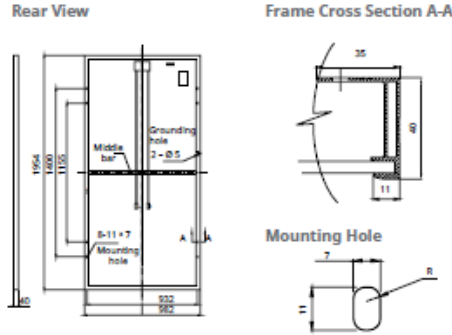
IEC 61215 / IEC 61730: TÜV-Rheinland / VDE / CE / CEC AU / MCS / KEMCO / INMETRO / JET / CQC  
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)  
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE  
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1  
IEC60068-2-68: SGS  
Take-e-way



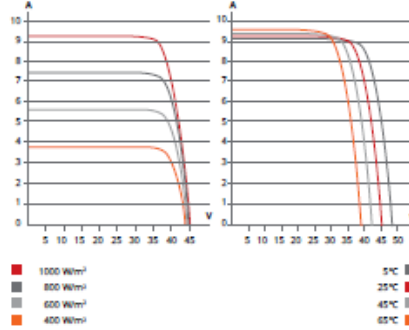
\* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

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

**ENGINEERING DRAWING (mm)**



**CS6X-320P / I-V CURVES**



**ELECTRICAL DATA | STC\***

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	310 W	315 W	320 W	325 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.4 V	36.6 V	36.8 V	37.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.52 A	8.61 A	8.69 A	8.78 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.9 V	45.1 V	45.3 V	45.5 V
Short Circuit Current (Isc)	9.08 A	9.18 A	9.26 A	9.34 A
Module Efficiency	16.16%	16.42%	16.68%	16.94%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

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

**ELECTRICAL DATA | NOCT\***

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	225 W	228 W	232 W	236 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.2 V	33.4 V	33.6 V	33.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.77 A	6.84 A	6.91 A	6.98 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.3 V	41.5 V	41.6 V	41.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.36 A	7.44 A	7.50 A	7.57 A

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

**PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE**

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % from irradiances, between 1000 W/m² and 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

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

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

**MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6x12)
Dimensions	1954x982x40 mm (76.9x38.7x1.57 in)
Weight	22 kg (48.5 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000V (UL), 1150 mm
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 620 kg (1366.9 lbs)
Per Container (40' HQ)	624 pieces

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

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

**PARTNER SECTION**



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



## Inversores

/ Sistemas de Carga de Baterías / Tecnología de Soldadura / Electrónica Solar



### FRONIUS IG PLUS V

/ La primera solución total. Confiable. Probado. Inteligente.



**HACEMOS POSIBLE EL MÁXIMO RENDIMIENTO.  
LA ESTRUCTURA MODULAR DE NUESTROS  
INVERSORES GARANTIZA EL MÁXIMO  
RENDIMIENTO CONSTANTE.**

#### FRONIUS IG Plus V

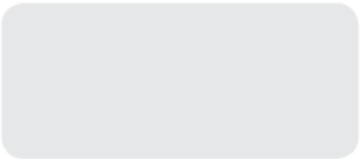
/ 3.0-1 / 3.8-1 / 5.0-1 / 7.5-1 / 10.0-1 / 11.4-1 / 10.0-3 / 11.4-3 / 12.0-3

Una extraordinaria adición a la familia: La nueva generación de inversores fotovoltaicos Fronius IG Plus V es el resultado del perfeccionamiento de un concepto de gran éxito, incluyendo ahora un combinador de 6 cadenas, desconexión DC integrada y bloqueable, máxima seguridad de rendimiento y confiabilidad sin comparación. Nuevas gamas de rendimiento amplían la probada familia Fronius IG de 3 a 12 kW para garantizar máximos rendimientos constantes gracias a sus múltiples ventajas. Más información: [www.fronius.mx](http://www.fronius.mx)



DATOS ENTRADA		Fronius IG Plus V									
		3.0-1	3.8-1	5.0-1	6.0-1	7.5-1	10.0-1	11.4-1	10.0-3	11.4-3	12.0-3
		<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(240V)</small>	<small>(240V)</small>	<small>(240V)</small>
Potencia FV recomendada (kWp)		2.50 - 3.45	3.20 - 4.40	4.25 - 5.75	5.10 - 6.90	6.35 - 8.60	8.50 - 11.50	9.70 - 13.10	8.50 - 11.50	9.70 - 13.10	10.20 - 13.80
Rango de voltaje MPPT		230 ... 500 V									
Voltaje de inicio CD		245 V									
Max. voltaje de entrada (a 1000 W/m²)		600 V									
14 °F (-10 °C) en operación de circuito abierto)		600 V									
Corriente nominal de entrada		8.3 A	10.5 A	13.8 A	16.5 A	20.7 A	27.6 A	31.4 A	27.6 A	31.4 A	33.1 A
Max. corriente de entrada utilizable		14.0 A	17.8 A	23.4 A	28.1 A	35.1 A	46.7 A	53.3 A	46.7 A	53.3 A	56.1 A
Conductor admisible (CD)		No. 14 - 6 AWG									
Número de terminales de entrada CD		6									
Max. corriente por terminal de entrada CD		20 A; Barra de puertos disponible para corrientes de entrada mayores									
DATOS SALIDA		Fronius IG Plus V									
		3.0-1	3.8-1	5.0-1	6.0-1	7.5-1	10.0-1	11.4-1	10.0-3	11.4-3	12.0-3
		<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(240V)</small>	<small>(240V)</small>	<small>(240V)</small>
Potencia nominal de salida (P <sub>nom</sub> )		3000 W	3800 W	5000 W	6000 W	7500 W	9995 W	11400 W	9995 W	11400 W	12000 W
Max. potencia de salida continua											
104 °F (40 °C) 208 V / 240 V / 277 V		3000 W	3800 W	5000 W	6000 W	7500 W	9995 W	11400 W	9995 W	11400 W	12000 W
Voltaje nominal de salida CA		208 V / 240 V / 277 V						208 V / 240 V		277 V	
Rango de voltaje de suministro CA	208 V (default)	183 - 229 V (-12 / +10 %)									
	240 V	211 - 264 V (-12 / +10 %)									
	277 V	244 - 305 V (-12 / +10 %)									
Max. corriente de salida continua	208 V	14.4 A	18.3 A	24.0 A	28.8 A	36.1 A	48.1 A	54.8 A	27.7 A*	31.6 A*	n.a.
	240 V	12.5 A	15.8 A	20.8 A	25.0 A	31.3 A	41.6 A	47.5 A	24.0 A*	27.4 A*	n.a.
	277 V	10.8 A	13.7 A	18.1 A	21.7 A	27.1 A	36.1 A	41.2 A	n.a.	n.a.	14.4 A*
Número de fases		1						3			
Conductor admisible (CA)		No. 14 - 4 AWG									
Max. utilidad de corriente de retroalimentación		0 A									
Frecuencia nominal de salida		60 Hz									
Frecuencia de rango de operación		59.3 - 60.5 Hz									
Distorsión armónica total		< 3 %									
Factor de Potencia		1 (a potencia nominal de salida)									
DATOS GENERALES		Fronius IG Plus V									
		3.0-1	3.8-1	5.0-1	6.0-1	7.5-1	10.0-1	11.4-1	10.0-3	11.4-3	12.0-3
		<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(240V)</small>	<small>(240V)</small>	<small>(240V)</small>
Eficiencia Max.		96.2 %									
Eficiencia CEC	208 V	95.0 %	95.0 %	95.5 %	95.5 %	95.0 %	95.0 %	95.0 %	95.0 %**	95.0 %	n.a.
	240 V	95.5 %	95.5 %	95.5 %	96.0 %	95.5 %	95.5 %	95.5 %	96.0 %**	96.0 %	n.a.
	277 V	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	n.a.	n.a.	96.0 %
Consumo en modo de espera (nocturno)		< 1.5 W									
Consumo durante operación		8 W			14 W			20 W			
Enfriamiento		Ventilación forzada controlada, velocidad de ventilador variable									
Encapsulamiento		NEMA 3R									
Dimensiones (An x Al x Prof.)		43.4 x 67.3 x 25.14 cm			43.4 x 96.77 x 25.14 cm			43.4 x 126.23 x 25.14 cm			
Peso de la etapa de potencia		31 lbs. (14 kg)			57 lbs. (26 kg)			84 lbs. (38 kg)			
Peso del compartimiento de cables		24 lbs. (11 kg)			24 lbs. (11 kg)			26 lbs. (12 kg)			
Temperatura ambiente admisible		-13 °F ... +131 °F (-25 °C ... +55 °C)									
Certificaciones		UL 1741-2010, IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A & B, NEC Artículo 690, C22. 2 No. 107.1-01 (Sept. 2001), Iniciativa Solar California - Manual del Programa - Apéndice C: Inversor Integral -Especificación de 5 % rendimiento de metro									
DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN		Fronius IG Plus V									
		3.0-1	3.8-1	5.0-1	6.0-1	7.5-1	10.0-1	11.4-1	10.0-3	11.4-3	12.0-3
		<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(200V)</small>	<small>(240V)</small>	<small>(240V)</small>	<small>(240V)</small>
Protección de falla de conexión a tierra		GFDI (Ground Fault Detector/Interrupter) interno; de conformidad con UL 1741-2010 y NEC Art. 690									
Protección de polaridad inversa CD		Diodo Interno									
Aislamiento		Interno; de conformidad con UL 1741-2010, IEEE 1547-2003 y NEC									
Sobre-temperatura		Disminución de potencia de salida / enfriamiento activo									
* por Fase											
** preliminar											

Consulte a su Distribuidor



Fronius Mexico, SA de CV  
 Carretera Monterrey Saltillo 3279E  
 Santa Catarina, NL 66367  
 Tel: (81) 8882 8200 / Web: www.fronius.mx  
 / Soporte Técnico: pv-support-mexico@fronius.com  
 / Ventas: pv-sales-mexico@fronius.com

## Aerogeneradores

### Ventajas del producto

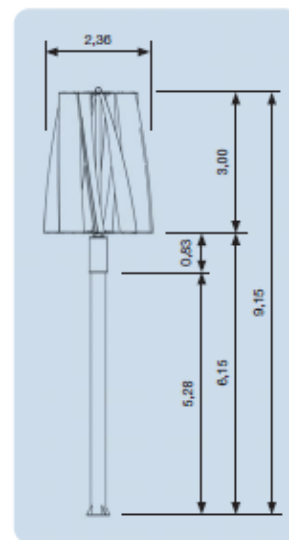
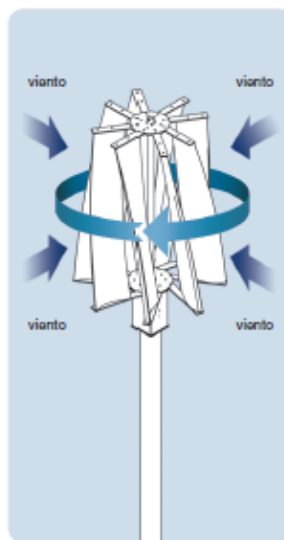
# Primer aerogenerador de eje vertical

con tecnología 100% española



### Ventajas del Geo 1800

- Se encuentra siempre orientado al viento.
- Aprovecha todo tipo de vientos y corrientes de aire: direccionales, racheados, turbulentos, ascendentes...
- Posee un bajo par de arranque empezando a girar a 3,5 metros / segundo (12,6 Km/h).
- Auto limita su velocidad de giro máxima debido a su perfil aerodinámico no siendo necesario su frenado.
- Requiere un mantenimiento prácticamente nulo debido a la simplicidad de su estructura y mecánica del generador.
- El ruido es prácticamente inapreciable lo que habilita su integración en entornos residenciales y urbanos. Nivel de presión sonora a 10 metros de distancia es de 32,6 dBA con vientos de 6m./seg y 47,2 dBA con vientos de 10m./seg.
- Se puede instalar en suelo o en cubierta, en 4 horas.
- Por su lenta velocidad de giro es un excelente soporte publicitario, que además genera energía con recursos naturales.



## Aerogenerador de Eje Vertical Kliux Zebra

### Ficha de especificaciones de producto



#### DISEÑO ÚNICO

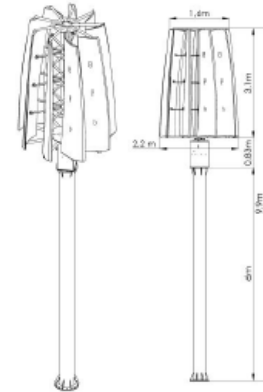
- Diseñado para aprovechar la energía del viento en entornos urbanos.
- Primer aerogenerador de eje vertical que combina los modelos de rotor Darrius (de sustentación) y Savonius (de arrastre) en un rotor de 9 álabes alfa, fabricados en poliuretano expandido proporcionado por Bayer MaterialScience.
- Diseñado y fabricado en España.

#### VENTAJAS DEL PRODUCTO

- No necesita sistema de arranque.
- Mantenimiento mínimo.
- Ausencia de ruido.
- Se integra perfectamente en entornos urbanos y aislados.
- Respetuoso con la fauna, sin riesgo para las aves.

#### APLICACIONES:

- Residencias particulares, turismo rural, instalaciones deportivas, agricultura y ganadería, montaña, colegios, parque municipales, polígonos industriales y carreteras.
- Perfecto soporte publicitario de gran visibilidad y notoriedad.



#### —COMPONENTES CONJUNTO AEROTURBINA

Rotor de eje vertical Kliux Zebra (VAWT).  
 Caja de transmisión, generador de imanes permanentes.  
 Mástil de acero con protección anticorrosión.  
 Inversor eólico de 2 kW, 230 Vac, 50 Hz. Conexión a red (asistida o baterías) o aislada.  
 Módulo de comunicaciones GPRS/Ethernet (opcional).  
 Anemómetro (opcional).  
 Sistema de monitorización y visualización remota (opcional).

#### DIMENSIONES Y PESOS

Peso del rotor + generador y transmisión: 375,00 kg.  
 Peso de mástil: desde 351 kg.  
 Diámetro del rotor: 1,6 - 2,2 m.  
 Altura del rotor/ transmisión: 3,1 m / 0,83 m.  
 Altura del mástil: desde 6 m.

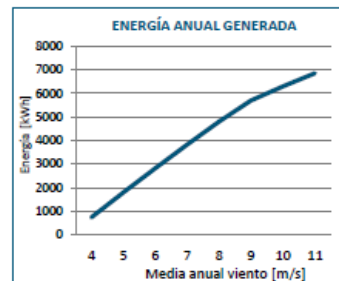
#### RENDIMIENTOS

Potencia nominal del generador: 1.800 W.  
 Velocidad de arranque: 3 m/s.  
 RPM a potencia nominal: 80 RPM.  
 Regulación de giro por curva del inversor y sobre velocidad por resistencia.  
 Nivel acústico a una distancia de 50 m: 15'9 dBA.  
 Durabilidad: 25 años.

#### OTROS

Material de los álabes: Poliuretano expandido de Bayer MaterialScience.  
 Tensión nominal de salida: 230 Vac. ( $\pm 15\%$ )  
 Certificaciones: ISO: 9001, 14001 y CE.  
 Certificaciones en proceso: IEC 61400 -2/ -11/ -12, AWEA 9.1, BWEA 2009 Standard.

MEDIA VIENTO (m/s)	ENERGÍA ANUAL GENERADA (kWh)
4	736
5	1.789
6	2.616
7	3.717
8	4.793
9	5.693
10	6.296
11	6.892



Nota: los datos aquí reflejados pueden variar sin previo aviso.

**Kliux Zebra**  
**Aerogenerador de Eje Vertical / VAWT**  
 Curvas de Potencia y Energía / Power and Energy curves



**CERTIFICACIONES EN PROCESO**  
 CERTIFICATIONS IN PROGRESS  
 IEC 61400 -2/ -11/ -12  
 AWEA 9.1  
 BWEA 2009 STANDARD



**ENERGÍA NOMINAL ANUAL / RATED ANNUAL ENERGY**

Producción de energía anual estimada asumiendo una velocidad de viento anual medio de 5 m/s (11 mph) y 11 m/s (24,64 mph), una distribución Weibull de velocidad de viento y 100% disponibilidad. La producción real variará en función de las condiciones particulares del sitio.

Estimated annual energy production assuming an annual average wind speed of 5 m/s (11,2 mph), a Weibull wind speed distribution and 100% availability. Actual production will vary depending on site conditions.

**1.789**  
**kWh/year**  
 5 m/s (11,2 mph)

**6.892**  
**kWh/year**  
 11 m/s (24,6 mph)

**NIVEL DE RUIDO REGISTRADO / RATED SOUND LEVEL**

El nivel de ruido que no debe ser sobrepasado el 95% del tiempo, con una velocidad media de viento de 5 m/s (11,2 mph), una distribución Weibull de velocidad de viento, 100% disponibilidad y a una distancia de 50 m (166 pies) del centro del rotor.

The sound level that will not be exceeded 95% of the time, assuming an average wind speed of 5 m/s (11,2 mph), a Weibull wind speed distribution, 100% availability, and observer location 50 m (166 ft) from the rotor center.

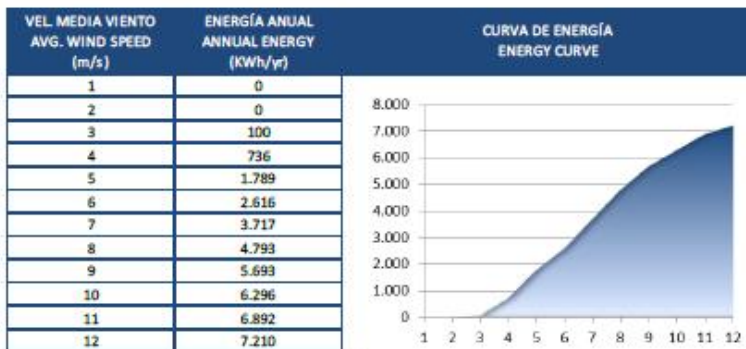
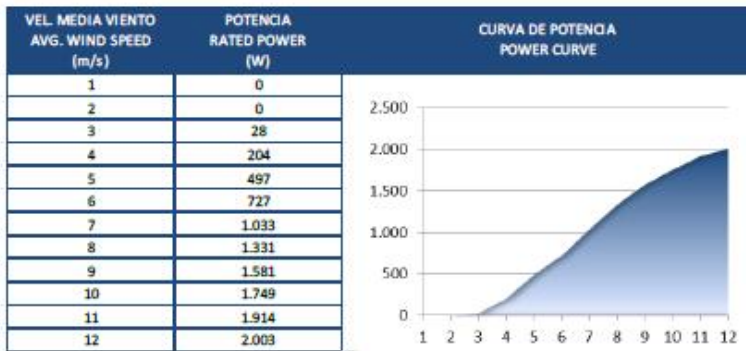
**15'9**  
**dB(A)**

**POTENCIA NOMINAL / RATED POWER**

La potencia de salida del aerogenerador a 11 m/s (24,6 mph) en condiciones normales a nivel del mar.

The wind turbine power output at 11 m/s (24,6 mph) at standard sea-level conditions.

**1'8**  
**KW**  
 11 m/s (24,6 mph)



## Anexo 2: Cotización

### Cotización SmartGrid Costa Rica

**Fecha de Reunión:** 17 de Junio 2017

**Participante:**

- Ing. Marco Garrido  
Director General
  
- Jose Quintanilla  
Estudiante de la UIA

**Temas cubiertos:**

**Características del edificio:**

- Consumo eléctrico: 62,460 KW/h mensuales
- Área disponible: 7000 m<sup>2</sup>

**Solución Propuesta:**

- Cantidad de paneles a instalar: 1600
- Potencia instalada: 500 KWh'
- Inversores: 20 inversores centralizados
- Área abarcada por los paneles a instalar: 3000 m<sup>2</sup>
- Horas solar pirco: 4.15 ~~hsp~~

**Costo de Instalación de Paneles Solares**

- Smart Grid trabaja bajo la instalación de paneles solares conocido como "llave en mano".
- El costo es de \$2.1 por watt instalado.
- Para la instalación de 1600 paneles la inversión corresponde a 1600 x 320W = 512,000 W. El costo de esta instalación sería 512,000 W x \$2.1 = \$1,075,000

- También se debe considerar un 7% extra por el costo por tramitología (planos, transformadores, estudios de la compañía CNFL). Esto equivale a \$75,250.
- Garantía del fabricante: 25 años

**Aerogeneradores:**

- Tipo: Aerogenerador Vertical ~~Klux~~ 1800
- Velocidad del viento en la zona: 4m/s
- Generación anual: 746 KWh
- Costo: €14000 llave en mano
- También se debe considerar un 7% extra por el costo por tramitología (planos, transformadores, estudios de la compañía CNFL). Esto equivale a \$75,250.
- Separación entre aerogeneradores: 12 metros entre ellos
- Garantía del fabricante: 25 años
- No se recomienda la instalación de aerogeneradores como única solución de generación de energía considerando la velocidad del viento de la zona. Se recomienda un sistema fotovoltaico.

### Anexo 3: Facturación eléctrica:

	A	B	C	D	E	F	G
1							
2	CONSUMO ENERGIA (KWh)	CONS_ENER_ANT (KWh)	CONSUMO DEMANDA	CONS_DEM_ANT	FECHA VENCIMIENTO	FECHA EMISION	
3	60720	64200	163.68	171.84	22-05-2017	04-05-2017	
4							
5							
6	RETENEDOR	ALUM_PUB	UEN	CARGO_MORA	FACTOR_POTENCIA	ALQUILER_TRANSFORMADOR	
7	N	CRC 175,500		0	95.69	0	
8							
9							
10	LECTURA_ANTERIOR	LECTURA_ACTUAL	MONTO_ENER	MONTO_CVC	MONTO_DEMANDA	MONTO_CVD	
11	26010	26516	CRC 3,843,575	CRC 3,645	CRC 1,621,845	CRC 1,620	
12							
13							
14	MONTO_FPO	MONTO_RUB_19	MONTO_RUB_25	MONTO_RUB_60	FECHA_LECT_DESDE	FECHA_LECT_HASTA	DETALLE_PLAN
15	0	0	0	0	4/4/17 0.00.00	42858	TG
16							

### Anexo 4: Tarifas

#### Costo por conexión a la CNFL

Pliego Tarifario (Rige a partir del sábado 01 de julio 2017) ALCANCE N° 152 del lunes 26 de junio del 2017 (Tarifa Incluye CVC)			
Bloques de consumo			
Consumo menor o igual a 3.000 kWh			¢ 106,08
	Por Consumo de Energía	Bloque de 0- 3.000 kWh Cargo Fijo	¢ 191.580,00
		Bloque mayor a 3.000 kWh cada kWh	¢ 63,86
	Cargo por Potencia	Bloque 0- 8 KW Cargo Fijo	¢79.974,48
		Bloque mayor a 8 kW	¢9.996,81

**Tarifas de acceso a la red de generación distribuida**

**RIE-058-2015**

<b>Empresa</b>	<b>Tarifa de Acceso (c/kWh)</b>
ICE	28,44
CNFL	17,92
JASEC	14,68
ESPH	8,48
COOPELESCA	9,50
COOPEGUANACASTE	15,98
COOPESANTOS	27,13
COOPEALFARO	17,96

**Tarifas de interconexión**

**RIE-058-2015**

<b>Tipo de Medidor</b>	<b>Cargo de Interconexión</b>
Medidor monofásico	48 687
Medidor trifásico sencillo	542 004
Medidor trifásico con registro	1 286 240

### Anexo 5: Información climatológica



NASA Surface meteorology and Solar Energy: [RETScreen](#) Data



Latitude **9.967** / Longitude **-84.121** was chosen.

	Unit	Climate data location	
Latitude	°N	9.967	
Longitude	°E	-84.121	
Elevation	m	264	
Heating design temperature	°C	21.61	
Cooling design temperature	°C	29.87	
Earth temperature amplitude	°C	5.9	
Frost days at site	day	0	

Month	Air temperature	Relative humidity	Daily solar radiation horizontal	Atmospheric pressure	Wind speed	Earth temperature	Heating degree-days	Cooling degree-days
	°C	%	kWh/m <sup>2</sup> /d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
January	25.1	71.9%	5.92	98.1	5.4	25.8	0	473
February	26.0	66.5%	6.65	98.1	5.2	27.0	0	454
March	26.6	64.9%	7.02	98.1	4.8	28.2	0	515
April	26.7	68.6%	6.42	98.0	4.1	28.7	0	504
May	25.8	81.2%	5.23	98.1	3.1	27.3	0	492
June	25.4	85.3%	4.85	98.1	3.0	26.7	0	464
July	25.2	85.0%	4.87	98.1	3.5	26.5	0	475
August	25.2	85.0%	4.87	98.1	3.3	26.5	0	474
September	25.0	85.0%	4.74	98.1	3.0	26.3	0	455
October	24.7	85.3%	4.56	98.1	2.9	25.9	0	462
November	24.6	83.5%	4.63	98.1	3.4	25.4	0	445
December	24.6	78.8%	5.30	98.1	4.7	25.1	0	462
<b>Annual</b>	25.4	78.4%	5.42	98.1	3.9	26.6	0	5675
Measured at (m)					10.0	0.0		