

**UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE LAS  
AMÉRICAS**

**ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

**TÍTULO: AHORRO ENERGÉTICO EN LA EMPRESA  
GEOTECNOLOGIAS S.A. POR MEDIO DE UN SISTEMA  
EÓLICO, FOTOVOLTAICO Y MIXTO.**

**TRABAJO FINAL DE GRADUACIÓN PARA OPTAR POR EL GRADO DE BACHILLERATO  
EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

**Minor Vindas Calderón**

**AUTOR**

**Master Billy Retana Peña**

**TUTOR**

**SEDE ARANJUEZ**

**MARZO, AÑO 2018**

### **Dedicatoria.**

A Dios, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio.

A mis padres y hermana que tanto amo, por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, en toda mi educación, tanto académica, como de la vida, por su incondicional amor y apoyo perfectamente mantenido a través del tiempo.

A mis familiares y amigos por su apoyo a lo largo de esta etapa de mi formación profesional.

## **Agradecimientos.**

A Dios por darme la oportunidad de culminar mis estudios profesionales y fortaleza para seguir adelante con valor y esperanza.

Infinito agradecimiento a mis padres por todos los sacrificios hechos para lograr este objetivo, por toda la educación que me brindan día a día y por ese amor incomparable que emerge de ellos.

A mis familiares y compañeros quienes fueron parte esencial en esta travesía.

Al Máster Billy Retana Peña, quien ha sido mi tutor y guía para completar esta tesis de manera exitosa.

## Contenido

Resumen ejecutivo .....	18
Problema.....	19
Objetivos.....	19
Objetivos específicos.....	19
Antecedentes.....	20
Antecedente número 1.....	20
Antecedente número 2.....	22
Antecedente número 3.....	23
Alcance.....	24
Limitaciones.....	24
CAPÍTULO 1: DIAGNÓSTICO.....	25
CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO .....	29
2.1. Energías renovables .....	30
2.1.1. ¿Qué tipos de energías renovables existen? .....	30
2.1.2. Ventajas principales de las energías renovables: .....	31
2.2. Energía solar fotovoltaica.....	32
2.2.1. Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica .....	33
2.2.2. Tipos de instalaciones de sistemas fotovoltaicos .....	34
2.2.3. Componentes de una instalación fotovoltaica conectada a la red.....	36
2.2.4. Tipos de paneles fotovoltaicos .....	40
2.2.5. Ubicación de los paneles solares.....	42

2.2.6. Tipos de conexión de paneles fotovoltaicos.....	46
2.2.7. Inversores en instalaciones conectadas a red .....	49
2.2.7.1. Tipos de inversores.....	51
2.3. Radiación solar (la energía del sol).....	56
2.3.1. Hora solar pico .....	58
2.3.2. Interpretación gráfica.....	58
2.4. Número y conexionado de los módulos solares.....	59
2.5. Inclinação de placas solares .....	60
2.6. Cálculo del inversor.....	61
2.7. Energía eólica .....	61
2.7.1. Aerogeneradores verticales .....	63
2.7.2. Aerogeneradores de eje horizontal .....	64
2.7.3. Partes de un aerogenerador .....	66
2.8. Cálculo de potencia de un aerogenerador .....	71
2.9. Generación distribuida y sistemas conectados a la red .....	73
2.9.1. Artículos de la norma técnica AR-NT-POASEN 2015.....	73
2.9.2. Artículos de la norma técnica AR-NT-SUCOM.....	75
2.9.3. Artículos del reglamento de generación distribuida para autoconsumo de fuentes renovables en su modalidad neta sencilla .....	79
2.10. Valor actual neto (VAN).....	79
2.11. Tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR).....	82
2.11.1. Uso general de la TIR .....	83

2.11.2. Dificultades en el uso de la TIR .....	83
CAPÍTULO 3: MARCO METODOLÓGICO .....	85
3.1. Expresión de los datos.....	86
3.1.1. Etapa I: Planteamiento del problema .....	87
3.1.2. Etapa II: Investigación .....	87
3.1.3. Etapa III. Desarrollo.....	88
3.1.4. Etapa IV: Conclusión.....	88
3.2. Diagrama de flujo.....	89
CAPÍTULO 4: DESARROLLO .....	90
4.1. Estimación de consumo de energía .....	94
4.1.1. Nivel 1 .....	94
4.1.2. Nivel 2. ....	103
4.1.3. Nivel 3 .....	112
4.1.4. Nivel 4 .....	117
4.2. Consumo eléctrico .....	125
4.3. Condición climatológica de Montes de Oca, San José .....	126
4.4. Área de instalación de los sistemas eólicos y fotovoltaicos .....	128
4.5. Sistema de generación fotovoltaica .....	128
4.5.1. Cálculo del número de paneles.....	128
4.5.2. Ángulo óptimo de inclinación.....	134
4.5.3. Cálculo de inversores.....	134
4.5.3.1. Cálculo con inversor centralizado .....	135

4.5.3.2. Cálculo con micro inversores .....	138
4.6. Sistema de generación eólica .....	139
4.6.1. Generación estimada por un aerogenerador.....	140
4.6.2. Cálculo del número de aerogeneradores .....	142
4.7. Sistema de generación mixta (fotovoltaica y eólica) .....	144
4.7.1. Cálculo de inversores.....	148
4.7.1.1. Cálculo con inversor centralizado .....	148
4.7.1.2. Cálculo con micro inversores.....	149
4.8. Análisis financiero .....	151
4.8.1. Inversión. Sistema fotovoltaico con inversor central (caso 1).....	151
4.8.2. Inversión. Sistema fotovoltaico con micro inversores (caso 2).....	152
4.8.3. Inversión. Sistema eólico (caso 3) .....	153
4.8.4. Inversión. Sistema mixto con inversores centrales (caso 4).....	154
4.8.5. Inversión. Sistema mixto con micro inversores (caso 5) .....	156
4.8.6. Ahorro. Sistemas fotovoltaicos (casos 1 y 2) .....	160
4.8.7. Ahorro. Sistema eólico (caso 3) .....	160
4.8.8. Ahorro. Sistemas mixtos (casos 4 y 5) .....	161
4.8.9. VAN y TIR. Sistema fotovoltaico con inversor central (caso 1) .....	163
4.8.10. VAN y TIR. Sistema fotovoltaico con micro inversores (caso 2). ....	164
4.8.11. VAN y TIR. Sistema eólico (caso 3) .....	166
4.8.12. VAN y TIR. Sistema mixto con inversor central (caso 4).....	167
4.8.13. VAN y TIR. Sistema mixto con micro inversores (caso 5).....	169

4.9. Análisis de resultados .....	171
4.9.1. Estimación del consumo de energía .....	171
4.9.2. Condición climatológica de Montes de Oca, San José.....	173
4.9.3. Área de instalación de los sistemas eólicos y fotovoltaicos .....	174
4.9.4. Sistema de generación fotovoltaica .....	174
4.9.5. Sistema de generación eólica .....	177
4.9.6. Sistema de generación mixta (fotovoltaica y eólica) .....	178
4.9.7. Análisis financiero .....	180
5. Conclusiones .....	184
6. Recomendaciones .....	186
7. Bibliografía .....	187
8. Anexos.....	189
8.1. Hoja de datos panel fotovoltaico .....	189
8.2. Hoja de datos aerogenerador Wind 25.3+ .....	190
8.3. Hoja de datos aerogenerador Kliux.....	192
8.4. Hoja de datos micro-inversor Enphase M250 .....	193
8.5. Hoja de datos inversor Symo 10.0-3.....	194
8.6. Tarifas eléctricas CNFL.....	196
8.7. Cotización sistema fotovoltaico (caso 1) .....	197
8.8. Cotización equipo de aerogeneradores Wind 25.3+ .....	198
8.9. Cotización puesta en marcha aerogeneradores.....	199
8.10. Tasa CDP del BCR. ....	201

8.11. Condiciones climáticas (NASA).....	202
8.12. Recomendación de distancia entre aerogeneradores.....	202
8.13. Método de cotización Purasol.....	203
8.14. Mantenimiento sistema fotovoltaico .....	203

## **Cuadros**

Cuadro 1. Interpretación del VAN.....	81
Cuadro 2. Unidades condensadoras escogidas .....	92
Cuadro 3. Unidades evaporadoras escogidas.....	92
Cuadro 4. Área útil y consumo potable del edificio.....	96
Cuadro 5. Consumo al día recepción, cuarto de máquinas y servicio sanitario. .....	98
Cuadro 6. Consumo al día de parqueo bajo techo y fachada .....	100
Cuadro 7. Consumo al día parqueo bajo techo y fachada .....	102
Cuadro 8. Consumo al día, nivel 1 .....	102
Cuadro 9. Consumo al día, gerencia general.....	104
Cuadro 10. Consumo al día en salas multiuso y café. ....	106
Cuadro 11. Consumo al día en servicios sanitarios y archivo .....	108
Cuadro 12. Consumo al día sala, elevador y áreas de circulación.....	110
Cuadro 13. Consumo al día, nivel 2 .....	112
Cuadro 14. Consumo al día, salas de reuniones y oficina .....	112
Cuadro 15. Consumo al día de los cubículos del área norte, cuarto de servidores y servicios sanitarios .....	114
Cuadro 16. Consumo al día, nivel 3. ....	117

Cuadro 17. Consumo al día en oficinas y área sur.....	117
Cuadro 18. Consumo al día en bodega y servicios sanitarios.....	120
Cuadro 19. Consumo al día de los equipos condensadores .....	122
Cuadro 20. Consumo al día, comedor y azotea .....	123
Cuadro 23. Consumo de un día feriado o fin de semana. ....	124
Cuadro 21. Consumo al día, nivel 4 .....	124
Cuadro 22. Consumo del edificio en un día laboral.....	124
Cuadro 24. Consumo mensual estimado del edificio según el calendario del año 2017 .....	125
Cuadro 25. Condición climatológica de Montes de Oca, San José.....	126
Cuadro 26. Consumo y generación fotovoltaica sobredimensionada.....	130
Cuadro 27. Cálculo de número de módulos fotovoltaicos ajustado a 100%...	131
Cuadro 28. Consumo, generación fotovoltaica sobredimensionada y ajustada .....	132
Cuadro 29. Generación mensual del sistema fotovoltaico .....	133
Cuadro 30. Especificaciones técnicas de los aerogeneradores .....	139
Cuadro 32. Generación mensual de un aerogenerador según las condiciones del edificio. ....	141
Cuadro 31. Generación anual y mensual aerogenerador Wind 25.3+ .....	141
Cuadro 33. Generación mensual del sistema eólico .....	143
Cuadro 34. Generación mensual del sistema eólico .....	147
Cuadro 35. Inversión inicial, caso 3.....	153
Cuadro 36. Inversión área eólica, caso 4 .....	155
Cuadro 37. Inversión inicial, caso 4.....	156
Cuadro 38. Inversión inicial, caso 5.....	157

Cuadro 39. Resumen de inversiones y generación de energía de los casos .	158
Cuadro 40. Ahorro. Sistemas Fotovoltaicos (Caso 1 y 2).....	160
Cuadro 41. Ahorro del sistema eólico (caso 3).....	160
Cuadro 42. Ahorro de sistemas mixtos (casos 4 y 5).....	161
Cuadro 43. Retorno de la inversión (caso 1).....	163
Cuadro 44. Retorno de la inversión (caso 2).....	164
Cuadro 45. Retorno de la inversión (caso 3).....	166
Cuadro 46. Retorno de la inversión (caso 4).....	167
Cuadro 47. Retorno de inversión (caso 5).....	169
Cuadro 48. Resumen análisis financiero.....	170

## **Figuras**

Figura 1. Ubicación de Geotecnologías, S.A.....	26
Figura 2. Lámina de techos disponibles .....	27
Figura 3. Área de techos disponible .....	28
Figura 4. Instalacion conectada a red eléctrica .....	34
Figura 5. Instalación solar autosuficiente .....	35
Figura 6. Ejemplo práctico de una conexión en serie de dos paneles solares .	46
Figura 7. Ejemplo práctico de una conexión en paralelo de dos paneles solares .....	47
Figura 8. Ejemplo práctico de una conexión en serie paralela .....	48
Figura 9. Marcas de inversores centrales .....	52
Figura 10. Conexión de un sistema con inversor central.....	52
Figura 11. Marcas de micro inversores. ....	54
Figura 12. Conexión de un sistema con micro inversores.....	54

Figura 13. Radiaciones solares.....	56
Figura 14. Mapa de irradiación solar en Costa Rica.....	57
Figura 15. Gráfico de horas solares pico.....	58
Figura 16. Parque eólico .....	61
Figura 17. Turbina vertical.....	63
Figura 18. Turbina horizontal.....	64
Figura 19. Partes de un aerogenerador. ....	66
Figura 20. Pala de un aerogenerador.....	67
Figura 21. Góndola de un aerogenerador .....	68
Figura 22. Generador de un aerogenerador.....	69
Figura 23. Simbología de iluminación .....	93
Figura 24. Tomacorrientes de recepción, cuarto de máquinas y servicio sanitario. .....	94
Figura 25. Curva de rendimiento del sistema hidroneumático del edificio.....	95
Figura 26. Tabla 430.249 .....	96
Figura 27. Iluminación, recepción, cuarto de máquinas y servicio sanitario.....	98
Figura 28. Tomacorrientes en parqueo bajo techo y fachada. ....	99
Figura 29. Iluminación de parqueo bajo techo y fachada .....	100
Figura 30. Tomacorrientes parqueo, vestíbulo y escaleras.....	101
Figura 31. Iluminación de parqueo, vestíbulo y escaleras.....	102
Figura 32. Iluminación gerencia general. ....	103
Figura 33. Tomacorrientes en la gerencia general .....	104
Figura 34. Tomacorrientes salas multiuso y café .....	105
Figura 35. Iluminación de salas multiuso y café.....	106
Figura 36. Iluminación de servicios sanitarios y archivo.....	107

Figura 37. Tomacorrientes servicios sanitarios y archivo.....	107
Figura 38. Tomacorrientes en sala de elevador y áreas de circulación.....	108
Figura 39. Iluminación de la sala, el elevador y las áreas de circulación. ....	109
Figura 40. Iluminación de las salas de reuniones y la oficina.....	110
Figura 41. Tomacorrientes de la sala de reuniones y oficina. ....	111
Figura 42. Iluminación de los cubículos del área norte, cuarto de servidores y servicios sanitarios .....	113
Figura 43. Tomacorrientes en los cubículos del área norte, cuarto de servidores y servicios sanitarios. ....	113
Figura 44. Iluminación de oficinas y área sur.....	115
Figura 45. Tomacorrientes en oficinas y área sur. ....	116
Figura 46. Iluminación en bodega y servicios sanitarios. ....	117
Figura 47. Tomacorrientes en bodega y servicios sanitarios.....	118
Figura 48. Tabla 430.250 .....	119
Figura 49. Tomacorrientes en comedor y azotea.....	121
Figura 50. Iluminación en comedor y azotea.....	123
Figura 51. Mapa de irradiación en Costa Rica .....	127
Figura 52. Área disponible del edificio.....	128
Figura 53. Disposición posible de módulos fotovoltaicos .....	133
Figura 54. Configuración del conjunto de módulos fotovoltaicos con inversor central .....	137
Figura 55. Configuración del conjunto de módulos fotovoltaicos con micro inversores.....	138
Figura 56. Curva de generación anual aerogenerador Wind 25.3+ .....	140
Figura 57. Posición de los aerogeneradores en el sitio.....	143

Figura 58. Sombra de un aerogenerador .....	144
Figura 59. Elevación del sol durante el año en San Pedro, San José, Costa Rica .....	145
Figura 60. Distribución del sistema mixto temporal .....	146
Figura 61. Distribución final del sistema mixto .....	147
Figura 62. Configuración del conjunto de módulos fotovoltaicos con inversor central .....	149
Figura 63. Configuración del conjunto de módulos fotovoltaicos con micro inversores.....	150
Figura 64. Consumo y generación .....	158
Figura 65. Retorno de la inversión (caso 1) .....	164
Figura 66. Retorno de inversión (caso 2) .....	165
Figura 67. Retorno de inversión (caso 3) .....	167
Figura 68. Retorno de inversión (caso 4) .....	168
Figura 69. Retorno de inversión (caso 5). .....	170
Figura 70. Comparación del VAN con la TIR de los sistemas .....	171

## **Resumen ejecutivo**

En este proyecto se efectúa un análisis para determinar cuál es el diseño más favorable de un sistema de energías renovables eólica, fotovoltaica o mixta según su carga eléctrica demandada, para la construcción del edificio nuevo para la empresa Geotecnologías, S.A. Esta empresa está ubicada en calle Masís de Montes de Oca, San José, y su actividad es ofrecer servicios geográficos a sus clientes.

En primera instancia se realiza la investigación de los sistemas de energías renovables por utilizar, tomando en cuenta las ventajas y desventajas que cada uno de ellos tiene.

Se plantearán varios escenarios con el correspondiente análisis financiero que permita determinar cuál es el más rentable para el proyecto, considerando que el sistema va a estar conectado a la red sin recurrir a ningún módulo de almacenamiento. Por lo tanto, se estudiarán las normas y pautas necesarias de aplicar para esta configuración. Esto significa que en caso de generar más energía de la demandada esta será subida a la red de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz para utilizarse cuando se ocupe; pero en caso de que el edificio demande más de lo generado el faltante será suplido por la compañía.

En la etapa de diseño se van a examinar varios factores climatológicos y geográficos importantes para estos sistemas. Además, se consideran los datos tomados de la página de la NASA. Estas cifras son documentadas, en su mayoría, por medio de satélites, y también serán comprobadas con otras fuentes.

## **Problema**

¿Cuál sistema de energías renovables (eólico, fotovoltaico o mixto) es el óptimo para un edificio de 1,024.65 m<sup>2</sup>, que se construirá para la empresa Geotecnologías, S.A. en Montes de Oca de San José?

## **Objetivos**

- Diseñar sistemas de energía renovable eólico, fotovoltaico y mixto óptimos para la construcción del edificio de la empresa Geotecnologías S.A., ubicado en Montes de Oca de San José.

## **Objetivos específicos**

- Realizar una estimación del posible consumo eléctrico del edificio en kilowatts-hora al mes.
- Efectuar un estudio de las condiciones climáticas del lugar en el que se desarrollará el proyecto.
- Determinar la cantidad máxima de paneles solares por instalar en el área de techos.
- Realizar dos o tres configuraciones de sistemas fotovoltaicos, eólicos y mixtos para utilizar en el diseño según la demanda eléctrica.
- Escoger la opción que satisfaga los requerimientos del diseño.
- Realizar el análisis financiero de los escenarios de energías renovables para valorar su rentabilidad.

## **Antecedentes**

### **Antecedente número 1**

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

**Autor:** Ing. José Omar Quintanilla García.

**Institución:** Universidad Internacional de las Américas.

**Año:** 2017.

Este proyecto tiene como objetivo 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.

El autor realiza una evaluación del diseño de energía renovable, solar o eólica que más se adapta al consumo eléctrico del edificio de Amazon Seller Support. Por ser este un edificio utilizado para la actividad de *call center* su consumo se da durante todo el año.

En primera instancia diseña cinco casos y realiza un análisis financiero para sistemas fotovoltaicos y aerogeneradores, con el fin de determinar cuál de ellos es más rentable para la empresa.

El autor hace uso de los costos relacionados con la cogeneración de energía, ya que el sistema se mantendrá conectado a la red eléctrica de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz. En caso de haber sobrante de energía generada se guardaría en la red eléctrica para ser utilizada cuando el edificio la

requiera; o, en caso de no generar suficiente energía, el sistema de la red de la CNFL supe el faltante para cubrir el consumo eléctrico del edificio.

En la etapa de diseño se utiliza la información climatológica proveída por sistemas satelitales de la Nasa. De aquí obtiene datos como la radiación solar y la velocidad del viento de la zona.

El autor genera cuatro opciones de sistemas fotovoltaicos los cuales 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. Se hace un análisis de por qué se eligió el inversor centralizado 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.

La información de esta tesis se utilizará como referencia mediante el uso de la metodología utilizada en ella. Esto al realizar el cálculo de la cantidad de paneles requeridos para proveer energía suficiente para el autoconsumo y determinar la velocidad del viento en San Pedro; y también para determinar si el uso de generación de energía eólica es viable en el edificio.

## **Antecedente número 2**

**Título:** “Diseño electromecánico de un sistema de paneles solares para una granja avícola en Esparza, C.R.”

**Autor:** Ing. Jeyson Esquivel Chinchilla

**Institución:** Universidad Internacional de las Américas.

**Año:** 2017

En este caso el autor establece una guía para la implementación de un sistema de paneles solares en una granja avícola ubicada en Esparza, Costa Rica, basado en los consumos del año 2016, normas y porcentajes de la POASEN, y tarifas reguladas por la ARESEP.

En este proyecto se realizan tres diseños eléctricos de paneles solares con diferentes porcentajes de consumos energéticos, de los cuales se escoge uno como el ideal para la granja avícola.

Un punto muy importante es que se realizó una propuesta del soporte mecánico para el correcto anclaje de los paneles fotovoltaicos.

Tomando en cuenta las diferencias entre inversores y micro inversores, se determinó la mejor opción para el sistema por utilizar en la granja avícola.

La metodología utilizada en esta investigación va a ser útil como referencia para realizar todos los cálculos de número de paneles por medio del consumo energético, horas pico-solares, y también lo será el ángulo óptimo de inclinación. Además, el análisis financiero hecho por el autor, en el que se establece la rentabilidad del proyecto por medio de su inversión inicial y según el tiempo en el que se recupere la inversión, es relevante en esa tesis.

### **Antecedente número 3**

**Tema:** “Diseño eléctrico para villas turísticas incluyendo paneles fotovoltaicos”.

**Lugar:** Universidad Internacional de las Américas.

**Autor:** Ing. José Francisco Calderón Varela.

Este proyecto consistió en el diseño de las instalaciones eléctricas necesarias para un proyecto familiar y con posibilidades de explotación comercial, que incluye, además, el diseño y análisis económico de los sistemas fotovoltaicos necesarios para suplir parte de su demanda, con el fin de contribuir con el ambiente, y también el de disminuir los costos de operación para así reinvertir el dinero ahorrado en el mismo proyecto.

El diseño eléctrico se realiza con base en el NEC 2008, vigente en el país para este tipo de proyectos.

En lo que se refiere al diseño del sistema fotovoltaico se introducen el concepto de energía solar como fuente de generación eléctrica y el esquema básico de los proyectos fotovoltaicos y sus componentes principales (características que los definen), tipos de sistemas y conceptos básicos que se deben conocer a la hora de su diseño.

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

desarrollo de la instalación fotovoltaica con inversor central conectado a la red de distribución eléctrica.

El estudio de energía que el autor utiliza es de mucha utilidad ya que la edificación es nueva; por lo tanto, es indispensable para determinar el diseño por utilizar y realizar el análisis de rentabilidad, como es el caso de este proyecto.

### **Alcance**

Entregar un disco compacto que contenga los planos del diagrama unifilar con la configuración final seleccionada, una copia de la memoria de cálculo obtenida para efectuar dicho proyecto y un análisis financiero con el cual se determinó la rentabilidad del proyecto.

### **Limitaciones**

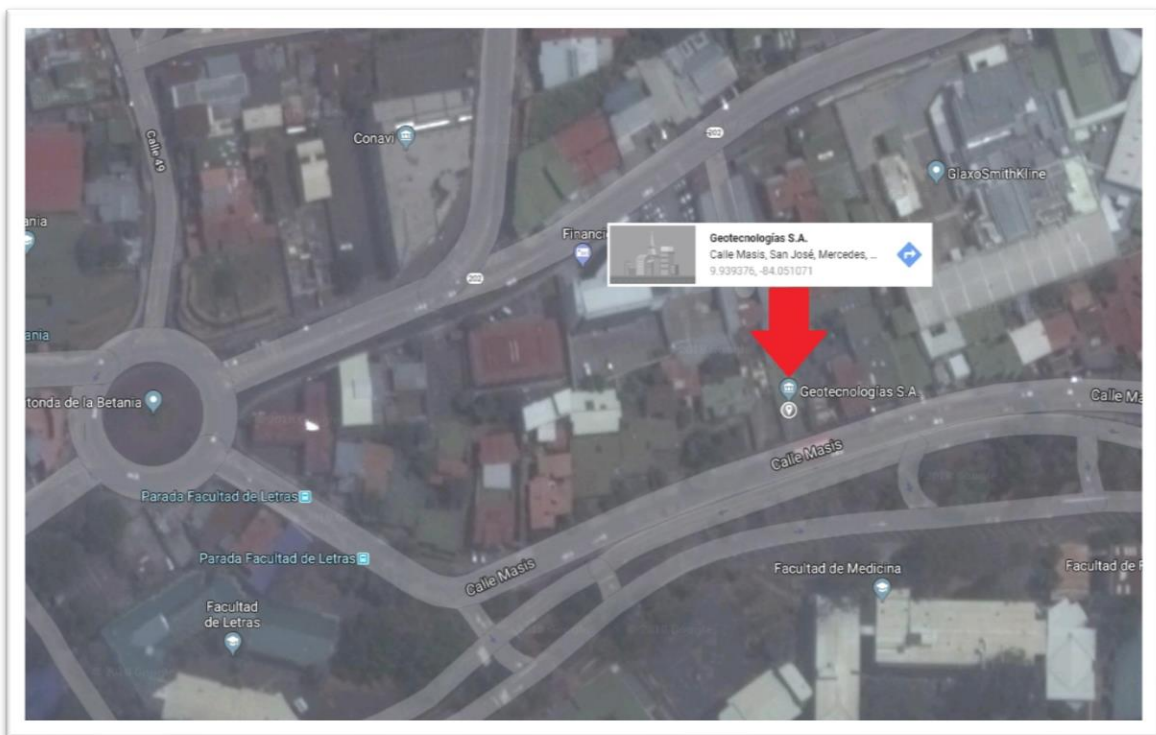
En el presente proyecto se señala principalmente la limitación de que no existe un consumo real, ya que el edificio aún no se encuentra construido. Tampoco se encontró suficiente información sobre consumos y horas típicas estimadas de edificios de este tipo para basarse en ellos y tomarlos como referencia. Otra limitante es la poca o nula comunicación con la empresa dueña y los diseñadores electromecánicos originales del proyecto.

# **CAPÍTULO 1: DIAGNÓSTICO**

El edificio de Geotecnologías, S.A. estará ubicado en Montes de Oca, San José, y se va a utilizar para la actividad de servicios geográficos. Se encuentra en proceso de iniciarse la construcción. Es un edificio de cuatro plantas y cuenta con parqueo.

Su ubicación exacta en coordenadas es la de 9.939376 grados de latitud y -84.051071 grados de longitud, como se muestra en la figura 1.

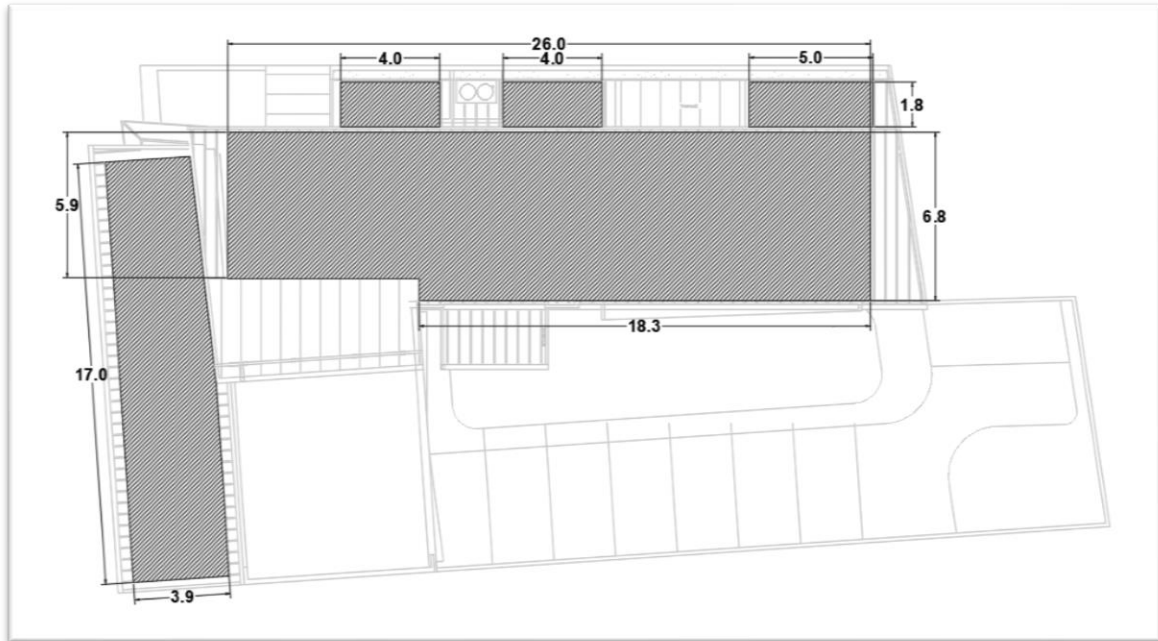
Figura 1. Ubicación de Geotecnologías, S.A.



Fuente: Google Maps

Con el fin de representar la distribución disponible del edificio para realizar el proyecto, en la figura 2 se pueden observar las cotas (metros) de las áreas disponibles de techo para la instalación del sistema.

Figura 2. Lámina de techos disponibles



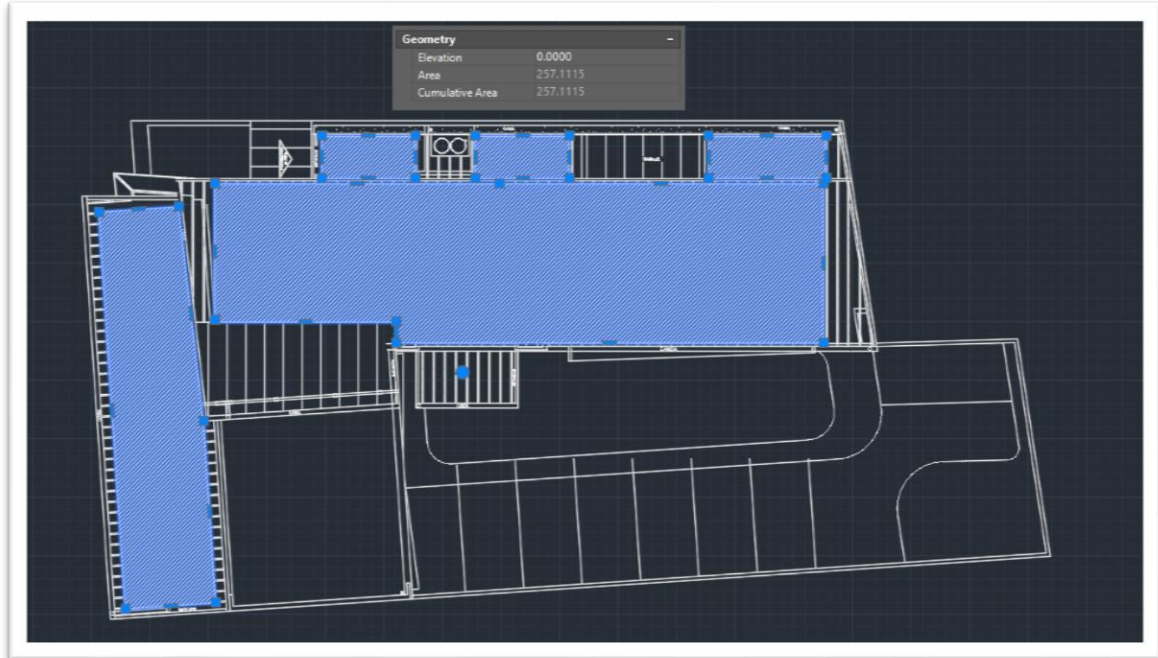
Fuente: Propia con software AutoCAD 2016.

En la figura se representa el área en donde se planea instalar los paneles solares y aerogeneradores, ya que este es el lugar disponible en el edificio para hacerlo. También cabe destacar que esta es una buena ubicación debido a que en las zonas no hay grandes obstáculos, como árboles u otras edificaciones que afecten el funcionamiento de los equipos del sistema mixto fotovoltaico y eólico de manera directa. Estas zonas se encuentran en la parte superior del edificio.

Respecto a las turbinas eólicas, estas estarían ubicadas a cuatro pisos de altura, que es un lugar idóneo para su instalación debido a que a mayor altura la velocidad del viento es mayor, y, como se había dicho anteriormente, no hay grandes obstáculos que afecten la velocidad y la forma del viento.

Utilizando un software de diseño (AutoCAD) se puede obtener el área total disponible, como se visualiza en la figura 3.

Figura 3. Área de techos disponible



Fuente: Propia con software AutoCAD 2016.

Las zonas de techo tienen en total un área aproximada de 257.1115 metros cuadrados, según la figura 3.

Se espera que en el área disponible se pueda instalar una cantidad de paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas que puedan conseguir un ahorro energético significativo. Esto se establecerá en el desarrollo de este documento.

## **CAPÍTULO 2:**

# **MARCO TEÓRICO**

## **2.1. Energías renovables**

Las energías renovables son fuentes de energía limpias, inagotables y crecientemente competitivas. Se diferencian de los combustibles fósiles principalmente en su diversidad, abundancia y potencial de aprovechamiento en cualquier parte del planeta, pero sobre todo en que no producen gases de efecto invernadero (causantes del cambio climático) ni emisiones contaminantes. Además, sus costos evolucionan a la baja de forma sostenida, mientras que la tendencia general de costos de los combustibles fósiles es la opuesta, al margen de su volatilidad coyuntural.<sup>1</sup>

### **2.1.1. ¿Qué tipos de energías renovables existen?**

Entre las energías renovables o también llamadas energías limpias se encuentran:

- Energía eólica, la energía que se obtiene del viento.
- Energía solar, la energía que se obtiene del sol. Las principales tecnologías son la solar fotovoltaica (aprovecha la luz del sol) y la solar térmica (aprovecha el calor del sol).
- Energía hidráulica o hidroeléctrica, la energía que se obtiene de los ríos y corrientes de agua dulce.
- Biomasa y biogás, la energía que se extrae de materia orgánica.
- Energía geotérmica, la energía calorífica contenida en el interior de la tierra.
- Energía marea-motriz, la energía que se obtiene de las mareas.

---

<sup>1</sup> <https://www.accion.com>

- Energía undimotriz u olamotriz, la energía que se obtiene de las olas
- Bioetanol, combustible orgánico apto para la automoción que se logra mediante procesos de fermentación de productos vegetales.
- Biodiésel, combustible orgánico para automoción, entre otras aplicaciones, que se obtiene a partir de aceites vegetales.

### **2.1.2. Ventajas principales de las energías renovables:**

- a. Son el socio imprescindible contra el cambio climático. Las renovables no emiten gases de efecto invernadero en los procesos de generación de energía, lo que las revela como la solución limpia y más viable frente a la degradación ambiental.
- b. Son inagotables. Al contrario que las fuentes tradicionales de energía como el carbón, el gas, el petróleo o la energía nuclear, cuyas reservas son finitas, las energías limpias cuentan con la misma disponibilidad que el sol, donde tienen su origen, y se adaptan a los ciclos naturales (por eso se denominan renovables). Por ello son un elemento esencial de un sistema energético sostenible que permite el desarrollo presente sin poner en riesgo el de las futuras generaciones.
- c. Reducen la dependencia energética. La naturaleza autóctona de las fuentes limpias implica una ventaja diferencial para las economías locales y una iniciativa para la independencia energética. La necesidad de importar combustibles fósiles produce una supeditación a la coyuntura económica y política del país proveedor que puede comprometer la seguridad del suministro energético. En cualquier parte del Planeta hay

- algún tipo de recurso renovable, viento, sol, agua, o materia orgánica susceptible de aprovechar para producir energía de forma sostenible.
- d. Crecientemente competitivas. Las principales tecnologías renovables, como la eólica y la solar fotovoltaica, están reduciendo drásticamente sus costos, de forma que ya son plenamente competitivas con las convencionales en un número creciente de emplazamientos. Las economías de escala y la innovación ya están consiguiendo que las energías renovables lleguen a ser la solución más sostenible, no solo ambiental sino también económicamente para mover el mundo.
  - e. Horizonte político favorable. Las decisiones acordadas en la COP21 han aportado un torrente de luz hacia el futuro de las energías renovables. La comunidad internacional ha entendido la obligación de robustecer la transición hacia una economía baja en carbono por el futuro sostenible del planeta. El clima de consenso internacional en favor de la descarbonización de la economía constituye un marco muy favorable para el impulso de las tecnologías energéticas limpias.

## **2.2. Energía solar fotovoltaica**

La energía solar fotovoltaica consiste en la transformación directa de la radiación solar en energía eléctrica.<sup>2</sup>

Esta transformación en energía eléctrica se consigue aprovechando las propiedades de los materiales semiconductores mediante las células fotovoltaicas. El material base para la fabricación de paneles fotovoltaicos suele ser el silicio. Cuando la luz del sol (fotones) incide en una de las caras de la

---

<sup>2</sup> <https://solar-energia.net>

célula solar genera una corriente eléctrica. Esta electricidad generada se puede aprovechar como fuente de energía.

La fabricación de las células fotovoltaicas es un proceso costoso, tanto económicamente como en tiempo.

### **2.2.1. Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica**

La principal aplicación de una instalación de energía solar fotovoltaica es la producción de energía eléctrica a partir de la radiación solar.

La producción de energía puede ser en gran escala para el consumo en general o en pequeña escala para consumo en pequeñas viviendas, refugios de montaña o sitios aislados.

Principalmente se diferencian dos tipos de instalaciones fotovoltaicas:

- a. Instalaciones fotovoltaicas de conexión a red, en que la energía que se produce se utiliza íntegramente para la venta a la red eléctrica de distribución.
- b. Instalaciones fotovoltaicas aisladas de red que se utilizan para autoconsumo, ya sea en una vivienda aislada, en una estación repetidora de telecomunicación, o para bombeo de agua para riego, etc.

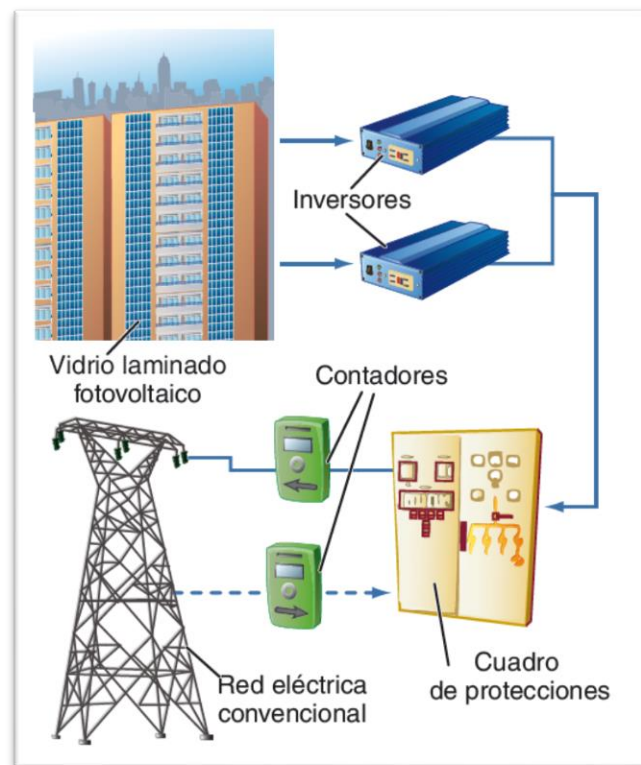
Dentro de las aplicaciones de la energía fotovoltaica no conectada a la red esta se encuentra en muchos ámbitos de la vida cotidiana. La energía fotovoltaica se utiliza en pequeños aparatos como calculadoras, o para el alumbrado público en determinadas zonas, e incluso se ha utilizado en automóviles y aviones que funcionan exclusivamente aprovechando la radiación solar como fuente de energía.

## 2.2.2. Tipos de instalaciones de sistemas fotovoltaicos

### a) Conectada a red

En ellas el productor no utiliza la energía directamente, sino que es vendida al organismo encargado de la gestión de la energía en el país. Tienen la ventaja de que la producción de electricidad se realiza precisamente en el periodo en el que la curva de demanda de electricidad aumenta, es decir, durante el día. Son muy importantes los kilovatios generados de esta forma.

Figura 4. Instalacion conectada a red eléctrica

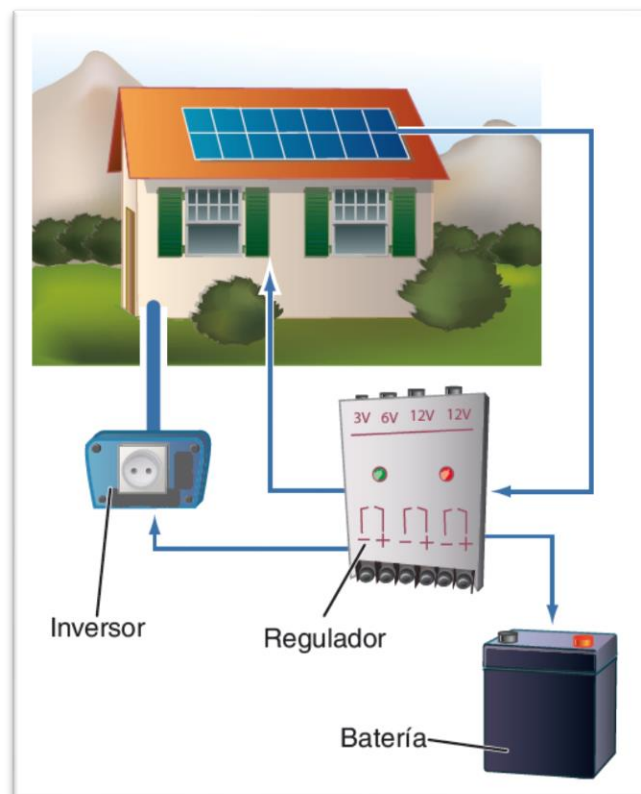


Fuente: Solar-energia.net

## b) Autónoma

Producen electricidad sin ningún tipo de conexión con la red eléctrica, a fin de dotar de este tipo de energía al lugar en donde se encuentran ubicadas. Por ejemplo, según la figura 5 la vivienda no tiene que estar conectada a la red y produce por sí sola la electricidad necesaria para su consumo.

Figura 5. Instalación solar autosuficiente



Fuente: Solar-energia.net

En el caso de esta investigación la instalación se va a centrar en las instalaciones conectadas a la red.

### **2.2.3. Componentes de una instalación fotovoltaica conectada a la red**

#### **a) Panel fotovoltaico**

Una placa o panel fotovoltaico es un conjunto de celdas fotovoltaicas interconectadas. Estas placas se utilizan como componente en sistemas de energía solar fotovoltaica de producción de electricidad para aplicaciones domésticas o comerciales.<sup>3</sup>

La célula solar solo es capaz de generar una tensión de unas décimas de voltio (+/- 0,5 V) y una potencia máxima de 1 ó 2 Watts. Por tanto, es necesario conectar en serie varias células (que se comportan como pequeños generadores de corriente) para conseguir tensiones de 624 V, aceptadas en muchas aplicaciones.

El panel fotovoltaico es el conjunto formado por unas cuantas de estas células conectadas convenientemente encajadas y protegidas, y constituye el módulo fotovoltaico. El panel fotovoltaico es el encargado de transformar de una manera directa la energía de la radiación solar en electricidad, en forma de corriente continua.

La placa fotovoltaica está diseñada para soportar las condiciones que se dan al aire libre y poder formar parte de la "piel" del edificio. Su vida útil se considera de 25 años.

Las células se encapsulan en una resina y se colocan entre dos láminas para formar los módulos fotovoltaicos. La lámina exterior es de vidrio y la

---

<sup>3</sup> <https://solar-energia.net>

posterior puede ser de plástico opaco o de vidrio, si se quiere hacer un módulo semitransparente.

En el hemisferio norte hay que orientar las placas en dirección sur y con una inclinación determinada. La más apropiada en cada emplazamiento depende de la latitud y de la época del año. Es aconsejable el estudio de radiación solar recibida para cada emplazamiento. Por otro lado, la inclinación de los módulos variará en función de las necesidades energéticas previstas y del período de utilización, a fin de hacer un balance estacional (invierno, verano) o anual.

#### **b) Estructura de un panel fotovoltaico**

La parte más importante de un módulo fotovoltaico es el conjunto de células fotovoltaicas, que son las encargadas de la transformación de la radiación solar en energía eléctrica. El resto de elementos que forman parte de un panel solar tienen la función de proteger y dar firmeza y funcionalidad al conjunto.

Las células fotovoltaicas están encapsuladas con vidrio reforzado y varias capas de material plástico. Posteriormente, todo este conjunto se refuerza hasta formar un marco exterior con perfiles metálicos de aluminio.

Los paneles solares fotovoltaicos que se utilizan en la actualidad están formados de la siguiente estructura:

- Cubierta frontal
- Capas encapsuladas
- Marco de apoyo
- Protección posterior

- Caja de conexiones eléctricas
- Células fotovoltaicas
- Cubierta frontal.

La cubierta frontal del panel fotovoltaico tiene una función principalmente protectora ya que sufre la acción de los agentes atmosféricos. Se utiliza el vidrio templado con bajo contenido de hierro, dado que presenta una buena protección contra los impactos y es muy buen transmisor de la radiación solar.

### **c) Capas encapsuladas**

Las capas encapsuladas son las encargadas de proteger las células solares y sus contactos. Los materiales empleados (etil-vinil-acetileno o EVA) proporcionan una excelente transmisión a la radiación solar, así como una nula degradación frente las radiaciones ultravioletas.

El EVA es un copolímero termoplástico de etileno y acetato de vinilo, que actúa como aislante térmico y transparente para dejar pasar los rayos solares hasta las células fotovoltaicas. Aporta cohesión al conjunto del panel al rellenar el volumen existente entre las cubiertas frontal y trasera, amortiguando así las vibraciones e impactos que se pueden producir.

Los problemas más importantes que presentan los copolímeros, como la EVA, son su excesiva plasticidad (cuando se estiran no recuperan su posición original) y gran adherencia al polvo, lo que provoca una disminución en la transmisividad a la radiación solar, y su baja vida útil, que suele condicionar la vida útil de todo el módulo.

Otras características que presentan estos copolímeros son:

- Buena resistencia al clima y a los agentes químicos.
- Baja absorción de agua
- Fácil de pegar
- Fácil de cortar
- No es tóxico-reciclable
- Marco de apoyo.

El marco de apoyo es la parte que da robustez mecánica al conjunto y permite su inserción en estructuras que agruparán a módulos. El marco, normalmente, es de aluminio.

#### **d) Protección posterior**

Su misión de la protección posterior del panel fotovoltaico consiste, fundamentalmente, en proteger contra los agentes atmosféricos, ejerciendo así una barrera infranqueable contra la humedad. Normalmente, se utilizan materiales 24 acrílicos, Tedlar o EVA. A menudo son de color blanco, porque esto favorece el rendimiento del panel debido al reflejo que produce en las células.

El Tedlar también es conocido como PVF, Polyvinyl fluorid o  $(CH_2CHF)_n$ . El Tedlar o PVF es un polímero termoplástico, estructuralmente similar al PVC (polyvinyl chloride). Tiene una baja inflamabilidad, baja permeabilidad a los vapores y una excelente resistencia al desgaste por las condiciones atmosféricas.

### **e) Caja de conexiones eléctricas**

De la caja de conexiones eléctricas salen dos cables, uno positivo y el otro negativo. Es el lugar por donde se da una continuidad en el circuito eléctrico.

Algunos módulos fotovoltaicos tienen una toma de tierra, que deberá utilizarse en instalaciones de potencia elevada.

### **f) Células fotovoltaicas**

Las células fotovoltaicas son los elementos más importantes del panel fotovoltaico. Se trata de unos dispositivos semiconductores capaces de generar electricidad a partir de la radiación solar.

En el proceso de fabricación del panel fotovoltaico, una vez montadas las conexiones eléctricas se pasa un control de calidad muy estricto, ya que no se debe olvidar que están expuestos durante muchos años a la intemperie, en condiciones desde un calor extremo hasta fríos glaciares, viento, humedad, etc.

## **2.2.4. Tipos de paneles fotovoltaicos**

En el mercado existen varios tipos de paneles solares fotovoltaicos para uso doméstico. Los tipos más comunes son los paneles fotovoltaicos monocristalinos, los paneles solares policristalinos y las placas solares de capa fina.

Alrededor de 90% de la tecnología fotovoltaica se basa en el uso de alguna variación del silicio. En el caso de los paneles solares destinados a uso doméstico este porcentaje es todavía mayor.

La principal diferencia entre los diferentes tipos de placas fotovoltaicas es la pureza del silicio utilizado. Cuanto más puro sea el silicio, mejor alineadas estarán sus moléculas, y mejor convierte la energía solar en electricidad.

De este modo se establece una relación directa entre la pureza del silicio y la eficiencia de los paneles solares. Por el contrario, el aumento de la pureza del silicio implica procesos más caros.

El silicio cristalino es la base de las celdas monocristalinas y policristalinas.

#### **a) Paneles solares monocristalinos de celdas de silicio**

En los paneles solares monocristalinos las celdas solares de silicio monocristalino (mono-Si) son bastante fáciles de reconocer por su coloración y aspecto uniforme, que indica una alta pureza en silicio.

En este tipo de paneles fotovoltaicos las celdas monocristalinas se fabrican con bloques de silicio o ingots, que son de forma cilíndrica.

Posteriormente, con el objetivo de reducir los costos de fabricación de las celdas fotovoltaicas monocristalinas y de optimizar su rendimiento, se recortan los cuatro lados de los bloques cilíndricos para hacer láminas de silicio. Este recorte es el que les da este aspecto característico.

Una de las formas más sencillas para poder distinguir claramente un panel solar monocristalino de uno policristalino es que en el policristalino las celdas no tienen esquinas redondeadas y son perfectamente rectangulares.

## **b) Paneles fotovoltaicos policristalinos de silicio**

A diferencia de los paneles monocristalinos en su fabricación no se emplea el método Czochralski. El silicio en bruto se funde y se vierte en un molde cuadrado. A continuación, se enfría y se corta en láminas perfectamente cuadradas.

Los primeros paneles solares policristalinos de silicio aparecieron en el mercado en 1981.

## **c) Paneles solares fotovoltaicos de capa fina**

El fundamento de estos paneles es depositar varias capas de material fotovoltaico en una base. Dependiendo de cuál sea el material empleado se pueden encontrar paneles de capa fina de silicio amorfo (a-Si), de telururo de cadmio (CdTe), de cobre, indio, galio y selenio (GIS/CIGS) o células fotovoltaicas orgánicas (OPC)

Dependiendo del tipo, un módulo de capa fina presenta una eficiencia de 7-13%. Debido a que tienen un gran potencial para uso doméstico son cada vez más demandados.

### **2.2.5. Ubicación de los paneles solares**

Cualquier implantación de un sistema de energía solar fotovoltaica sostenible lleva implícita la optimización de los recursos por utilizar. Esta es la base del diseño y del montaje de las instalaciones solares.

Para conseguir de manera sencilla el aprovechamiento del sol como recurso energético, es imprescindible el conocimiento de la trayectoria solar y el perfil de las necesidades y de los condicionantes de la ubicación. Todo ello

conlleva determinar la orientación y la inclinación de los paneles en instalaciones fijas para conseguir el mínimo costo del kilovatio hora-solar.

Por cuestiones de adaptación arquitectónica los paneles suelen estar situados en las cubiertas, aunque no sea la zona más próxima al sistema de acumulación o de contadores de energía. Por cuestiones de seguridad y de integración arquitectónica se determinará la cubierta de las edificaciones como zona de ubicación de los paneles solares fotovoltaicos.

#### **a) Orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos**

La cubierta es un elemento estructural de la edificación del que se deben conocer básicamente cuatro parámetros: la superficie disponible, la orientación, la carga estructural que puede soportar y la incidencia de sombras que puede tener. Estos elementos condicionarán la disposición de los paneles solares y los sistemas de anclaje.

#### **b) La superficie disponible**

La superficie disponible quedará determinada por el espacio de la cubierta en la que la propiedad determine ubicar los paneles. Habrá que procurar que esta superficie sea un espacio de fácil acceso para las operaciones de mantenimiento; a la vez que este espacio deberá estar protegido de actos vandálicos o de caída de objetos. En ningún caso, no se puede infringir ninguna normativa urbanística del municipio y se requerirá el "permiso de la comunidad de propietarios" en caso de que la instalación de los paneles se haga en una comunidad constituida.

### **c) Orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos**

Ambos aspectos dependen de la latitud en la que se esté. La orientación óptima de los paneles podrá ser sur o norte, y la inclinación óptima dependerá de la latitud del lugar, de la época del año en la que se quiera utilizar y de si se dispone o no de un grupo electrógeno propio.

### **d) Inclinación de las placas solares dependiendo de la época del año**

Teniendo en cuenta que en alguna ocasión no es posible alcanzar las condiciones de inclinación y orientación adecuadas, habrá que evaluar, en todo caso, las pérdidas de radiación incidente debido a los condicionantes de ubicación.

### **e) Incidencia de sombras**

Para lograr el máximo aprovechamiento de un sistema de energía solar se deberá tener cuidado de la incidencia de posibles sombras sobre los paneles, tanto las cercanas (objetos que tapan momentáneamente la radiación directa del sol) como las sombras lejanas (elementos de la orografía o paisaje, o ambos, que ocultan el sol de la zona en donde se ubica la instalación solar).

El efecto de las sombras deberá evaluarse con mucho cuidado a la hora de determinar la ubicación de los paneles, porque las sombras en los paneles producen una merma importante de la producción, sobre todo si se producen en las horas centrales del día (máxima insolación).

## f) Separación entre hileras de paneles solares

La separación entre hileras de paneles fotovoltaicos debe garantizar la “no superposición” de sombras entre las hileras de paneles durante los meses del solsticio de invierno/verano.

Esta distancia quedará determinada por la siguiente expresión, en el caso de paneles en disposición horizontal (sobre un plano):

Ecuación 2.1.

$$d = \left( \frac{h}{\tan(H)} \right) \times \cos(A)$$

Donde:

- D, es la distancia mínima entre líneas de paneles.
- h, es la altura de la línea de paneles (en vertical, desde el punto superior en el suelo).
- tanH, es la tangente de la altura solar (ángulo) en el mes más desfavorable en esta latitud.
- cosA, es el coseno del azimut solar en el mes más desfavorable (diciembre) a las 10 h solar.

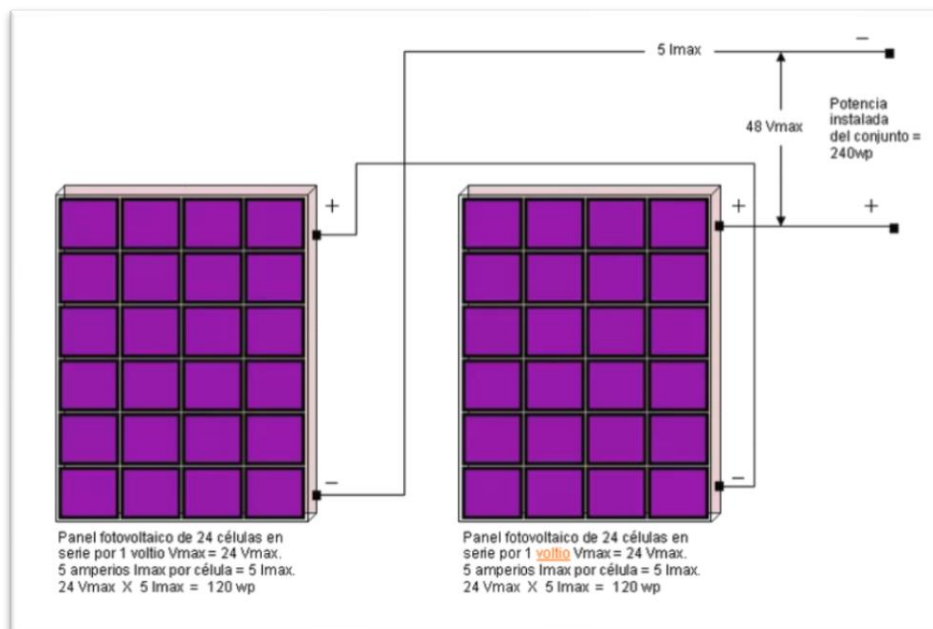
## 2.2.6. Tipos de conexión de paneles fotovoltaicos

### a) Conexión en serie

La conexión en serie, como se mencionó anteriormente, es aquella en la que se suman los voltajes de los paneles y el amperaje de ellos permanece constante.<sup>4</sup>

La conexión en serie se da cuando se conecta el polo positivo del primer panel con el polo negativo del siguiente panel, y así sucesivamente. La conexión final se obtendrá entre el polo negativo del primer panel y el polo positivo del último panel de la serie. Abajo se ve, en una imagen, un ejemplo práctico de lo que se explica. Allí se utilizan dos paneles de 24V cada uno y una corriente máxima de 5A. La tensión final de la serie será de 48V y la intensidad de 5A.

Figura 6. Ejemplo práctico de una conexión en serie de dos paneles solares



Fuente: energiasolaraldia.com

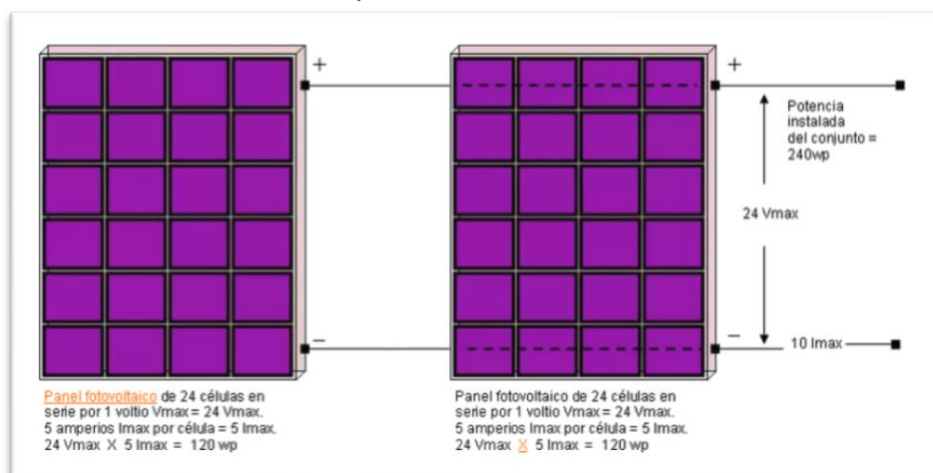
<sup>4</sup> <http://energiasolaraldia.com>

## b) Conexión en paralelo

La conexión en paralelo se da cuando se conecta el polo positivo del primer panel con el polo positivo del segundo panel, y así sucesivamente con el resto de los paneles del sistema.

Además, se conectan los polos negativos del primer panel con el polo negativo del segundo panel y así sucesivamente. La conexión final se obtendrá entre el polo positivo y el negativo del último panel. En este tipo de conexión se obtiene un sistema en el que se suman los amperajes de cada uno de los paneles que intervienen en el sistema, y el voltaje permanece constante. Más abajo, en una imagen se da un ejemplo práctico en el que se utilizan los mismos paneles tomados en el ejemplo anterior, en el cual el voltaje obtenido es de 24V, y un amperaje de 10A.

Figura 7. Ejemplo práctico de una conexión en paralelo de dos paneles solares



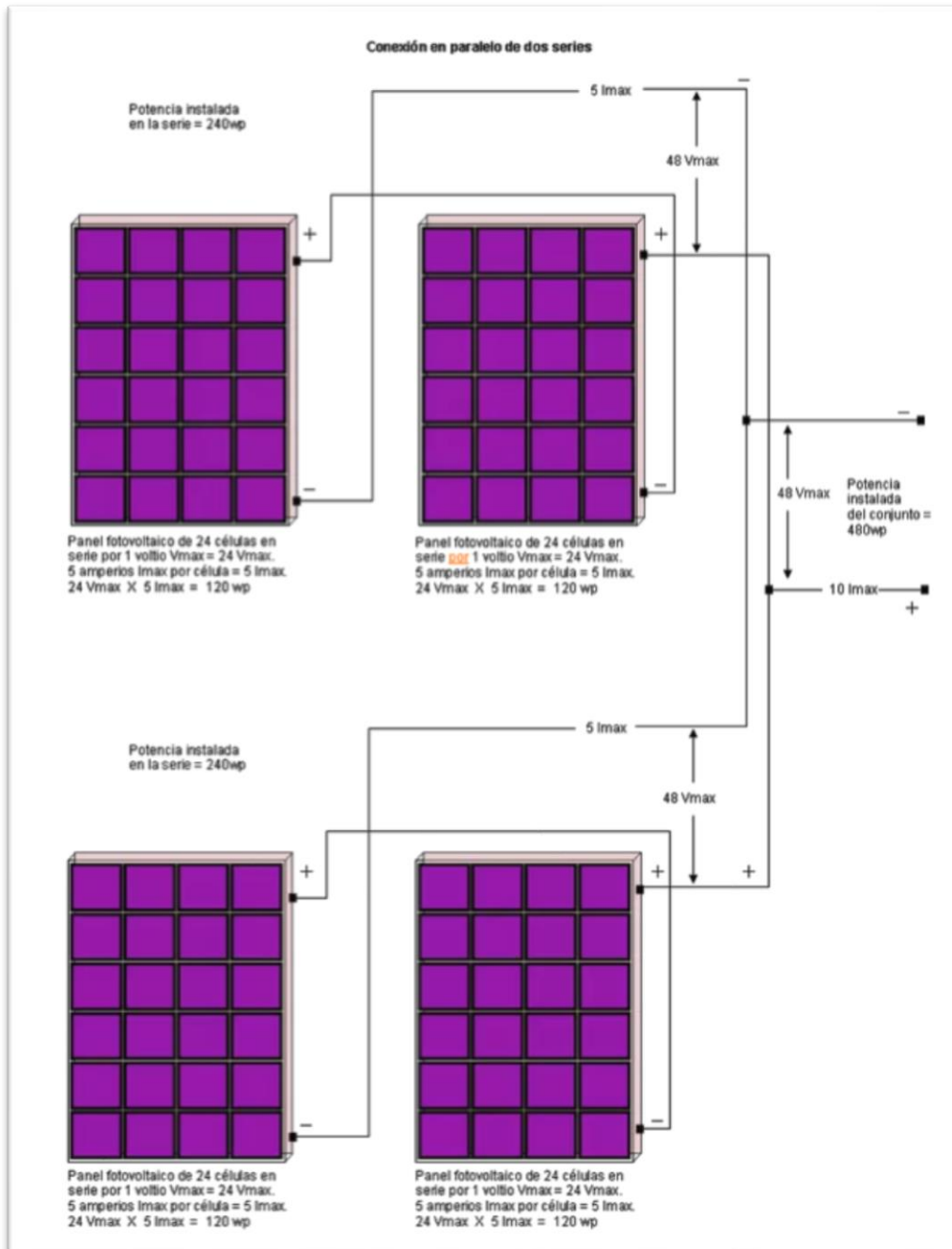
Fuente: energiasolaraldia.com

## c) Serie-paralelo

Un caso un poco más complejo y que es el que se encuentra con más asiduidad en las instalaciones es cuando se combinan los dos tipos de conexiones en un sistema o “arreglo” de paneles solares. En estos sistemas

solamente se arman primeramente las series (cuando se suma el voltaje) para luego conectarlas en paralelo (se suman los amperajes). En el ejemplo inferior se suman dos series en paralelo y se obtiene un voltaje final de 48V y un amperaje final de 10A.

Figura 8. Ejemplo práctico de una conexión en serie paralela



Fuente: energiasolaraldia.com

### **2.2.7. Inversores en instalaciones conectadas a red**

Como se comentó antes, este equipo electrónico es el elemento central de una instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica. Además de realizar la conversión de continua a alterna, el inversor debe sincronizar la onda eléctrica generada con la de la corriente eléctrica de la red, para que su compatibilidad sea total. El inversor dispone de funciones de protección para garantizar tanto la calidad de la electricidad vertida a la red como la seguridad de la propia instalación y de las personas.<sup>5</sup>

Los parámetros que determinan las características y prestaciones de un inversor son los siguientes:

- **Potencia:** determinará la potencia máxima que podrá suministrar a la red eléctrica en condiciones óptimas. La gama de potencias en el mercado es enorme; sin embargo, para los sistemas domésticos existen desde 50 W (mini inversor situado en cada placa) ó 400 W (para pequeños campos fotovoltaicos) hasta potencias de varios kilovatios. Muchos modelos están pensados para poder conectarlos en paralelo a fin de permitir el crecimiento de la potencia total de la instalación.
- **Fases:** normalmente los inversores cuya potencia es inferior a 5 kW son monofásicos. Los mayores de 15 kW suelen ser trifásicos. Muchos modelos monofásicos pueden acoplarse entre sí para generar corriente trifásica.
- **Rendimiento energético:** debería ser alto en toda la gama de potencias a las que se trabajará. Los modelos que actualmente existen en el mercado

---

<sup>5</sup> <http://spain-s3-mhe-prod.s3-website-eu-west-1.amazonaws.com/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>

tienen un rendimiento medio situado en torno a 90%. El rendimiento del inversor es mayor cuanto más próximos se esté a su potencia nominal y, con el fin de optimizar el balance energético, es primordial hacer coincidir la potencia pico del campo fotovoltaico con la potencia nominal del inversor. Si se quiere tener un funcionamiento óptimo de la instalación, la potencia de pico del campo fotovoltaico nunca debe ser menor que la potencia nominal del inversor.

- Protecciones: el inversor debería incorporar algunas protecciones generales que como mínimo serían las siguientes:
  - a) Interruptor automático: dispositivo de corte automático sobre el cual actuarán los relés de mínima y máxima tensión, que controlarán la fase de la red de distribución a la que está conectado el inversor. El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica, será también automático una vez restablecido el servicio normal en la red.
  - b) Funcionamiento «en isla»: el inversor debe contar con un dispositivo para evitar la posibilidad de funcionamiento cuando ha fallado el suministro eléctrico o su tensión ha descendido por debajo de un determinado umbral.
  - c) Limitador de las tensiones máxima y mínima.
  - d) Limitador de las frecuencias máxima y mínima. El margen indicado sería de 2%.
  - e) Protección contra contactos directos.
  - f) Protección contra sobrecarga.
  - g) Protección contra cortocircuito.

h) Bajos niveles de emisión e inmunidad de armónicos.

Es deseable que el estado de funcionamiento del inversor quede reflejado en indicadores luminosos o en una pantalla (funcionamiento anómalo o averías, detención de producción por avería en la red, etc.). También sería conveniente que el inversor ofreciera la posibilidad de que sea monitorizado desde un ordenador. Si en la instalación se incluyen determinados sensores puede aportar datos de radiación, generación solar, energía transformada a corriente alterna, eficiencia, etc.

### **2.2.7.1. Tipos de inversores**

#### **a) El inversor central ("String Inverter")**

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica siempre han requerido un inversor. El inversor clásico es el que se conoce como inversor central o "string inverter". Un inversor central típico mide aproximadamente 18" de ancho por 36" de largo y 9" de espesor. El peso de este equipo es cercano a las 100 libras. Es un equipo robusto que requiere un espacio para su instalación. La mayoría de los inversores centrales vienen diseñados para ser instalados tanto en el exterior como en el interior; pero el inversor funciona más eficientemente cuando es instalado en un lugar fresco y alejado del impacto directo de los rayos del sol.<sup>6</sup>

---

<sup>6</sup> <http://panelessolarespr.com>

Existen muchas marcas de inversores centrales. Algunas de ellas son: Eaton, SMA, Schneider Electric (Xantrex) y Solectria.

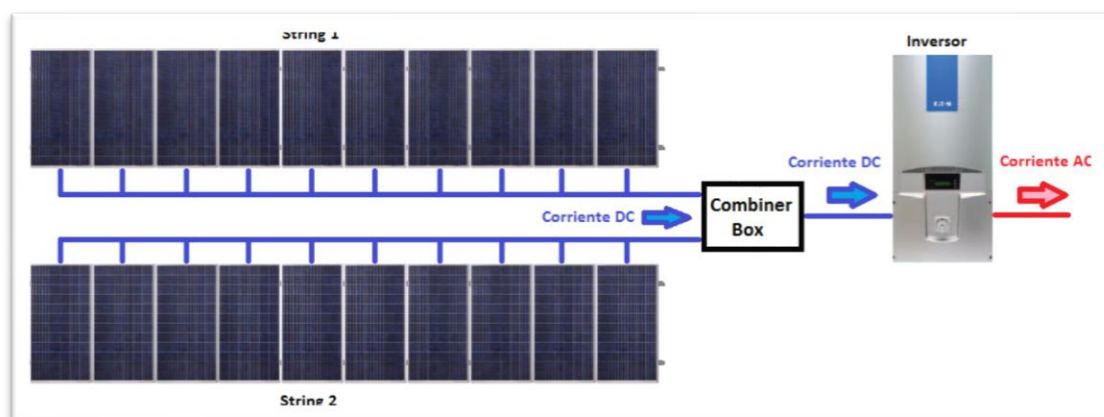
Figura 9. Marcas de inversores centrales



Fuente: panelessolarespr.com

Un sistema que utiliza inversor central, dependiendo de la capacidad del sistema, va a tener un solo inversor para un arreglo de paneles solares. Por ejemplo, un sistema de 5 kilo-vatios (kW) se compone de 20 paneles solares de 250 vatios ("Watts") cada uno. Si este sistema se diseñara utilizando un inversor central, la capacidad del inversor debe ser de 5 kilo-vatios (kW). Todos los paneles se combinarían en una caja de combinaciones ("combiner box") y de ahí se conectarían al inversor central.

Figura 10. Conexión de un sistema con inversor central



Fuente: panelessolarespr.com

## **Ventajas**

- Tienen una alta eficiencia.
- Tienen un largo historial en el mercado por lo que son de una tecnología confiable.
- Su costo por vatios es menor al de un micro inversor.
- Su mantenimiento es más sencillo porque es un solo componente.

## **Desventajas**

- La instalación es un poco más complicada.
- No se puede monitorear la energía que produce cada panel solar individualmente.
- Trabajan a un voltaje más alto, lo cual requiere que se tomen medidas de precaución.
- Por su tamaño requieren un espacio adecuado para ser instalados.
- Hacen un poco de ruido.
- Una falla en el inversor significa cero producciones de energía del arreglo de paneles fotovoltaicos.

### **b) El micro inversor**

Existe otra tecnología de inversores conectados a la red conocidos como micro inversores. Los micro inversores son bien pequeños si se comparan con un inversor central. Tienen unas dimensiones aproximadas de 7" de ancho por 7" de largo, y de 2" de espesor. El peso de un micro inversor es de aproximadamente 5 libras. Los micro inversores son componentes pequeños que se instalan en los rieles del sistema de anclaje, debajo de cada panel solar.

Algunos fabricantes de micro inversores son Enphase Energy, ABB (Power-One), SMA, Enecsys y SolarBridge.

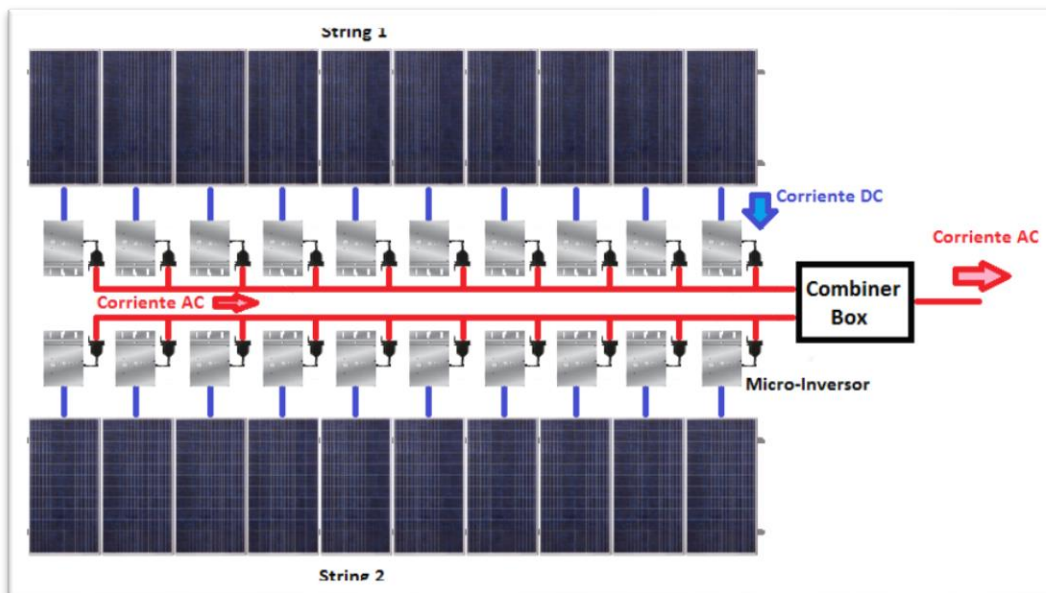
Figura 11. Marcas de micro inversores.



Fuente: panelessolarespr.com

Utilizando el mismo ejemplo del sistema de 5 kilo-vatios con 20 paneles solares de 250 vatios, en este sistema se utilizarían 20 micro-inversores de 250 vatios cada uno. O sea, que un sistema en el que se utilizan micro-inversores se necesita un micro-inversor por cada panel solar en el sistema.

Figura 12. Conexión de un sistema con micro inversores.



Fuente: panelessolarespr.com

## **Ventajas**

- Simplifican el diseño de los sistemas fotovoltaicos.
- La instalación del sistema fotovoltaico usualmente es más sencilla.
- En lugares en donde hay problemas de sombra son más convenientes porque una sombra no compromete la producción de energía de todo el sistema fotovoltaico.
- Permiten monitorear la energía que produce cada panel individualmente.
- Si un micro inversor falla solo se afecta la producción de energía de un solo panel solar.
- Son silenciosos.

## **Desventajas**

- Son más costosos (\$/vatio) que un inversor central.
- Su eficiencia es un poco más baja que la de un inversor central.
- El mantenimiento puede ser más complicado debido a que son varias unidades en un solo arreglo de paneles solares.
- Comparado con el inversor central no hay mucha variedad en el mercado.
- Debido a que se instalan debajo del panel solar pueden ser propensos a presentar problemas de temperaturas bien altas.

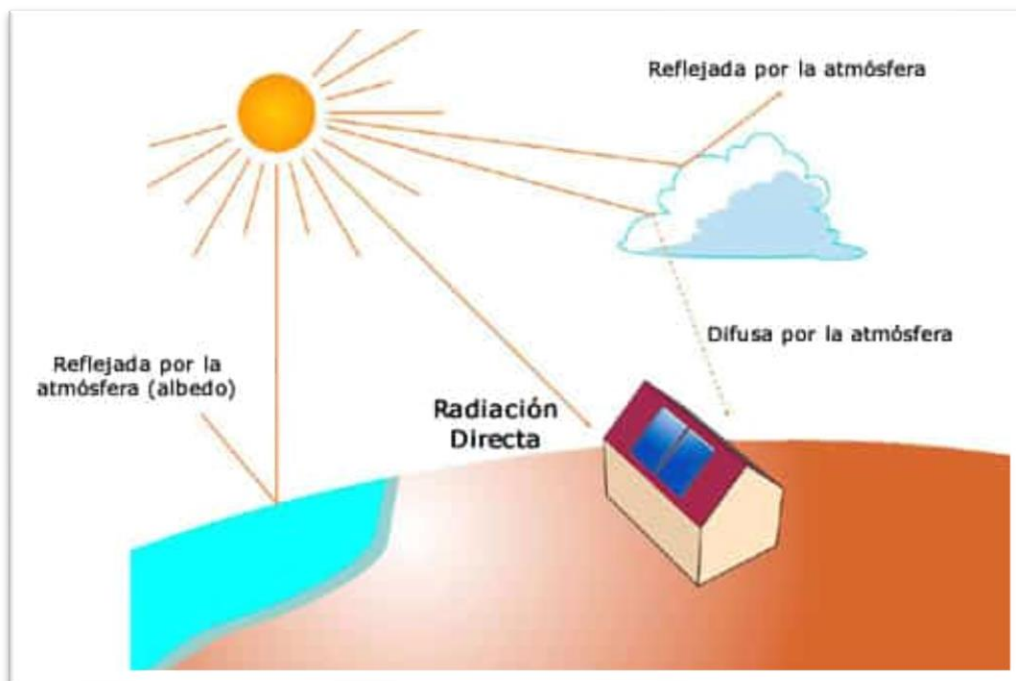
### 2.3. Radiación solar (la energía del sol)

El sol produce una cantidad de energía constante que en el momento de incidir en la superficie terrestre pierde parte de su potencia debido a distintos fenómenos ambientales.<sup>7</sup>

La potencia radiante de 1 367 W/m<sup>2</sup>, denominada constante solar, que llega al planeta tierra, no es la que finalmente alcanza la superficie terrestre, debido a la influencia de los fenómenos atmosféricos, la actividad humana, la forma propia de la tierra, el ciclo día/noche y la órbita elíptica de la tierra.

La atmósfera atenúa la radiación solar debido a los fenómenos de reflexión, absorción y difusión que los componentes atmosféricos (moléculas de aire, ozono, vapor de agua, CO<sub>2</sub>, aerosoles, etc.) producen sobre esta.

Figura 13. Radiaciones solares.



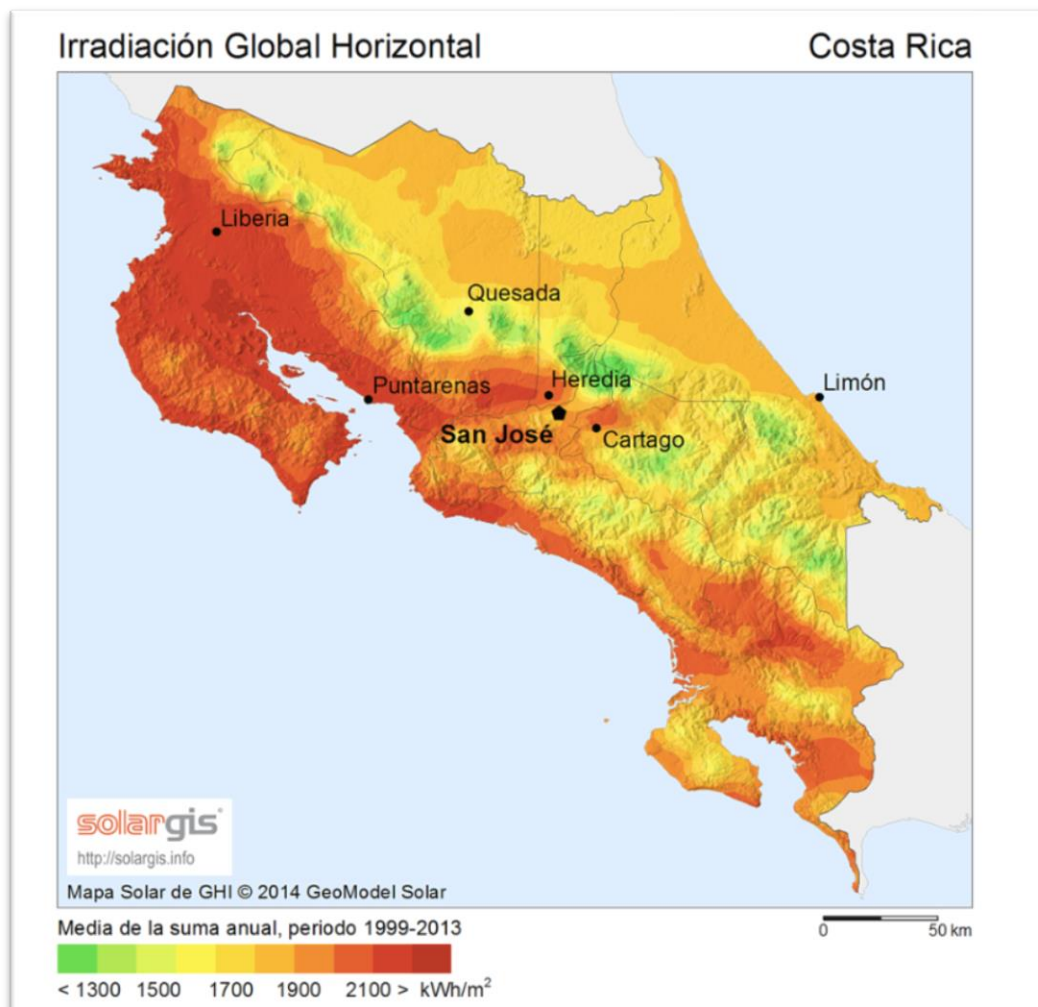
Fuente: sfe-solar.com

<sup>7</sup> <https://www.sfe-solar.com>

Teniendo en cuenta todos estos parámetros, la irradiancia que incide en un plano horizontal de la superficie terrestre en un día claro al mediodía alcanza un valor máximo de 1000 W/m<sup>2</sup>, aproximadamente. Este valor depende del lugar y sobre todo de la nubosidad, como se dice.

Si se suma toda la radiación global que incide en unas placas fotovoltaicas, en un lugar determinado y en un periodo o tiempo definido (hora, día, mes, año), se obtiene la energía en kWh/m<sup>2</sup> (o en MJ/m<sup>2</sup>).

Figura 14. Mapa de irradianción solar en Costa Rica



Fuente: solargis.com

### 2.3.1. Hora solar pico

La hora solar pico (HSP) es una unidad que mide la irradiación solar y se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m<sup>2</sup>. Una hora solar pico equivale a 3,6 MJ/m<sup>2</sup> o, lo que es lo mismo, 1 kWh/m<sup>2</sup>; tal y como se muestra en la siguiente conversión:

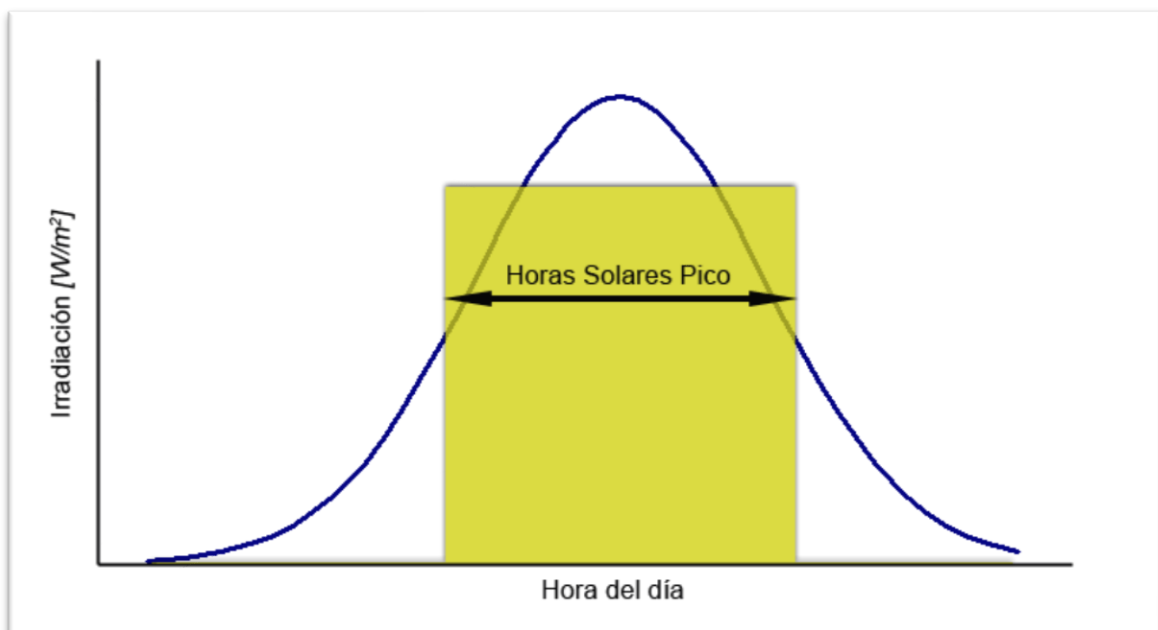
$$1HSP = \frac{1000W \times 1h}{m^2} \times \frac{3600s}{1h} \times \frac{1J/s}{1W} = 3,6MJ/m^2$$

Se utiliza en el dimensionado de paneles fotovoltaicos.

### 2.3.2. Interpretación gráfica

Si se representa en un gráfico la distribución horaria de la irradiación incidente sobre la superficie terrestre se observa que los niveles varían a lo largo del día. Gráficamente, la hora pico solar se interpreta como una función de valor constante que delimita la misma área que la distribución antes mencionada.

Figura 15. Gráfico de horas solares pico



Fuente: sfe-solar.com

## 2.4. Número y conexionado de los módulos solares

Para el cálculo del número de paneles solares necesarios para satisfacer la demanda eléctrica prevista en la vivienda, se empleará la expresión siguiente en función del emplazamiento y del tipo de panel solar que se vaya a instalar<sup>8</sup>:

Ecuación 2.2.

$$N_{mod} = \frac{C_{ed}}{P_{MP} * HSP_{crit} * PR}$$

Donde:

- $C_{ed}$ , el consumo diario estimado
- PMP, es la potencia pico del módulo seleccionado en condiciones estándar de medida;
- HSPcrít, es el valor de las horas de sol pico del mes crítico;
- PR, es el "Performance Ratio" de la instalación o rendimiento energético de la instalación, definido como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, en la que se tienen en cuenta las siguientes pérdidas originadas:
  - Pérdidas por dispersión de potencia de los módulos
  - Pérdidas por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas
  - Pérdidas debidas a la acumulación de suciedad en los módulos
  - Pérdidas por sombras.

---

<sup>8</sup> <http://ingemecanica.com>

- Pérdidas por degradación de los módulos
- Pérdidas eléctricas
- Pérdidas por reflectancia.

Finalmente, contabilizando todas las pérdidas anteriores se obtiene el "Performance Ratio" (PR) o rendimiento energético de la instalación, definido como la eficiencia alcanzada en la instalación. Para simplificar el cálculo normalmente se asume a 90%.

## 2.5. Inclinación de placas solares

Las placas solares deben tener una inclinación con un grado de ángulo óptimo para captar los rayos del sol de manera perpendicular. Una inclinación equivocada podría causar una pérdida significativa en la eficiencia de todo el sistema solar. Sin embargo, encontrar el ángulo correcto de los paneles no es fácil, ya que la luz solar no es constante en este planeta. Varía en función de la latitud del lugar y de la época del año de observación. En el hemisferio norte del planeta el sol está bajo en el horizonte a medida que se avanza hacia el norte. Además, en los meses de invierno el sol es particularmente menor que en los meses de verano. Lo contrario sucede en el hemisferio Sur.

Para determinar el ángulo de inclinación adecuado de los paneles solares, que maximice la radiación sobre ellos, se utiliza la siguiente ecuación:

Ecuación 2.3.

$$Im = |\Phi| + 10^\circ$$

Donde:

- Im: Es la inclinación máxima en grados

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

## 2.6. Cálculo del inversor

Para dimensionar el inversor adecuado se hace necesario calcular la tensión y la corriente generada en el punto de máxima potencia de funcionamiento de los paneles solares, y usarlas como dato mínimo para la selección.

## 2.7. Energía eólica

En realidad, la energía eólica tiene su origen en el sol, que produce el viento; a su vez, la energía del viento es captada por los aerogeneradores.

Figura 16. Parque eólico



Fuente: [renovablesverdes.com](http://renovablesverdes.com)

El viento se produce por la diferencia de temperatura existente en las distintas capas de aire de la atmósfera. Estas masas de aire a distinta temperatura generan diferencias de presión. El aire se mueve de los lugares en donde existe una mayor presión a los lugares en donde la presión es menor, y es este movimiento el que produce el viento.

El viento, en su trayectoria, mueve las palas de los aerogeneradores que al girar mueven un generador que convierte este movimiento en energía eléctrica. Los aerogeneradores se agrupan en zonas con una alta incidencia del viento, y a esta agrupación se la conoce como parques eólicos.

En general, los aerogeneradores suelen estar sobre una torre de gran altura, ya que la velocidad del viento es mayor cuanto más alto se esté. También existen aerogeneradores más pequeños que pueden aportar la energía necesaria a zonas que están aisladas.

Hay dos tipos principales de aerogenerador vertical y de eje horizontal. Los de eje vertical destacan por no necesitar el mecanismo de orientación y lo que es el generador eléctrico puede ir dispuesto en el suelo. En cambio, los de eje horizontal son los más usados y permiten cubrir un amplio rango de aplicaciones aisladas de pequeña potencia hasta instalaciones en grandes parques eólicos.<sup>9</sup>

---

<sup>9</sup> <https://www.renovablesverdes.com/aerogeneradores-verticales/>

### 2.7.1. Aerogeneradores verticales

Como se ha mencionado, los aerogeneradores verticales o de eje vertical no necesitan mecanismo de orientación y lo que sería el generador eléctrico se puede encontrar situado en el suelo.

Su producción energética es menor y tienen algunos pequeños hándicaps, como que necesitan ser motorizados para que se les pueda poner en marcha.

Figura 17. Turbina vertical



Fuente: [renovablesverdes.com](http://renovablesverdes.com)

Existen tres tipos de aerogeneradores verticales, que son Savonius, Giromil y Darrieus.

#### a) Tipo Savonius

Este se caracteriza por estar formado por dos semicírculos desplazados horizontalmente a una determinada distancia, por medio de la cual se desplaza el aire, por lo que desarrolla poca potencia.

### **b) Giromil**

Destaca por tener un conjunto de palas verticales unidas con dos barras en el eje vertical. Ofrece un rango de suministro energético de 10 a 20 kW.

### **c) Darrieus**

Está formado por dos o tres palas biconvexas unidas al eje vertical por la parte inferior y superior. Permite aprovechar el viento dentro de una banda ancha de velocidades. El inconveniente que tienen es que no se encienden por si solos y necesitan un rotor Savonius.

## **2.7.2. Aerogeneradores de eje horizontal**

Figura 18. Turbina horizontal



Fuente: [renovablesverdes.com](http://renovablesverdes.com)

Los de eje horizontal son los más utilizados y son los que se pueden encontrar en esos grandes parques eólicos, en donde se puede llegar a usar este tipo de aerogeneradores por encima de 1 MW de potencia.

Básicamente es una máquina rotacional en la que el movimiento se produce por la energía cinética del viento cuando este actúa sobre un rotor que normalmente dispone de tres palas. El movimiento rotacional producido es transmitido y multiplicado mediante un multiplicador de velocidad hasta un generador, que es el que se encarga de producir la energía eléctrica.

Todos estos componentes se sitúan sobre una góndola que se coloca en la parte superior de una torre de apoyo. Son los convencionales que se pueden encontrar en ciertas regiones del país, que dibujan un horizonte y paisaje distinto pero que ofrece energía limpia y barata.

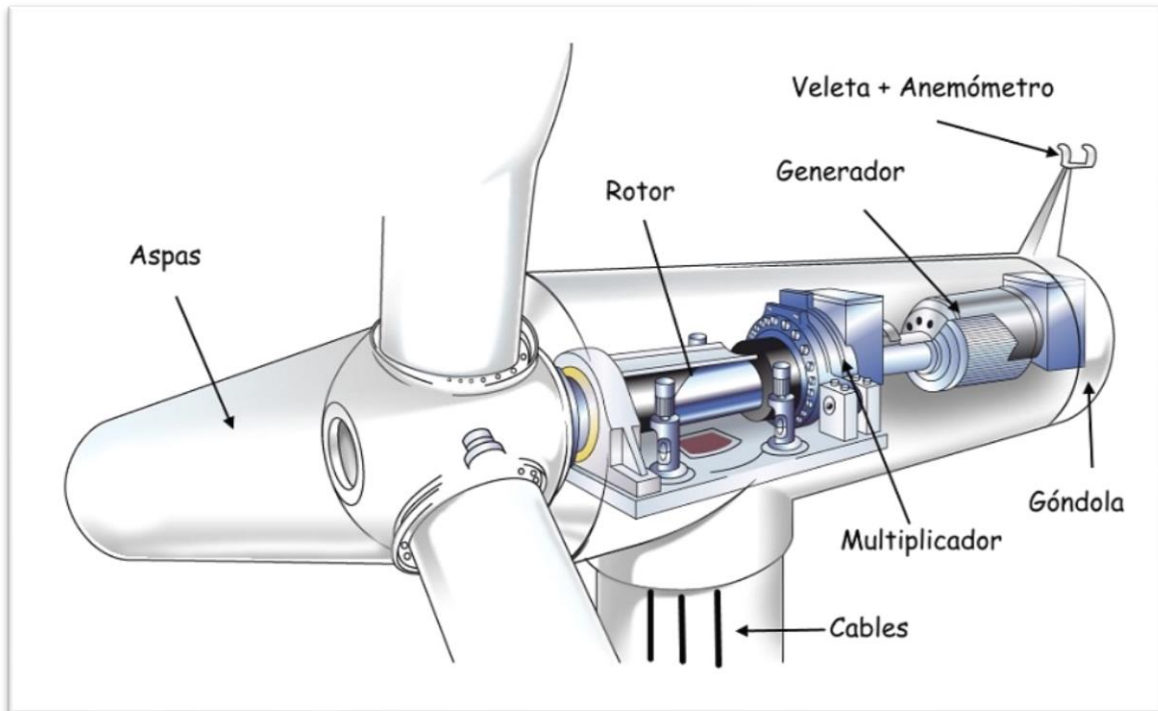
Cada aerogenerador tiene un microprocesador que se encarga de controlar y regular sus variables de puesta en marcha, funcionamiento y parada. Este lleva toda esta información y datos a la central de control de la instalación. Cada uno de estos aerogeneradores incorpora, en la base de la torre, un armario con todos los componentes eléctricos (interruptores automáticos, transformadores de intensidad, protectores de sobre tensión, etc.), que facilitan el transporte de la energía eléctrica generada hasta la conexión de red o puntos de consumo.

La energía que se obtiene desde un aerogenerador depende de la potencia del viento que atraviesa el rotor y es directamente proporcional a la densidad del aire, la superficie barrida por sus palas y la velocidad del viento.

El funcionamiento de un aerogenerador se caracteriza por su curva de potencia, que indica el rango de velocidades de viento en las que se puede operar, y la potencia que se necesita para cada caso.

### 2.7.3. Partes de un aerogenerador

Figura 19. Partes de un aerogenerador.



Fuente: renovablesverdes.com

Los aerogeneradores -en su conjunto- pueden llegar a medir hasta 200 metros de altura y 20 toneladas de peso. Su estructura y sus componentes son complejos y están fabricados para optimizar al máximo la generación de energía a partir de la velocidad del viento.

Entre los componentes y las partes de un aerogenerador están:

#### a) 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.

### **b) La torre**

La torre es la parte del aerogenerador la cual soporta todo el peso y es la 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 posibles. Al extremo de la torre se fija una góndola giratoria de acero o fibra de vidrio.

### **c) Las palas y el rotor**

Figura 20. Pala de un aerogenerador



Fuente: renovablesverdes.com

Las turbinas actuales están formadas por tres palas ya que proporcionan una mayor suavidad en el giro. Las palas están fabricadas de un material compuesto de poliéster con un refuerzo de fibras de vidrio o carbono. Estos

compuestos les 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, este 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 estará muy alterada.

#### **d) La góndola**

Figura 21. Góndola de un aerogenerador



Fuente: [renovablesverdes.com](http://renovablesverdes.com)

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.

**e) 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.

**f) Generador**

Figura 22. Generador de un aerogenerador



Fuente: [renovablesverdes.com](http://renovablesverdes.com)

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 de 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.

#### **g) 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 evitar daños en las estructuras.

#### **h) 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 puede orientar mejor al molino y a 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 y activar el sistema de frenado, para 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.

## 2.8. Cálculo de potencia de un aerogenerador

El viento, como se sabe, 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.<sup>10</sup>

Considerando que las aspas del molino giran y forman un círculo, la masa de aire que cruza el aerogenerador tendrá forma de cilindro. ¿Cuál es la energía cinética contenida en dicho cilindro? Para calcularla, supóngase 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 que, como bien se sabe, es  $\pi \cdot r^2$ , y  $r$  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 evidentemente será  $v \cdot t$ .

Y como el volumen del cilindro es base  $\times$  altura, se tiene que  $V = \pi \cdot r^2 \cdot v \cdot t$  (no confundir la  $V$  de 'volumen' con la  $v$  de 'velocidad'). Por otro lado, la masa de aire que cruza el aerogenerador es igual al volumen  $\times$  densidad del aire. Se llamará  $\rho$  a la densidad (su valor es aproximadamente  $1,29 \text{ kg/m}^3$ , pero depende de muchos factores, por ejemplo, de la altitud sobre el mar). Ya se van obteniendo resultados. La energía cinética del aire que barre el aerogenerador es:

---

<sup>10</sup> <https://www.xatakaciencia.com>

$$0.5 \times m \times v^2 = 0.5 \times (V \times \rho) \times v^2 = 0.5 \times (\pi \times r^2 \times v \times t \times \rho) \times v^2$$

$$= 0.5 \times \pi \times r^2 \times t \times \rho \times v^3$$

¡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. Ahora hay que tener en cuenta que la transformación de energía cinética en eléctrica no es perfecta. Los sistemas reales nunca son ideales, tienen pérdidas e imperfecciones, y por tanto hay que considerar un factor de rendimiento al que se llamará  $\eta$  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%).

En la ecuación se tiene un factor incómodo, que es el tiempo  $t$ . La energía obtenida, obviamente, depende del tiempo que se permanezca midiendo. Por eso la potencia es una magnitud mucho más adecuada, puesto que no depende del tiempo. La potencia es igual a la energía dividida entre el tiempo. Los resultados obtenidos son:

$$P = \frac{(\eta \cdot 0,5 \cdot \pi \cdot \rho \cdot r^2 \cdot v^3 \cdot t)}{t} = \eta \cdot 0,5 \cdot \pi \cdot \rho \cdot r^2 \cdot v^3$$

Por hacer la ecuación algo más ‘vistosa’ se puede agrupar  $\kappa = \eta \cdot 0,5 \cdot \pi$ . El factor  $\kappa$  será siempre constante para cada aerogenerador, dependiente de sus características técnicas. Tendrá un valor típico en torno a 0,8. Por tanto, ya se ha llegado al final del camino. La potencia eléctrica obtenida por un aerogenerador es:

Ecuación 2.4.

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

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

Como legislación costarricense sobre la generación distribuida para autoconsumo y sobre el 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. Su última modificación fue publicada en marzo del 2016. También existen 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 MINAE sobre generación distribuida para autoconsumo de fuentes renovables modelo de contratación-medición neta sencilla.<sup>11</sup>

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

### **2.9.1. 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**

---

<sup>11</sup> <https://aresep.go.cr>

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 regirán 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)

#### **2.9.2. 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 y comerciales y con los requisitos establecidos en esta norma, y con 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**

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

### **2.9.3. 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.

### **2.10. Valor actual neto (VAN)**

También conocido como valor actualizado neto o valor presente neto, este es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros originados en una inversión. La metodología consiste en descontar, al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa), todos los flujos de caja futuros; o en determinar la equivalencia en el tiempo de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto, y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Dicha tasa de actualización o de descuento es el resultado del producto entre el costo medio ponderado de capital

(CMPC) y la tasa de inflación del periodo. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial entonces es recomendable que el proyecto sea aceptado.<sup>12</sup>

La fórmula que permite calcular el valor actual neto es:

Ecuación 2.5.

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

Valor actual neto (VAN)

Donde:

- $V_t$ , representa los flujos de caja en cada periodo  $t$ .
- $I_0$ , es el valor del desembolso inicial de la inversión.
- $n$ : es el número de períodos considerado.
- $K$ : es el tipo de interés.

Si el proyecto no tiene riesgo se tomará como referencia el tipo de la renta fija, de tal manera que con el VAN se estimará si la inversión es mejor que invertir en algo seguro sin riesgo específico.

Cuando el VAN toma un valor igual a 0,  $k$  pasa a llamarse TIR (tasa interna de retorno). La TIR es la rentabilidad que está proporcionando el proyecto.

---

<sup>12</sup> <https://es.wikipedia.org>

Cuadro 1. Interpretación del VAN

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

Fuente: wikipedia.org

El valor actual neto es muy importante para la valoración de inversiones en activos fijos, a pesar de sus limitaciones en considerar circunstancias imprevistas o excepcionales de mercado. Si su valor es mayor a cero el proyecto es rentable, considerándose el valor mínimo de rendimiento para la inversión.

Una empresa suele comparar diferentes alternativas para comprobar si un proyecto le conviene o no. Normalmente la alternativa con el VAN más alto suele ser la mejor para la entidad; pero no siempre tiene que ser así. Hay ocasiones en las que una empresa elige un proyecto con un VAN más bajo debido a diversas razones, como podrían ser la imagen que le aportará a la empresa, por motivos estratégicos o por otros motivos que en ese momento interesen a dicha entidad.

Puede considerarse también la interpretación del VAN en función de la creación de valor para la empresa:

- a) Si el VAN de un proyecto es positivo, el proyecto crea valor.
- b) Si el VAN de un proyecto es negativo, el proyecto destruye valor.
- c) Si el VAN de un proyecto es cero, el proyecto no crea ni destruye valor.

## 2.11. Tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR)

La tasa interna de retorno de una inversión es la media geométrica de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica, por cierto, el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". En términos simples, diversos autores la conceptualizan como la tasa de descuento con la que el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero.

La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el costo de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo el costo de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto expresada por la TIR supera la tasa de corte se acepta la inversión; en caso contrario se rechaza.

Se puede presentar como otras definiciones:

Es la tasa que iguala la suma del valor actual de los gastos con la suma del valor actual de los ingresos previstos:

Ecuación 2.6.

$$\sum_{i=1}^N VPI_i = \sum_{i=1}^N VPC_i$$

Tasa interna de retorno (TIR)

Es la tasa de interés en la cual los ingresos totales actualizados son iguales a los costos totales actualizados:

$$ITAc = CTAc$$

Tasa interés de ingresos totales igual a los costos totales

Es la tasa de interés máxima a la que se pueden endeudar para no perder dinero con la inversión. Es la tasa real que proporciona un proyecto de inversión y es aquella que al ser utilizada como tasa de descuento en el cálculo de un VAN dará como resultado 0.

### **2.11.1. Uso general de la TIR**

Y como ya se ha comentado, la TIR o tasa de rendimiento interno es una herramienta de toma de decisiones de inversión utilizada para conocer la factibilidad de diferentes opciones de inversión.

El criterio general para saber si es conveniente realizar un proyecto es el siguiente:

- Si  $TIR \geq r \rightarrow$  se aceptará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida (el costo de oportunidad).
- Si la  $TIR \leq r \rightarrow$  se rechazará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.

### **2.11.2. Dificultades en el uso de la TIR**

Criterio de aceptación o rechazo. El criterio general solo es cierto si el proyecto es del tipo "prestar", es decir, si los primeros flujos de caja son negativos

y los siguientes positivos. Si el proyecto es del tipo "pedir prestado" (con flujos de caja positivos al principio y negativos después), la decisión de aceptar o rechazar un proyecto se toma justamente al revés:

- Si la  $TIR > r \rightarrow$  se rechazará el proyecto. La rentabilidad que está requiriendo este préstamo es mayor que el costo de oportunidad.
- Si la  $TIR \leq r \rightarrow$  se aceptará el proyecto.

Comparación de proyectos excluyentes. Dos proyectos son excluyentes si solamente se puede llevar a cabo uno de ellos. Generalmente, la opción de inversión con la TIR más alta es la preferida, siempre que los proyectos tengan el mismo riesgo, la misma duración y la misma inversión inicial. Si no, será necesario aplicar el criterio de la TIR de los flujos incrementales.

Los proyectos especiales también son llamados el problema de la inconsistencia de la TIR. Son proyectos especiales aquellos en los que en su serie de flujos de caja hay más de un cambio de signo. Estos pueden tener más de una TIR, tantas como cambios de signo tengan, lo cual obedece a la presencia de la regla de los signos de Descartes. Esto complica el uso del criterio de la TIR para saber si aceptar o rechazar la inversión. Para solucionar este problema se suele utilizar la TIR corregida. También la inconsistencia de la TIR tiene lugar cuando existen proyectos que no tienen TIR.

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

En este proyecto se valora la posibilidad de utilizar la generación distribuida mediante el uso de energías renovables, como la energía solar y la eólica, en una edificación dedicada a servicios geográficos, ubicada en Montes de Oca de San José. Para ello se hacen los respectivos análisis de variables técnicas y de regulación.

En cuanto al tipo de investigación utilizada, se escogió la descriptiva que, tal como el nombre lo dice, se emplea para describir la realidad de situaciones, eventos, personas, grupos o comunidades que se estén abordando y que se pretenda analizar.

En este tipo de investigación la cuestión no va mucho más allá del nivel descriptivo, dado que consiste en plantear lo más relevante de un hecho o situación concreta. De todas formas, la investigación descriptiva no consiste únicamente en acumular y procesar datos. El investigador debe definir su análisis y los procesos que este requerirá. A grandes rasgos, las principales etapas por seguir en una investigación descriptiva son: examinar las características del asunto por investigar, definirlo y formular la hipótesis correspondiente; seleccionar la técnica adecuada para la recolección de datos y elegir las fuentes de consulta.

### **3.1. Expresión de los datos**

La expresión de datos descriptivos se puede dar en términos cuantitativos, cualitativos o de ambos tipos.

- Cuantitativos (por medio de símbolos matemáticos).

Los símbolos numéricos que se utilizan para la exposición de los datos provienen de un cálculo o medición. Se pueden medir las diferentes unidades,

elementos o categorías identificables. Cabe destacar que los datos cuantitativos son muy utilizados a la hora de realizar diversos cálculos y diseños para determinar, en este caso, el mejor escenario de energías renovables.

- Cualitativos (mediante símbolos verbales).

Se usan en estudios cuyo objetivo es examinar la naturaleza general de los fenómenos. Los estudios cualitativos proporcionan una gran cantidad de información valiosa, pero presentan un limitado grado de precisión, porque en ellos se emplean términos cuyo significado varía para las diferentes personas, épocas y contextos. Los estudios cualitativos contribuyen a identificar los factores importantes que deben ser medidos (visión científicista). En este proyecto se cuenta con ciertos semblantes cualitativos, dado que se hace uso de fuentes bibliográficas para describir la situación actual relacionada con el asunto en cuestión, y de fichas técnicas de tecnologías.

Respecto al procedimiento metodológico, la investigación se desarrollará en cuatro etapas, con las cuales se busca el cumplimiento de los objetivos planteados, que corresponden a la puesta en operación de actividades, haciendo uso de distintas herramientas.

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

En esta etapa se expusieron: el problema, los objetivos, el alcance y las limitaciones de la investigación.

### **3.1.2. Etapa II: Investigación**

Se hizo 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 ubicado en Montes de Oca, San José. Además, se estudió la normativa legal vigente en el país sobre generación de energía.

### **3.1.3. Etapa III. Desarrollo**

Se estimó el consumo eléctrico del edificio mediante un método experimental, con el fin de obtener los datos necesarios para escoger el sistema renovable más apto y poder realizar el análisis financiero de rentabilidad.

Se valoró la incidencia de radiación solar y velocidad del viento según la temporada en la zona de Montes de Oca, San José.

Se plantearon los cuatro posibles diseños por escoger, dependiendo de su funcionalidad técnico-económica y del área disponible del edificio. Se calculó la potencia generada por los módulos fotovoltaicos según el arreglo de los paneles solares seleccionados y la potencia generada por los aerogeneradores, para obtener el dimensionamiento del sistema final.

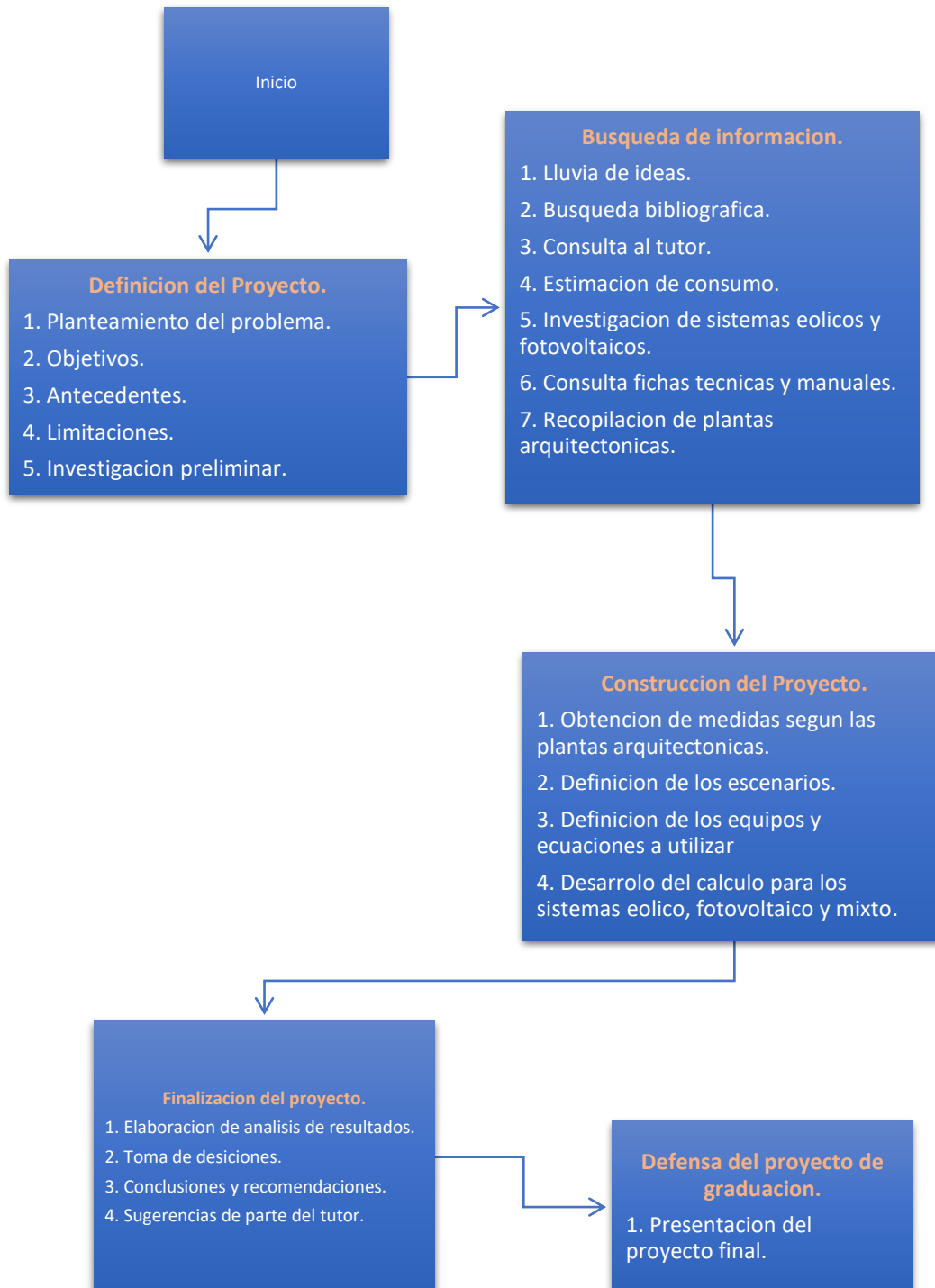
Se especifican los diferentes dispositivos y herramientas necesarios para el funcionamiento del diseño final.

### **3.1.4. Etapa IV: Conclusión**

Al finalizar todas las etapas se procedió a emitir las conclusiones del trabajo y a efectuar las correspondientes recomendaciones.

La metodología del presente trabajo se puede resumir en el siguiente diagrama de flujo.

### 3.2. Diagrama de flujo



# **CAPÍTULO 4:**

# **DESARROLLO**

El edificio considerado en esta investigación se encuentra en etapa de licitación para elegir al contratista que se encargue de su construcción. Por lo tanto, se presenta la limitante de que no existen datos históricos reales de consumo eléctrico y, por consiguiente, no existen facturas que sirvan como referencia para los cálculos y para elegir el sistema de energía alternativa que se usará, según los resultados que arrojen los estudios de factibilidad en lo económico.

Asimismo, para el análisis de consumo de energía y para los efectos de esta tesis se utilizó como base el horario de trabajo que tiene actualmente la empresa Geotecnologías, S.A., el cual es de lunes a viernes de 8:00 am a 5:30 pm (aproximadamente 10 horas), y se asume que no trabajan los días feriados obligatorios ni en fines de semana.

La carga del sistema de aire acondicionado de este edificio se va a estimar utilizando la calculadora de Frigorías de la empresa española "Prieto & Perea", para obtener una estimación de la cantidad de refrigerante necesario para cada una de las zonas que lo requieran. Con este dato se va a elegir un sistema VRF (sistema de volumen variable de refrigerante) y se van a escoger los equipos con base en los modelos de la marca Lennox. A continuación, se muestra una tabla con los equipos elegidos para las unidades evaporadoras. Con el total de las capacidades de enfriamiento nominales de las evaporadoras se eligen los condensadores para el sistema, como se muestra en el cuadro 2.

Cuadro 3. Unidades evaporadoras escogidas

Unidades de evaporadoras					
Zona	Volumen (m3)	BTU estimado	Modelo	Cooling capacity Btu/h	Potencia (W)
Cuarto TI	21.65	5803.82	VELD011N432U	11000	24
repcion	86.75	15042.38	VELD018N432U	18000	36
Gerente general	66.19	11980.31	VELD012N432U	12000	24
sala	52.64	14297.04	VELD015N432U	15000	36
Sala multiuso 1	102.06	22705.52	VEHD024N432U	24000	72
Sala multiuso 2	171.64	40238.15	VEHD043N432U	43000	120
Reuniones 1	51.65	14870.03	VELD015N432U	15000	36
Reuniones 2	51.65	14870.03	VELD015N432U	15000	36
Oficina	141.27	24199.29	VEHD024N432U	24000	72
Cubiculos area sur 1	220.37	41350.09	VEHD043N432U	43000	120
Cubiculos area sur 2	220.37	42790.09	VEHD043N432U	43000	120
Oficina 1	51.91	9861.21	VELD011N432U	11000	24
Oficina 2	35.67	7092.54	VELD011N432U	11000	24
Cubiculos area norte 1	88.87	21822.34	VEHD024N432U	24000	72
Cubiculos area norte 2	176.29	36968.67	VEHD038N432U	38000	120
Cocina comedor	108.58	23313.73	VEHD024N432U	24000	72

Fuente: Propia

Cuadro 2. Unidades condensadoras escogidas

Unidades de condensadoras		
Modelo	Cooling capacity Btu/h	Potencia (W)
VEP150N432K	150000	18734
VEP150N432K	150000	18734
VEP060N432U	60000	9684

Fuente: Propia

Para algunos componentes, como proyectores o seca-manos, se tomará la carga nominal de algún modelo conocido para valorar las horas de uso del equipo. En el caso de elevadores o paneles de alarmas se utilizará la carga calculada por el diseñador, que se encuentra en las tablas de resumen de tableros eléctricos, tomada de los planos, para dar un estimado de horas de uso. Para los tomacorrientes de uso general, como no se sabe exactamente el consumo de los equipos que se van a conectar a ellos, se toma como base de

cálculo el artículo 220.14 (I) del Código Eléctrico Nacional (NEC 2008), salidas de receptáculo, el cual indica:

“Las salidas de receptáculos se deben calcular a un mínimo de 180 volt-amperes para cada receptáculo sencillo o para cada receptáculo múltiple en un solo yugo...”

Tomando en cuenta la cantidad de tomacorrientes y aplicando lo que indica el artículo, solo faltaría estimar las horas de uso por área. Para la iluminación se tomarán los consumos nominales de las luminarias recomendadas por el diseñador. Luego se evaluarán las horas activas de cada zona para tener el dato de consumo diario.

Figura 23. Simbología de iluminación

SIMBOLOGIA DE ILUMINACION Y CONTROL			
SIMBOLO	POT. / VOLT.	DESCRIPCION	REFERENCIA
	36W / 120V	LUMINARIA LED DE SOBREPONER EN SUPERFICIE DE 1.2m DE LARGO, 1 TUBOS LED DE 32W CADA UNO Y BALASTRO ELECTRONICO. IP45	FABRIKANTE: CONSTRULITA MODELO: IN4-0388BNA (LISTADO UL)
	36W / 120V	LUMINARIA LED DE COLGAR EN CIELO DE 2'X4', 2 TUBOS T8 LED DE 15 W CADA UNO Y BALASTRO ELECTRONICO.	FABRIKANTE: CONSTRULITA MODELO: 0F8007BBNA (LISTADO UL)
	9W / 120V	LUMINARIA DECORATIVA DE SOBREPONER EN CIELO PARA EXTERIORES.	FABRIKANTE: CONSTRULITA MODELO: RE4024BBCD (LISTADO UL)
	15W / 120V	LUMINARIA TIPO DOWNLIGHT DE SOBREPONER EN CIELO PARA .	FABRIKANTE: CONSTRULITA MODELO: C04623BBNA (LISTADO UL)
	9W / 120V	LUMINARIA TIPO DOWNLIGHT DE EMPOTRAR EN CIELO.	FABRIKANTE: CONSTRULITA MODELO: C0129BCCB
	15W / 120V	LUMINARIA DECORATIVA PARA SOBREPONER EN PARED PARA USO EXTERNO, BASE E27 PARA UNA LAMPARA LED. ALTURA DE INSTALACION INDICADA EN PLANTA.	FABRIKANTE: CONSTRULITA MODELO: 0U66276BCD
	75W / 120V	LUMINARIA DECORATIVA PARA SOBREPONER EN PARED PARA USO INTERNO, PARA UNA LAMPARA LED. ALTURA DE INSTALACION INDICADA EN PLANTA.	FABRIKANTE: CONSTRULITA MODELO: 0U66456BCA
	150W/220V	LUMINARIA DE SOBREPONER EN PARED TIPO WALLPACK PARA EXTERIORES.	FABRIKANTE: SEGUN ARQUITECTURA MODELO: -
	50W/120V	LUMINARIA DE EMPOTRAR EN PISO PARA EXTERIORES.	FABRIKANTE: SEGUN ARQUITECTURA MODELO: -
	86W / 120V	EXTRACTOR DE AIRE INSTALADO EN CIELO.	- SOLER & PALAU
	15A / 120V-277V	APAGADOR SENCILLO INSTALADO A 1.30m S.N.P.T. LISTADO UL EN EXTERIORES INCLUIR TAPA PARA INTERFERIE. COLOR A DEFINIR POR ARQUITECTURA.	- HUBBEL, - COOPER, - LEVITON.
	15A / 120V-277V	APAGADOR DE TRES VIAS INSTALADO A 1.30m S.N.P.T. LISTADO UL EN EXTERIORES INCLUIR TAPA PARA INTERFERIE. COLOR A DEFINIR POR ARQUITECTURA.	- HUBBEL, - COOPER, - LEVITON.
	77W / 120V	LUMINARIA FLUORESCENTE DE COLGAR EN CIELO DE 1'X4', 31 TUBO LED DE 77W BALASTRO ELECTRONICO.	FABRIKANTE: CONSTRULITA MODELO: C08090BCBA (LISTADO UL)
	11W / 120V	LUMINARIA DE EMERGENCIA DE SOBREPONER CON UNA AUTONOMIA DE 90 MINUTOS SEGUN NFPA CAPITULO 7. DESEMPEÑO: 10.8 LUX PROMEDIO Y 1.1 LUX A LO LARGO DE LAS VIAS MEDIDAS A NIVEL DEL SUELO. DESEMPEÑO AL FINAL DE LA CARGA DE BATERIA PROMEDIO NO MENOR A 6.5 LUX Y 0.45 LUX AL FINAL DE LA DURACION DE LA ILUMINACION, SEGUN NFPA 101 CAPITULO 7.	FABRIKANTE: SYLVANIA MODELO: E-40L (LISTADO UL) * Ó SIMILAR APROBADO

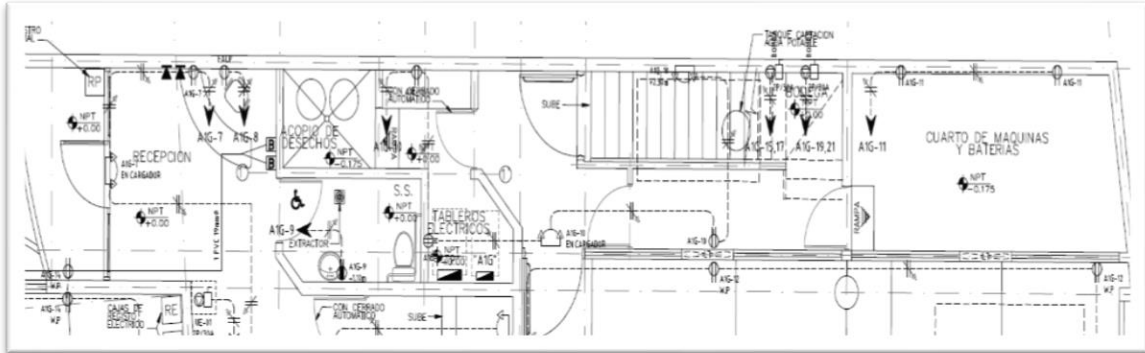
Fuente: Planos del edificio de Geotecnologías. Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera

## 4.1. Estimación de consumo de energía

### 4.1.1. Nivel 1

#### - Recepción, cuarto de máquinas y servicio sanitario

Figura 24. Tomacorrientes de recepción, cuarto de máquinas y servicio



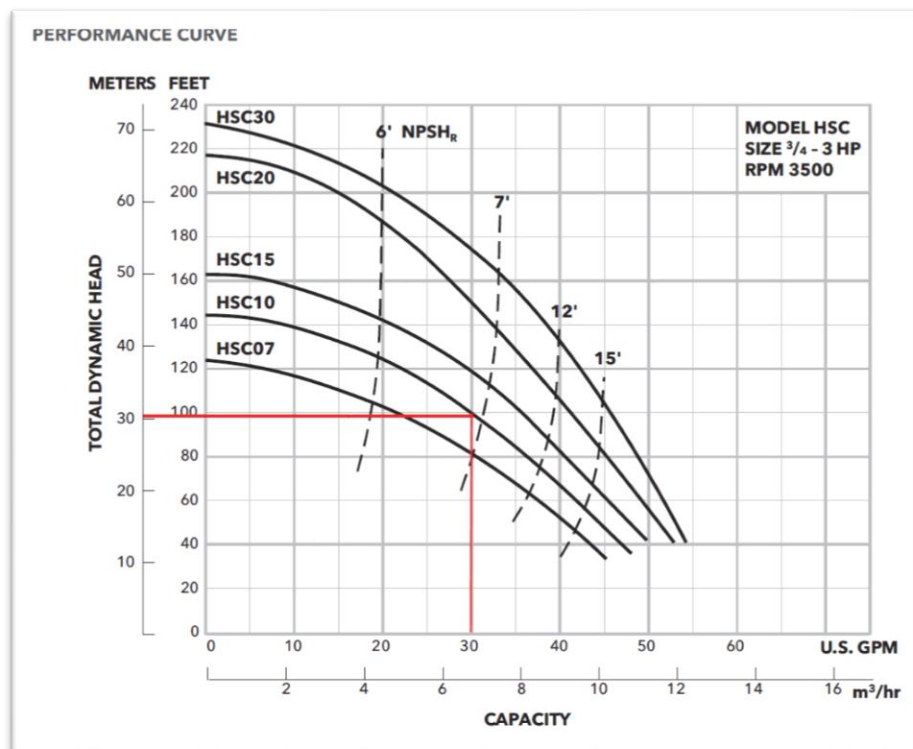
Fuente: Planos del edificio de Geotecnologías. Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera

Para la estimación del consumo de los tomacorrientes de la recepción se observa un circuito para el panel de alarmas, el cual está calculado por el diseñador en el tablero A1G, circuito 8, por 1 000W (ver los anexos). Este circuito, específicamente, se va a tomar a 24 horas de uso al día, puesto que el edificio dispone de un circuito cerrado de cámaras. También se cuenta con un tomacorriente para la computadora de recepción. El consumo de una computadora varía entre 80 y 250W, promedio. En el caso de este edificio se supone que las computadoras quedan a 190W de consumo por hora. Como en la recepción se va encontrar el guarda de seguridad del edificio, se toma en consideración que este ordenador va a estar encendido las 24 horas del día. Esta zona cuenta con una unidad evaporadora que consume 36W, en la cual se estiman 10 horas de uso.

El servicio sanitario del primer nivel cuenta con un tomacorriente y un extractor, los cuales se van a estimar a 180W por 1 hora y a 80W por 4 horas al día, respectivamente.

Por otro lado, el cuarto de máquinas cuenta con un sistema hidroneumático de agua potable compuesto por una bomba BHSC R1 de la marca GOULDS, de un caballo de fuerza (HP). Para efectos de la estimación de consumo se toma la curva característica de rendimiento de la bomba con el punto de trabajo, como se muestra a continuación.

Figura 25. Curva de rendimiento del sistema hidroneumático del



Fuente: GOULDS wather technology.

Se visualiza que el modelo calculado para el edificio tiene una capacidad de levantar 30 metros de columna de agua y trasegar 30 galones por minuto. Para obtener la potencia de trabajo del sistema se va a hacer uso de la tabla del Código Eléctrico Nacional 430.249 - "Corriente de plena carga en amperes para motores de dos fases de corriente alterna (tetrafilar)".

Figura 26. Tabla 430.249

Tipo de inducción de jaula de ardilla y de rotor devanado (amperes)					
Caballos de fuerza	115 volts	230 volts	460 volts	575 volts	2300 volts
½	4.0	2.0	1.0	0.8	—
¾	4.8	2.4	1.2	1.0	—
1	6.4	3.2	1.6	1.3	—
1 ½	9.0	4.5	2.3	1.8	—
2	11.8	5.9	3.0	2.4	—
3	—	8.3	4.2	3.3	—
5	—	13.2	6.6	5.3	—
7 ½	—	19	9.0	8.0	—
10	—	24	12	10	—
15	—	36	18	14	—
20	—	47	23	19	—
25	—	59	29	24	—
30	—	69	35	28	—
40	—	90	45	36	—
50	—	113	56	45	—
60	—	133	67	53	14
75	—	166	83	66	18
100	—	218	109	87	23
125	—	270	135	108	28
150	—	312	156	125	32
200	—	416	208	167	43

Fuente: NEC 2008

Para un motor de 1HP conectado a 240V se tiene una corriente a plena carga de 3.2A. Por lo tanto, la potencia del motor va a ser de:

$$P = 3.2A \times 240V = 768W$$

La estimación del consumo de agua potable del edificio se realiza siguiendo las dotaciones mínimas (litros/día) reglamentadas en el Código de Instalaciones Hidráulicas y Sanitarias en Edificaciones de Costa Rica, cuyo capítulo 4 indica que para un edificio de oficinas se consumen 6 litros al día por m<sup>2</sup> de área útil. A continuación, se presenta la tabla con las áreas y el consumo de cada nivel.

Cuadro 4. Área útil y consumo potable del edificio

Nivel	Area útil (m2)	Consumo potable (l/día)
1	651.87	3911.22
2	364.73	2188.38
3	364.73	2188.38
4	364.73	2188.38
<b>Total</b>		<b>10476.36</b>

Fuente: Propia

Para determinar la energía que consume el sistema hidroneumático se tiene que estimar el tiempo por el que la bomba necesita activarse. Para ello se sabe que al punto de trabajo la bomba trasiega 30 galones por minuto, lo cual equivale a 113.549 litros por minuto. Al saber que es necesario bombear 10476.36 litros al día y que el equipo escogido bombea 113.549 litros por minuto se puede obtener el tiempo de uso de la bomba, siguiendo la siguiente fórmula:

$$Tiempo\ de\ uso = \frac{10476.36\ l}{113.549\ \frac{l}{min}} = 92.26\ min$$

Por lo tanto, la bomba tiene que trabajar 92,26 minutos al día para bombear 10 476.36 litros al edificio. Para obtener la energía diaria de consumo se convierten los 92,26 minutos en horas y se multiplican por la potencia nominal de la bomba:

$$Consumo\ de\ energia = 92.26\ min \times \frac{1h}{60min} \times 768\ kW = 1180.928\ Wh$$

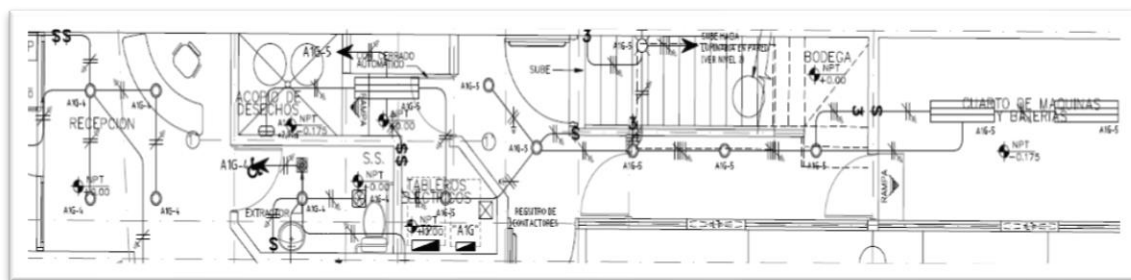
Con estos cálculos se define un consumo diario del sistema de bombeo hidroneumático de 1180.928 Wh al día.

Se observan dos tomacorrientes de uso general los cuales se calculan a 180W y un uso de una hora diaria, ya que estas salidas se usan solamente en mantenimientos de las máquinas. En las áreas de circulación se cuenta con tres tomacorrientes evaluados a 180W cada uno, y se evalúan a una hora de uso al día. En total estos espacios cuentan con tres luminarias de emergencia, las cuales se estiman en 10W de consumo al día para mantener las baterías cargadas.

Para el área de recepción se estiman 24 horas encendidas las luces y se tienen cuatro luminarias del tipo downlight LED de 15W. El baño tiene una luminaria tipo downlight LED de 15W y cuatro horas de uso consideradas.

El cuarto de máquinas, el cuarto eléctrico y el centro de acopio tienen dos luminarias LED de 40W, 1 tipo downlight LED de 15W y una luminaria LED de 15W, las cuales se evalúan a una hora al día activas. Para las zonas de circulación y escaleras se valoran 10 horas de uso al día y se cuenta con cinco luminarias tipo downlight LED de 15W, una luminaria LED de 40W y una lámpara LED de 75W.

Figura 27. Iluminación, recepción, cuarto de máquinas y servicio sanitario



Fuente: Planos del edificio Geotecnologías. Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera

Cuadro 5. Consumo al día recepción, cuarto de máquinas y servicio sanitario.

Recepción, cuarto de máquinas y servicio sanitario				
tipo	Qty	Consumo (W)	Horas/día	Consumo(Wh/d)
panel de alarmas	1	1000	24	24000
computadora recepcion	1	190	24	4560
unidad evaporadora (AC)	1	36	10	360
toma baño	1	180	1	180
extractor	1	80	4	320
Bombas	1	1180.928	1	1180.928
tomas uso general	5	180	1	900
Luz emergencia	3	10	1	30
luminaria downlight	4	15	24	1440
Luminaria baño	1	15	4	60
luminaria LED	2	40	1	80
luminaria downlight	1	15	1	15
luminaria LED	1	15	1	15
luminaria downlight	5	15	10	750
luminaria LED	1	40	10	400
Lampara LED	1	75	10	750
			<b>Total (kWh)</b>	<b>35.04</b>

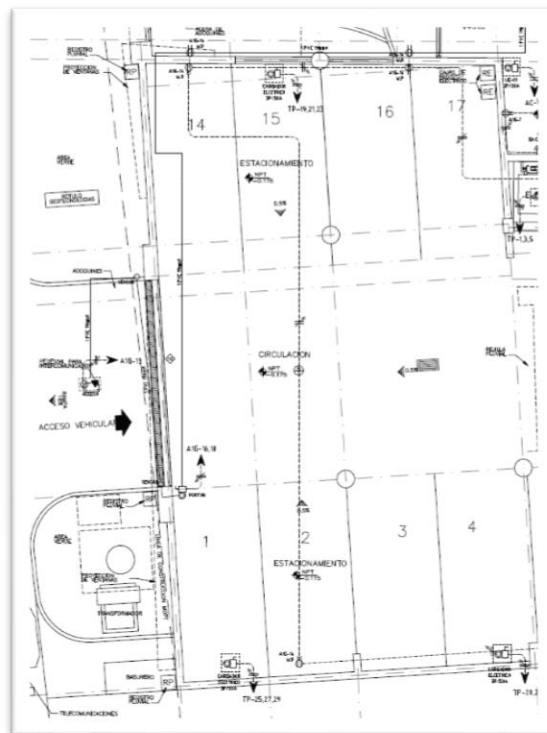
Fuente: Propia

## - Parqueo bajo techo y fachada

En esta área se cuenta con tres cargadores para carros eléctricos, con base en el modelo Circutor eHome de TIPO 2 (IEC 62196), de 16ª, con un consumo normal de 3.6KW de carga lenta. Se tarda normalmente entre 6 y 8 horas en cargar el vehículo; por lo eso se obtiene un consumo de 3600W. Considerando que los vehículos que se van a cargar tienen una autonomía de 200km y un uso diario de 30km, se puede suponer una carga cada semana.

También se observa un portón eléctrico con un consumo de 2000W según el autor del diseño. Para estimar el tiempo de uso de dicho equipo se supone que el acceso al parqueo se mantiene abierto durante la jornada laboral por lo cual se toma una hora de uso efectivo.

Figura 28. Tomacorrientes en parqueo bajo techo y fachada.

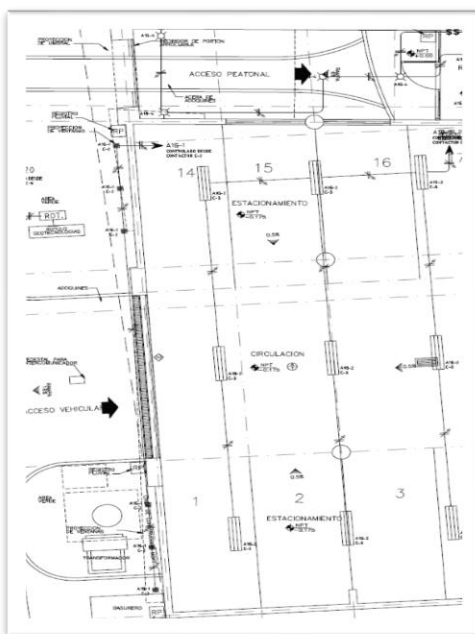


Fuente: Planos del edificio de Geotecnologías. Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera.

El rótulo del edificio se estima a 10 horas de uso y con un consumo de 800W, tomando en cuenta la potencia indicada en tableros. En total esta área cuenta con seis tomacorrientes de uso general, con una potencia de 180W y una hora de uso.

En iluminación, el parqueo bajo techo y la fachada, que cuentan con nueve luminarias LED de 40W y seis luminarias empotrables en piso de 50W, se evalúan a 10 horas activas. En el acceso peatonal se observan dos luminarias LED de 9W y dos lámparas LED de 75W a seis horas activas.

Figura 29. Iluminación de parqueo bajo techo y fachada.



Fuente: Planos del edificio Geotecnologías. Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera.

Cuadro 6. Consumo al día de parqueo bajo techo y fachada

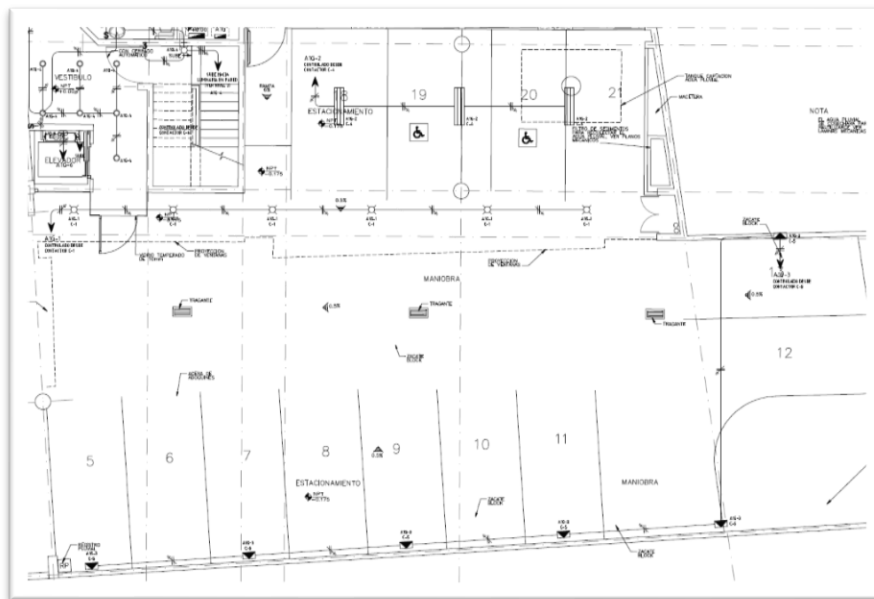
Parqueo bajo techo y fachada				
tipo	Qty	Consumo (W)	Horas/día	Consumo(Wh/d)
Cargador electrico	3	3600	1.6	17280
Porton electrico	1	2000	1	2000
Rotulo	1	800	10	8000
Tomas uso general	6	180	1	1080
Luminaria LED	9	40	10	3600
Luminaria de piso	6	50	10	3000
Luminaria LED	2	9	6	108
Lampara LED	2	75	6	900
			<b>Total (kWh)</b>	<b>35.97</b>

Fuente: Propia

## - Parqueo, vestíbulo y escaleras

En general estas zonas cuentan con ocho tomacorrientes a 180W y una hora de uso diario. El total de luminarias de emergencia es de dos y se estiman 10W diarios para mantener cargada la batería.

Figura 30. Tomacorrientes parqueo, vestíbulo y escaleras



Fuente: Planos del edificio de Geotecnologías. Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera

La iluminación del parqueo al aire libre es de seis luminarias de tipo Wallpack de 150 W y seis luminarias LED de 9W cada una. Se valoran a seis horas de uso diario. Los estacionamientos especiales cuentan con tres luminarias LED de 40W, a un uso de 10 horas diarias. Las escaleras y el vestíbulo son considerados áreas de circulación por lo cual se toman a 10 horas diarias. Cuentan con siete luminarias de tipo downlight LED de 15W y una lámpara de 75W.

Figura 31. Iluminación de parqueo, vestíbulo y escaleras



Fuente: Planos Edificio Geotecnologías, Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera

Cuadro 7. Consumo al día parqueo bajo techo y fachada

Parqueo, vestíbulo y escaleras				
tipo	Qty	Consumo (W)	Horas/día	Consumo(Wh/d)
Tomas uso general	8	180	1	1440
Luz emergencia	2	10	1	20
Luminaria Wallpack	6	150	6	5400
Luminaria LED	6	9	6	324
Luminaria LED	3	40	10	1200
luminaria downlight	7	15	10	1050
Lampara LED	1	75	10	750
<b>Total (kWh)</b>				<b>10.18</b>

Fuente: Propia

Cuadro 8. Consumo al día, nivel 1

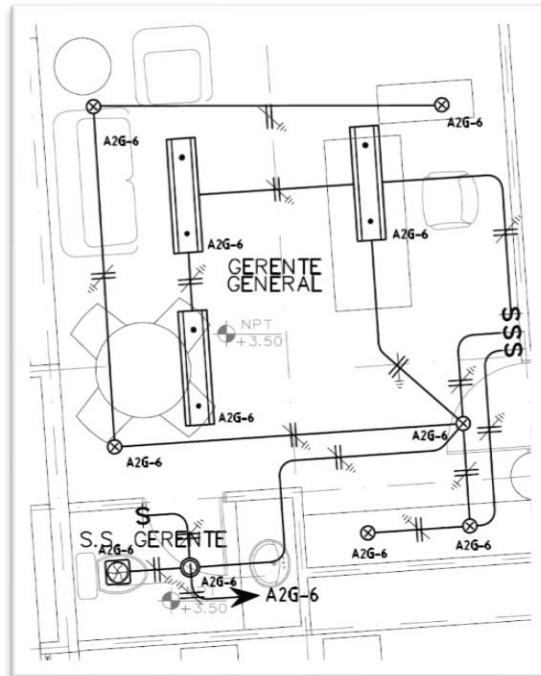
Nivel 1	
Zona	Consumo al día (KWh)
Recepción, cuarto de máquinas y SS	35.04
Parqueo bajo techo y fachada	35.97
Parqueo, vestíbulo y escaleras	10.18
<b>Total (kWh)</b>	<b>81.19</b>

Fuente: Propia

#### 4.1.2. Nivel 2.

##### - Gerencia general

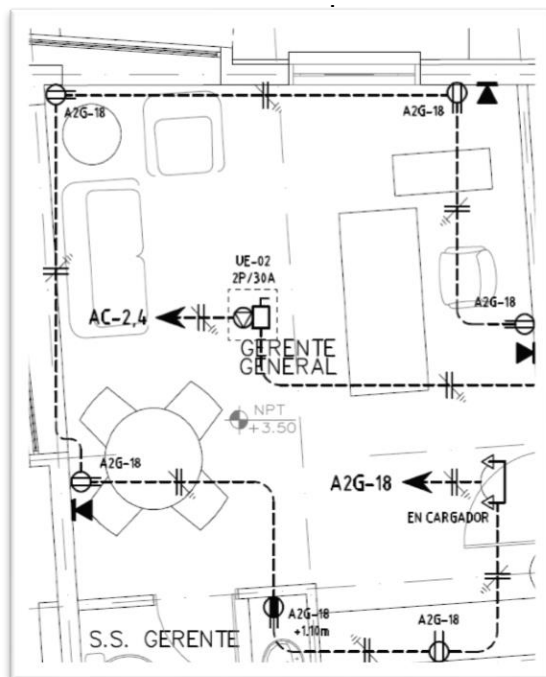
Figura 32. Iluminación gerencia general.



Fuente: Planos del edificio de Geotecnologías. Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera

En la oficina del gerente general se supone un horario de trabajo de cinco horas al día. Se resta un aproximado de una hora y media de almuerzo y las comidas, durante cinco días a la semana. La iluminación se divide de la siguiente forma: tres luminarias LED de 77W. Todas se mantienen encendidas durante las cinco horas completas. Además, se observan seis luminarias de tipo empotrable LED de 6W por unidad, una luminaria del tipo downlight LED de 15W y un extractor de 80W. El uso de los mencionados anteriormente, al ser luminarias decorativas y de baño, se estimará en una hora diaria.

Figura 33. Tomacorrientes en la gerencia



Fuente: Planos del edificio de Geotecnologías. Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera

Respecto a los tomacorrientes, se cuenta con una salida especial para una unidad de evaporador, la cual consume 24W. También se estima una salida de tomacorriente para la computadora con un consumo típico de 190W. Estos dos equipos van a estar encendidos por el mismo tiempo que las luminarias principales (5 horas/día). Asimismo, se observan cinco salidas de tomacorrientes los cuales se valoran en una hora al día activos, y se utiliza un consumo de 180W cada uno. Por otro lado, se tiene una luminaria de emergencia que consume 10W al día.

Cuadro 9. Consumo al día, gerencia general

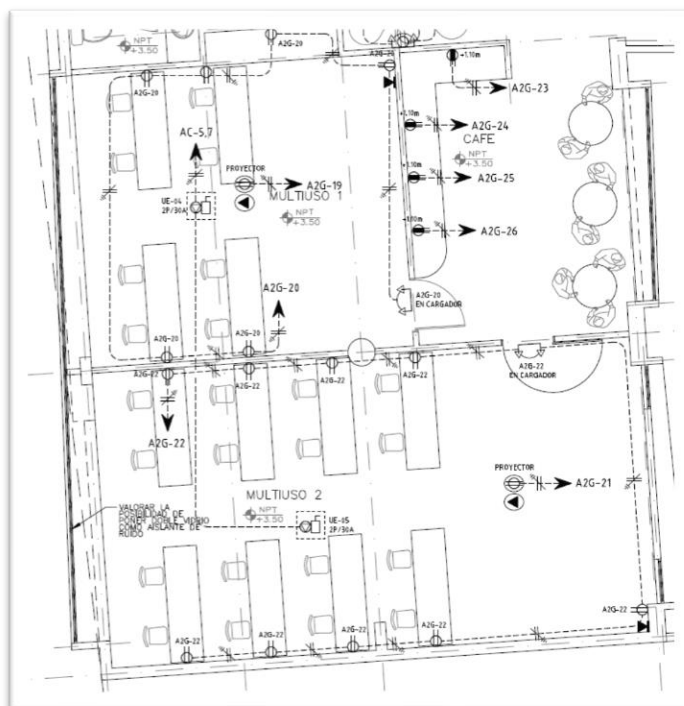
Nivel 2				
Gerente general				
tipo	Qty	Consumo (W)	Horas/día	Consumo(Wh/d)
luminaria LED	3	77	5	1155
luminaria LED empotrable	6	6	1	36
luminaria downlight	1	15	1	15
extractor	1	80	1	80
unidad evaporadora (AC)	1	24	5	120
computadora	1	190	5	950
Tomas uso general	5	180	1	900
Luz emergencia	1	10	1	10
			<b>Total (kWh)</b>	<b>3.27</b>

Fuente: Propia

## - Salas multiuso y café

Como se observa en la imagen xx, en las salas multiuso cada una tiene una salida especial para una unidad evaporadora y un tomacorriente instalado en cielo para proyector. La potencia calculada para este circuito de evaporadoras es de 192W y 528W para cada uno de los proyectores, con base en la hoja de datos del modelo PowerLite Pro G6150/G6550WU. Las horas estimadas de estas salas es de cuatro horas diarias en capacitaciones o reuniones durante los cinco días de la semana laborados. Para los 15 tomacorrientes de las salas las cuatro horas de uso se toman de 180W, individualmente. En la zona de café hay cuatro tomacorrientes calculados en 1000W cada uno de ellos por el diseñador.

Figura 34. Tomacorrientes salas multiuso y café



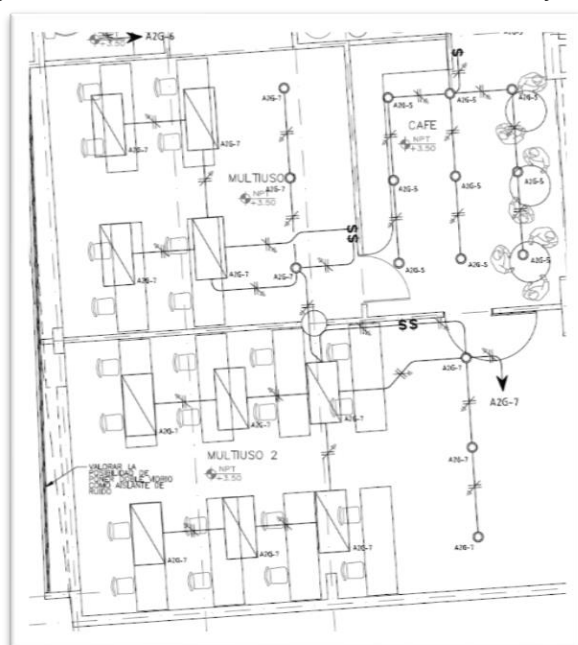
Fuente: Planos del edificio Geotecnologías. Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera

Se observa que normalmente los colaboradores disponen de 30 minutos diarios para ocupar esta área, pero se va a estimar en tres horas activas porque

generalmente las personas no salen a la misma vez. Se observan dos luces de emergencia de 10W diarios.

Las horas activas de iluminación de las salas multiuso son las mismas estimadas anteriormente para los tomacorrientes (cuatro horas). En dicha zona se tiene un total de 10 luminarias LED de 30W de consumo nominal cada una, y tres luminarias del tipo downlight LED de 15W. Para el área de café se observan nueve luminarias del tipo downlight LED de 15W, que van a estar activas por tres horas al día.

Figura 35. Iluminación de salas multiuso y café.



Fuente: Planos del edificio de Geotecnologías. Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera

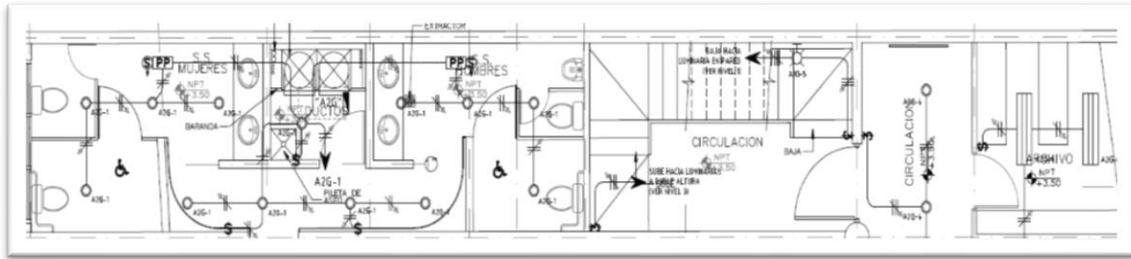
Cuadro 10. Consumo al día en salas multiuso y

Salas multiuso y café				
tipo	Qty	Consumo (W)	Horas/día	Consumo(Wh/d)
Unidades evaporadoras	1	192	4	768
Proyector	2	528	4	4224
Tomas salas	15	180	4	10800
Tomas café	4	1000	1	4000
Luminaria LED	10	30	4	1200
luminaria downlight	3	15	4	180
luminaria downlight	9	15	3	405
			<b>Total (kWh)</b>	<b>21.58</b>

Fuente: Propia

## - Servicios sanitarios y archivo

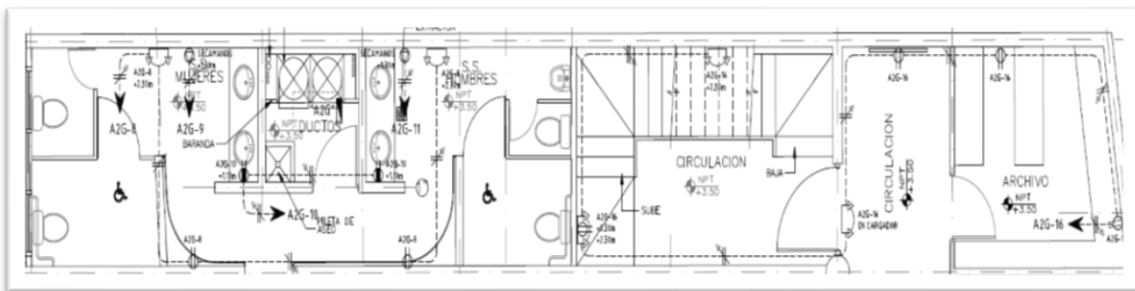
Figura 36. Iluminación de servicios sanitarios y archivo.



Fuente: Planos del edificio de Geotecnologías. Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera

Al estimar las horas de uso de los baños se tiene en cuenta que existen sensores de movimiento para activar las luces; por lo tanto, se estima en seis horas de actividad esta área. Se cuenta con nueve luminarias del tipo downlight LED de 15W. En los espacios de circulación se observa que están activas por 10 horas al día; esto tomando en cuenta el horario de la empresa (de 8:00 am a 5:30pm), y se tienen seis luminarias del tipo downlight LED de 15W y una lámpara LED de 75W. Para el archivo se estiman dos horas de uso diarias y cuenta con dos luminarias LED de 30W.

Figura 37. Tomacorrientes servicios sanitarios y archivo.



Fuente: Planos del edificio de Geotecnologías. Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera

Para los tomacorrientes de los baños y el archivo (cuatro en total) se usan 180W y una hora de actividad, dado que estas salidas se usan muy poco. Para los seca-manos se toma la potencia de 2.300W por cada uno de ellos y con base en el modelo A – 5 de D.L. Maduro & Co., y se estima en una hora de uso. Las áreas de circulación cuentan con cuatro tomacorrientes de uso general a los

cuales se les estiman 180W por aproximadamente una hora. El tiempo de estas salidas se evalúa en dos horas, porque generalmente estos tomacorrientes son usados para conectar equipos de limpieza. En el total de estas zonas se tienen cinco luminarias de emergencia. Estas se estiman 10W de consumo diario para mantenerlas cargadas.

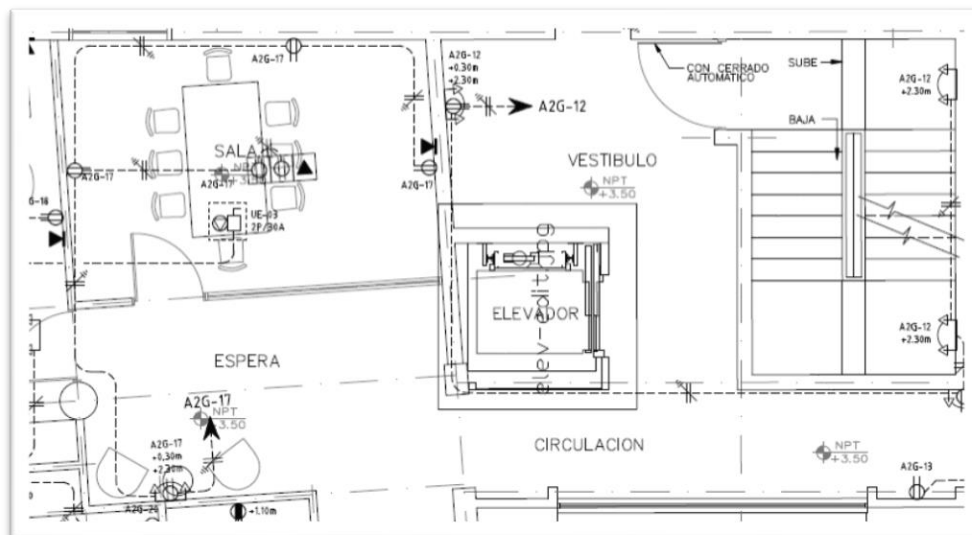
Cuadro 11. Consumo al día en servicios sanitarios y archivo

Servicios sanitarios y archivo				
tipo	Qty	Consumo (W)	Horas/día	Consumo(Wh/d)
luminaria downlight	9	15	6	810
luminaria downlight	6	15	10	900
Lampara LED	1	75	10	750
Luminaria LED	2	30	2	120
Tomas baños-archivo	4	180	1	720
Seca manos	2	2300	1	4600
Tomas uso general	4	180	1	720
Luz emergencia	5	10	1	50
			<b>Total (kWh)</b>	<b>8.67</b>

Fuente: Propia

- Sala, elevador y áreas de circulación

Figura 38. Tomacorrientes en sala de elevador y áreas de circulación

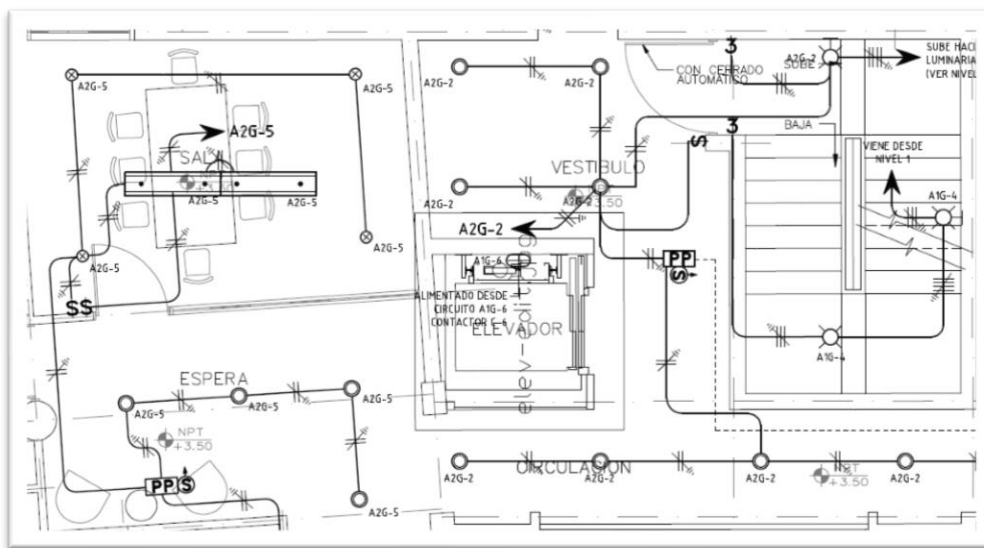


Fuente: Planos del edificio de Geotecnologías. Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera

La principal carga en estas zonas es el elevador. Su potencia es de 11KW, calculada por el diseñador, y el uso se va a estimar en dos horas al día. Se observa también una unidad de evaporadora en la sala, la cual se estima en cuatro horas diarias, al igual que las salas multiuso. La carga de este equipo es de 36W según el tablero "AC". Se cuenta con cinco tomacorrientes de uso general, estimados en 180W individualmente.

La sala de espera, los vestíbulos y las zonas de circulación disponen de cuatro tomacorrientes, que se evalúan a 180W cada uno por dos horas de uso diario. El total de luminarias de emergencia es de cinco, estimadas a 10W de consumo diario.

Figura 39. Iluminación de la sala, el elevador y las áreas de



Fuente: Planos Edificio Geotecnologías, Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera

A la sala corresponden dos luminarias del tipo LED, balastro electrónico de 77W y cuatro del tipo empotrable LED de 6W. Las horas estimadas para esta área es de cuatro horas, al igual que los tomacorrientes. El ducto del elevador cuenta con tres luminarias LED de 15W, las cuales -al ser del ducto- solo se van a utilizar en mantenimientos del elevador; por lo cual se estiman activas en una hora a la semana. La sala de espera, el vestíbulo y las escaleras se toman como

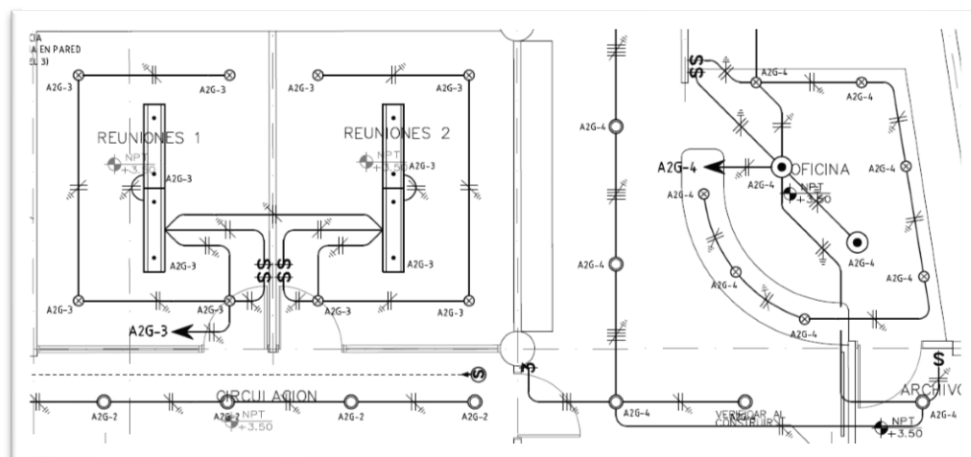
áreas de circulación; por lo tanto, estarán activas 10 horas diarias. Se cuenta con un total de 12 luminarias del tipo downlight LED de 15W, dos lámparas LED de 75W y una luminaria LED de 9W.

Cuadro 12. Consumo al día sala, elevador y áreas de circulación.

Sala, elevador y áreas de circulación				
tipo	Qty	Consumo (W)	Horas/día	Consumo(Wh/d)
Elevador	1	11000	2	22000
unidad evaporadora (AC)	1	36	4	144
Tomas uso general	5	180	4	3600
Tomas area circulacion	4	180	2	1440
Luz emergencia	5	10	1	50
luminaria LED	2	77	4	616
luminaria LED empotrable	4	6	4	96
Luminaria elevador	3	15	0.2	9
luminaria downlight	12	15	10	1800
Lampara LED	2	75	10	1500
Luminaria LED	1	9	10	90
<b>Total (kWh)</b>				<b>31.35</b>

Fuente: Propia

Figura 40. Iluminación de las salas de reuniones y la oficina



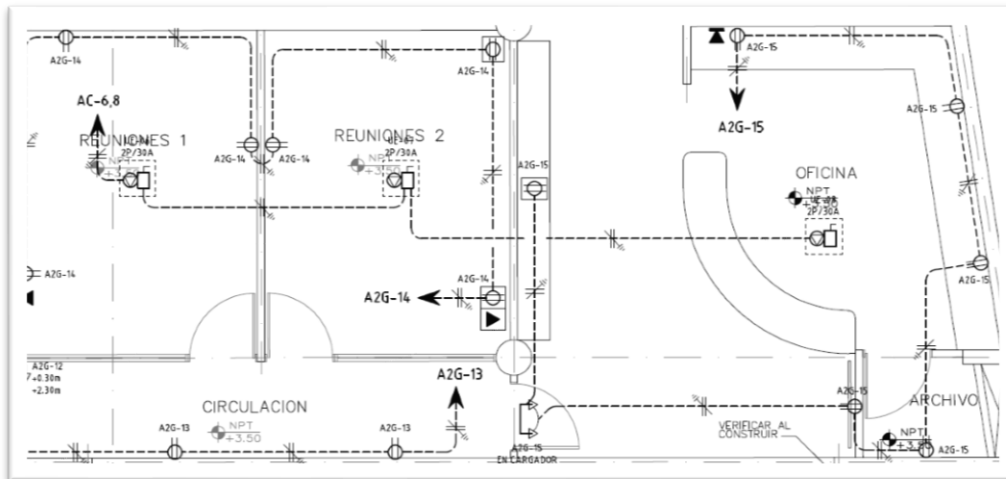
Fuente: Planos del edificio de Geotecnologías. Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera

#### - Salas de reuniones y oficina

La iluminación de las salas de reuniones se estima en cuatro horas diarias y contienen en total cuatro luminarias LED de balastro electrónico, con un consumo de 77W y ocho de tipo empotrable LED de 6W. Para la oficina y el área

de circulación se estiman 10 horas activas y se observan ocho luminarias del tipo downlight LED de 15W, 7 de tipo empotrable LED de 6W y dos del tipo downlight LED de 9W. Para el archivo se valoran cuatro horas de uso diarias y cuenta con una luminaria de tipo downlight LED de 15W.

Figura 41. Tomacorrientes de la sala de reuniones y



Fuente: Planos del edificio de Geotecnologías. Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera

Las salas de reuniones cuentan con dos evaporadoras de 36W cada una y cuatro horas activas al día. La oficina cuenta con una evaporadora de 72W. Se estima en 10 horas de uso. Los tomacorrientes de las salas de reuniones y del archivo se estiman en 180W y una hora de uso diaria. En total se cuentan con siete tomacorrientes.

Para las áreas de circulación y de oficina se evalúa una hora activa en cada salida. Se observan siete tomacorrientes a 180W cada uno. También se dispone de una luminaria de emergencia la cual va a consumir 10W diarios.

Cuadro 14. Consumo al día, salas de reuniones y oficina

Salas de reuniones y oficina				
tipo	Qty	Consumo (W)	Horas/día	Consumo(Wh/d)
Luminaria LED	4	77	4	1232
luminaria LED empotrable	8	6	4	192
luminaria downlight	8	15	10	1200
luminaria LED empotrable	7	6	10	420
luminaria downlight	2	9	10	180
luminaria downlight	1	15	4	60
Unidades evaporadoras Reuniones	2	36	4	288
Unidades evaporadoras Oficina	1	72	10	720
Tomas salas y archivo	7	180	1	1260
Tomas uso general	7	180	1	1260
Luz emergencia	1	10	1	10
			<b>Total (kWh)</b>	<b>6.82</b>

Fuente: Propia

Cuadro 13. Consumo al día, nivel 2

Nivel 2	
Zona	Consumo al día (KWh)
Gerente general	3.27
Salas multiuso y café	21.58
Servicios sanitarios y archivo	8.67
Sala, elevador y áreas de circulación	31.35
Sala, elevador y áreas de circulación	6.82
<b>Total (kWh)</b>	<b>71.68</b>

Fuente: Propia

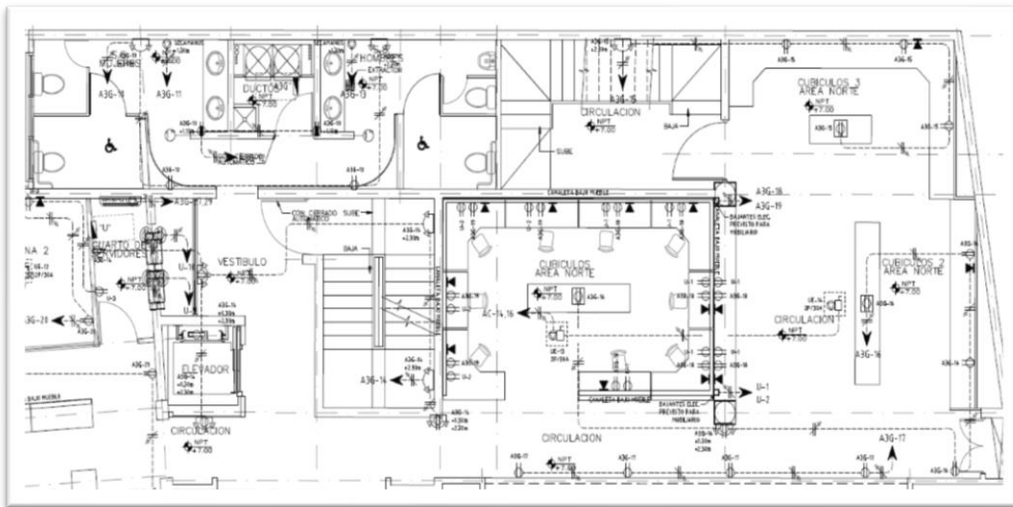
#### 4.1.3. Nivel 3

##### - **Cubículos del área norte, cuarto de servidores y servicios sanitarios**

En el área de cubículos se observan 13 salidas para computadoras con un consumo típico de 190W cada una y dos evaporadoras valoradas en 72W y 120W. Todos estos equipos se evalúan a 10 horas activos al día. También se observan 26 tomacorrientes de uso general a 180W y dos horas de uso.

Para los tomacorrientes de los baños (cuatro en total) se usan 180W y una hora de actividad. Para los dos seca-manos se toma la potencia de 2.300W por cada uno de ellos y se estima en seis horas de uso.

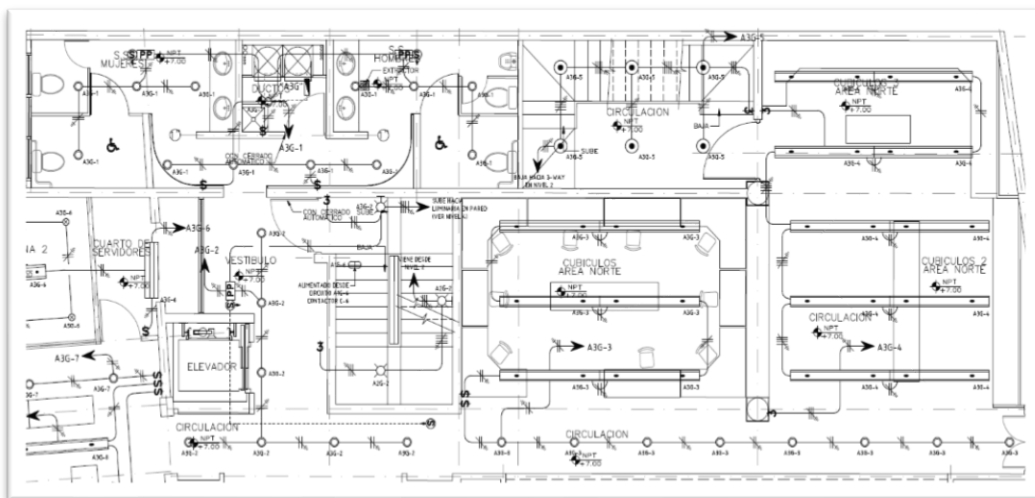
Figura 43. Tomacorrientes en los cubículos del área norte, cuarto de servidores y servicios sanitarios.



Fuente: Planos del edificio de Geotecnologías. Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera

El cuarto de servidores cuenta con dos Racks calculados por el diseñador a 750W cada uno y con una unidad evaporadora de 24W de consumo nominal. Estas unidades se estiman a veinticuatro horas de uso. También se observan dos tomacorrientes de uso general valorados a 180W y dos horas de uso. En total se dispone de nueve luminarias de emergencia las cuales van a consumir 10W diarios.

Figura 42. Iluminación de los cubículos del área norte, cuarto de servidores y servicios sanitarios



Fuente: Planos del edificio de Geotecnologías. Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera

Las zonas de cubículos y áreas de circulación cuentan con 16 luminarias de tipo LED, balastro electrónico de 77W, 15 luminarias de tipo downlight LED de 15W, seis luminarias de tipo downlight LED de 9W, tres lámparas LED de 75W y una luminaria LED de 15W. Estas salidas de iluminación se estiman a 10 horas de uso al día.

Para los servicios sanitarios se estiman seis horas activos, considerando que cuentan con sensores de ocupación. Se observan 13 luminarias de tipo downlight LED de 15W. El cuarto de servidores cuenta solamente con una luminaria LED de 40W estimada a dos horas de uso al día.

Cuadro 15. Consumo al día de los cubículos del área norte, cuarto de servidores y servicios sanitarios

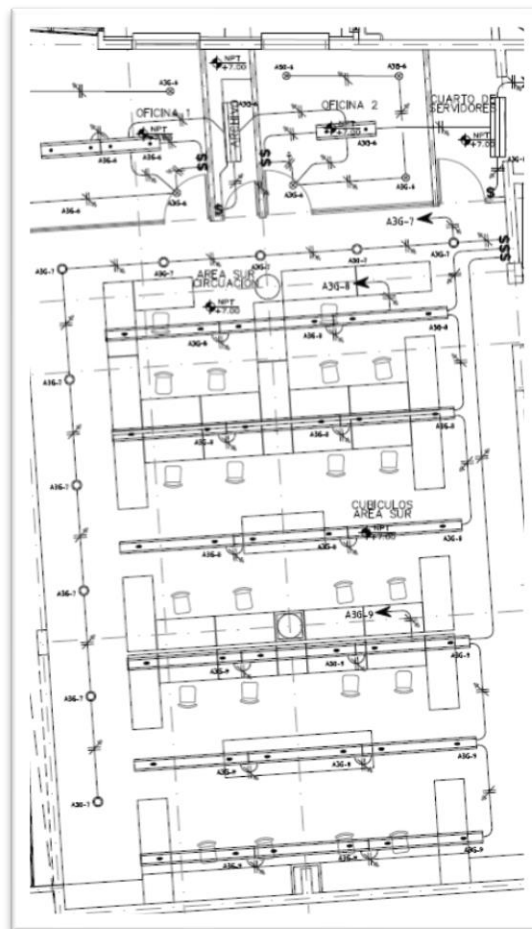
Cubiculos area norte, cuarto de servidores y servicios sanitarios				
tipo	Qty	Consumo (W)	Horas/dia	Consumo(Wh/d)
Computadoras cubiculos	13	190	10	24700
Unidad evaporadora (AC) cubiculos	2	192	10	3840
Tomas uso general	26	180	1	4680
Tomas baños	4	180	1	720
Seca manos	2	2300	6	27600
Rack	2	750	24	36000
Unidad evaporadora (AC) TI	1	24	24	576
Tomas uso general	2	180	1	360
Luz emergencia	9	10	1	90
Luminaria LED	16	77	10	12320
Luminaria downlight	15	15	10	2250
Luminaria downlight	6	9	10	540
Lampara LED	3	75	10	2250
Luminaria LED	1	15	10	150
Luminaria downlight	13	15	6	1170
Luminaria LED	1	40	2	80
			<b>Total (kWh)</b>	<b>117.33</b>

Fuente: Propia

## - Oficinas y área sur

Las zonas de cubículos y oficinas cuentan con 21 luminarias de tipo LED, balastro electrónico de 77W, 10 de tipo downlight LED de 15W y ocho luminarias de tipo empotrable LED de 6W cada una. Todas estas salidas se evalúan a 10 horas de uso diario. El archivo cuenta con una luminaria LED de 40W y cuatro horas activas.

Figura 44. Iluminación de oficinas y área

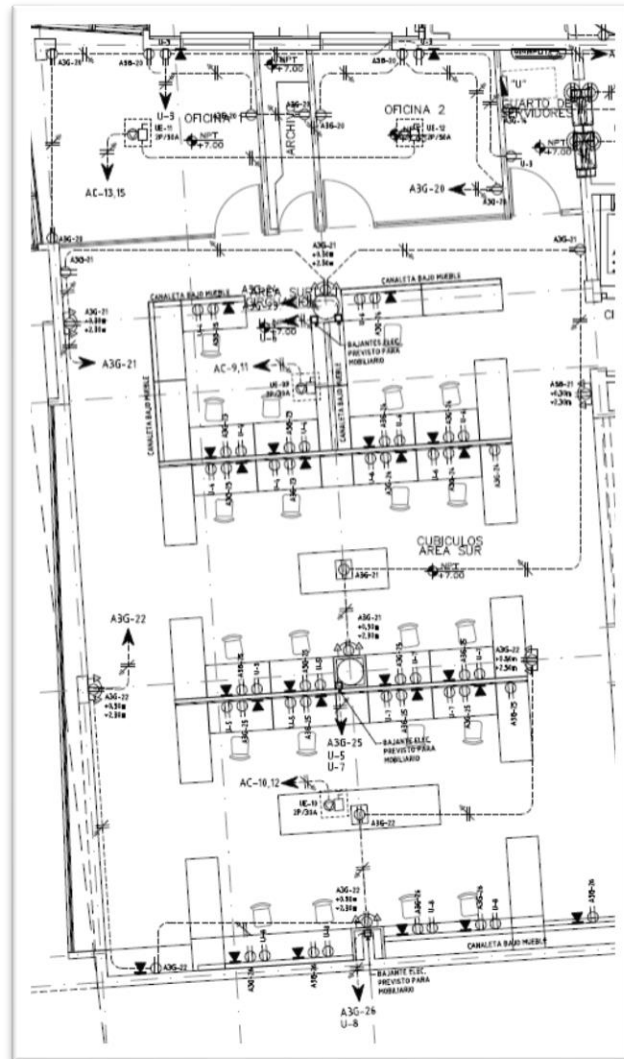


Fuente: Planos del edificio de Geotecnologías. Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera

La sala de cubículos sur y las oficinas cuentan en total con 24 tomacorrientes para computadoras, con un consumo de 190W por salida, y se evalúan a 10 horas activas. Estas zonas cuentan con 47 tomas de uso general calculados a 180W y dos horas de uso.

Para el aire acondicionado se observan dos evaporadoras de 120W cada una para los cubículos y dos unidades de 24W para oficinas. Estas unidades de evaporadoras son previstas a 10 horas de uso diario. En total cuentan con siete luminarias de emergencia a 10W de consumo diario.

Figura 45. Tomacorrientes en oficinas y área



Fuente: Planos del edificio de Geotecnologías. Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera

Cuadro 17. Consumo al día en oficinas y área

Oficinas y area sur				
tipo	Qty	Consumo (W)	Horas/día	Consumo(Wh/d)
Luminaria LED	21	77	10	16170
Luminaria downlight	10	15	10	1500
Luminaria LED empotrable	8	6	10	480
Luminaria LED	1	40	4	160
Computadoras cubiculos y oficina	24	190	10	45600
Unidad evaporadora (AC) cubiculos	2	120	10	2400
Unidad evaporadora (AC) oficinas	2	24	10	480
Tomas uso general	47	180	1	8460
Luz emergencia	7	10	1	70
<b>Total (kWh)</b>				<b>75.32</b>

Fuente: Propia

Cuadro 16. Consumo al día, nivel 3.

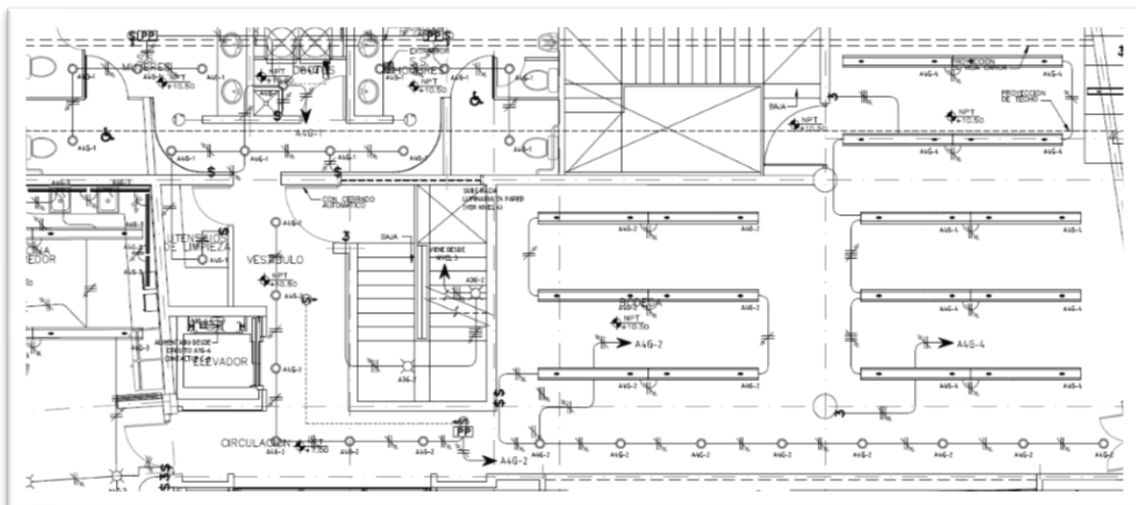
Nivel 3	
Zona	Consumo al día (KWh)
Cubiculos area norte, cuarto de servicio	117.33
Oficinas y area sur	75.32
<b>Total (kWh)</b>	<b>192.65</b>

Fuente: Propia

#### 4.1.4. Nivel 4

- Bodega y servicios sanitarios

Figura 46. Iluminación en bodega y servicios



Fuente: Planos del edificio de Geotecnologías. Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera



Las escaleras de este edificio están compuestas por un sistema de presurización que cuenta principalmente con dos inyectores modelo CSW-13-BI-65 de GREENHECK. Estos equipos cuentan con un motor de inducción de 3HP cada uno.

Figura 48. Tabla 430.250

Caballos de fuerza	Tipo de inducción de jaula de ardilla y de rotor devanado. (amperes)							Tipo sincrónico de factor de potencia unitario* (amperes)			
	115 volts	200 volts	208 volts	230 volts	460 volts	575 volts	2 300 volts	230 volts	460 volts	575 volts	2 300 volts
½	4.4	2.5	2.4	2.2	1.1	0.9	—	—	—	—	—
¾	6.4	3.7	3.5	3.2	1.6	1.3	—	—	—	—	—
1	8.4	4.8	4.6	4.2	2.1	1.7	—	—	—	—	—
1½	12.0	6.9	6.6	6.0	3.0	2.4	—	—	—	—	—
2	13.6	7.8	7.5	6.8	3.4	2.7	—	—	—	—	—
3	—	11.0	10.6	9.6	4.8	3.9	—	—	—	—	—
5	—	17.5	16.7	15.2	7.6	6.1	—	—	—	—	—
7½	—	25.3	24.2	22	11	9	—	—	—	—	—
10	—	32.3	30.8	28	14	11	—	—	—	—	—
15	—	48.3	46.2	42	21	17	—	—	—	—	—
20	—	62.1	59.4	54	27	22	—	—	—	—	—
25	—	78.2	74.8	68	34	27	—	53	26	21	—
30	—	92	88	80	40	32	—	63	32	26	—
40	—	120	114	104	52	41	—	83	41	33	—
50	—	150	143	130	65	52	—	104	52	42	—
60	—	177	169	154	77	62	16	123	61	49	12
75	—	221	211	192	96	77	20	155	78	62	15
100	—	285	273	248	124	99	26	202	101	81	20
125	—	359	343	312	156	125	31	253	126	101	25
150	—	414	396	360	180	144	37	302	151	121	30
200	—	552	528	480	240	192	49	400	201	161	40
250	—	—	—	—	302	242	60	—	—	—	—
300	—	—	—	—	361	289	72	—	—	—	—
350	—	—	—	—	414	336	83	—	—	—	—
400	—	—	—	—	477	382	95	—	—	—	—
450	—	—	—	—	515	412	103	—	—	—	—
500	—	—	—	—	590	472	118	—	—	—	—

\* Para factores de potencia de 90 por ciento y 80 por ciento, las cifras anteriores se deben multiplicar respectivamente por 1.1 y 1.25.

Fuente: NEC 2008

Para determinar la potencia de este equipo se va a utilizar la tabla 430.250 “Corriente de plena carga de motores trifásicos de corriente alterna”.

Según la tabla anterior, para un motor de inducción de 3HP a 208V la corriente de plena carga es de 10.6A. Para obtener la potencia del motor se utiliza la siguiente fórmula:

$$P = U \times I \times \sqrt{3} \times \cos \varphi$$

Donde:

- P = Potencia eléctrica en watts (W)
- U = Voltaje del equipo en voltios (V)
- I = Corriente de línea en amperios (A)
- Cos(fi) = Coseno de fi o el factor de potencia.

En este caso se va a suponer un factor de potencia de 1 y se aplica la fórmula:

$$P = 208V \times 10.6A \times \sqrt{3} \times 1 = 3818.82W$$

Generalmente estos equipos son activados por un sistema de detección de incendios, por lo cual para el tiempo de uso se va a calcular una hora a la semana, asumiendo que a este equipo se le realizan arranques de prueba una vez por semana.

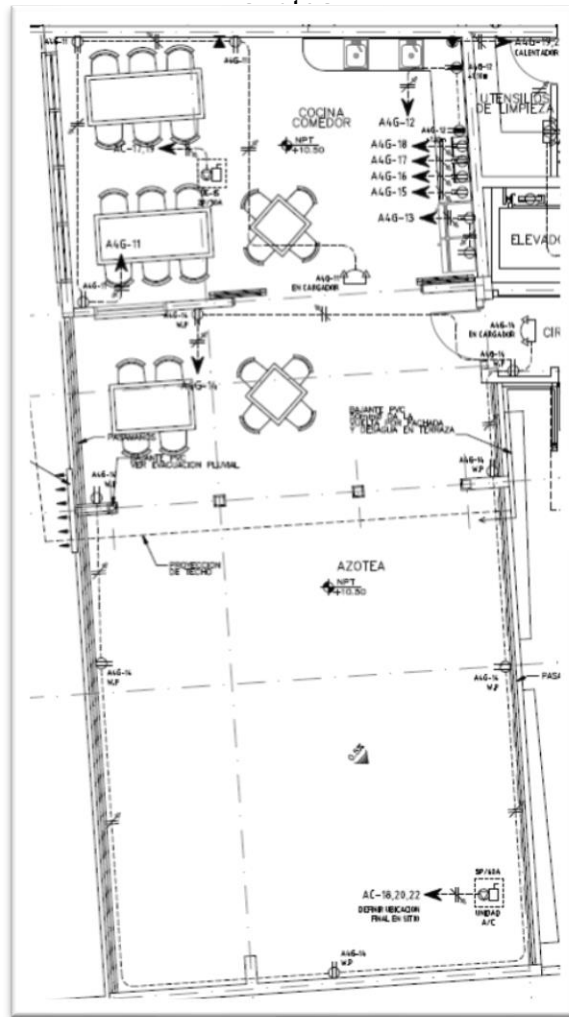
Cuadro 18. Consumo al día en bodega y servicios sanitarios

Bodega y servicios sanitarios				
tipo	Qty	Consumo (W)	Horas/día	Consumo(Wh/d)
Luminaria LED	16	77	10	12320
Luminaria downlight	14	15	10	2100
Lampara LED	2	75	10	1500
Luminaria downlight	14	15	6	1260
Equipos de computacion	6	190	10	11400
Tomas uso general	16	180	1	2880
Tomas baños	4	180	1	720
Seca manos	2	2300	1	4600
Luz emergencia	3	10	1	30
Inyectora escalera	2	3818.8	0.2	1527.52
			<b>Total (kWh)</b>	<b>38.34</b>

Fuente: Propia

- Comedor y azotea

Figura 49. Tomacorrientes en comedor y



Fuente: Planos del edificio de Geotecnologías. Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera

La zona de comedor cuenta con una unidad evaporadora de 72W y cuatro horas-uso. Se observan cuatro tomacorrientes para microondas de 1.350W, con base en el modelo WM1211D de Whirlpool a dos horas de uso diario. También se observan dos salidas para refrigeradores de 780W basados en el modelo 7GS2FHA de Whirlpool, a 24 horas de uso, y un calentador de agua de 12.000W, según el modelo Galaxy White12000, y una hora de uso diario. En total estas zonas cuentan con 11 tomacorrientes de uso general a 180W y una hora de uso diario.

En la azotea se encuentran las tres unidades de condensadores para el sistema de aire acondicionado, las cuales se especifican en la siguiente tabla:

Cuadro 19. Consumo al día de los equipos condensadores

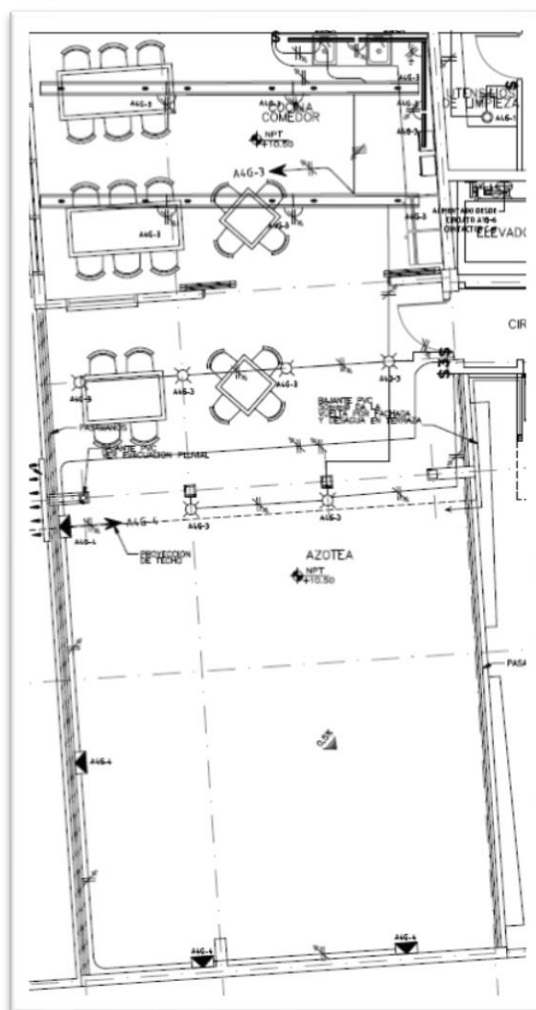
Modelo condensador	Capacidad de enfriamiento Btu/h	Capacidad de enfriamiento W termico	Consumo diario (W termicos hora)	Horas uso condensador	EER (W termico/W electrico)	Consumo electrico (W)	Energia electrica diaria (Wh)
VEP150N432K	150000	43960.66	339421.62	7.72	3.56	12348.50	95343.15
VEP150N432K	150000	43960.66	281897.06	6.41	3.56	12348.50	79184.57
VEP060N432U	60000	17584.26	173383.73	9.86	3.30	5328.56	52540.53

Fuente: Propia

Para el cálculo de energía eléctrica que consume cada uno de estos equipos se utilizó el EER (factor de eficiencia energética en modo refrigeración) de cada equipo, el cual relaciona la potencia frigorífica/potencia eléctrica consumida en refrigeración. Con la potencia frigorífica demandada total de cada grupo de evaporadoras se obtiene la cantidad de potencia frigorífica que los condensadores deben suplir al edificio. Utilizando el factor EER se obtiene el consumo de energía eléctrica diaria.

La iluminación de la azotea se compone de cuatro luminarias de tipo Wallpack de 150 W y dos lámparas LED de 75W, evaluadas a una hora de uso diario. Para la zona de comedor se observan seis luminarias de tipo LED, balastro electrónico de 77W y cuatro luminarias LED de 9W, y cuatro horas de uso diario.

Figura 50. Iluminación en comedor y



Fuente: Planos del edificio de Geotecnologías. Arquitectos Adela Chavarría y Jorge Cotera

Cuadro 20. Consumo al día, comedor y azotea

Comedor y azotea				
tipo	Qty	Consumo (W)	Horas/día	Consumo(Wh/d)
Unidad evaporadora (AC) comedor	1	72	4	288
Microondas	4	1350	2	10800
Refrigerador	2	780	24	37440
Calentador de agua	1	12000	1	12000
Tomas uso general	11	180	1	1980
Condensador 150000BTU/h	1	95343.15	1	95343.15
Condensador 150000BTU/h	1	79184.57	1	79184.57
Condensador 60000BTU/h	1	52540.53	1	52540.53
Luminaria Wallpack	4	150	1	600
Lampara LED	2	75	1	150
Luminaria LED	6	77	4	1848
Luminaria LED	4	9	4	144
<b>Total (kWh)</b>				<b>292.32</b>

Fuente: Propia

Cuadro 22. Consumo al día, nivel 4

Nivel 4	
Zona	Consumo al día (KWh)
Bodega y servicios sanitarios	38.34
Comedor y azotea	292.32
<b>Total (kWh)</b>	<b>330.66</b>

Fuente: Propia

Cuadro 23. Consumo del edificio en un día laboral

Edificio Geotecnologías	
Nivel	Consumo
1	81.19
2	71.68
3	192.65
4	330.66
<b>Consumo día laboral (kWh)</b>	<b>676.17</b>

Fuente: Propia

Para los días feriados y fines de semana se estiman los equipos que se van a mantener activos a fin de obtener la carga de esos días. A continuación, se muestra la tabla-resumen del consumo de un fin de semana.

Cuadro 21. Consumo de un día feriado o fin de semana.

Fin de semana				
tipo	Qty	Consumo (W)	Horas/día	Consumo(Wh/d)
panel de alarmas	1	1000	24	24000
computadora recepcion	1	190	24	4560
unidad evaporadora (AC)	1	36	10	360
toma baño	1	180	1	180
extractor	1	80	4	320
Bombas	1	1180.928	1	1180.928
tomas uso general	5	180	1	900
Luz emergencia	36	10	1	360
luminaria downlight	4	15	24	1440
Luminaria baño	1	15	4	60
Rotulo	1	800	10	8000
Rack	2	750	24	36000
Unidad evaporadora (AC) TI	1	24	24	576
Condensador 60000BTU/h	1	52540.53	1	52540.53
			<b>Total (kWh)</b>	<b>130.48</b>

Fuente: Propia

## 4.2. Consumo eléctrico

Para determinar los kWh al mes de energía consumida en el edificio se tomaron los días del año 2017 y se multiplicaron por el consumo correspondiente, dependiendo de si eran días feriados o laborales. Según la estimación realizada y siguiendo las tarifas estipuladas por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A., para servicios comerciales mayores a 3.000 kWh el costo por kWh es de ¢73,16, consultado el día 06 del mes de marzo del 2018. Con este dato se puede tener el costo mensual del consumo evaluado del edificio, como se observa en el siguiente cuadro:

Cuadro 24. Consumo mensual estimado del edificio según el calendario del año 2017

Mes	Qty (días)	días laborados por mes	días libres por mes	Consumo (kWh/mes)	Facturación
enero	31	22	9	16050.14	¢ 1,174,228.28
febrero	29	20	9	14697.79	¢ 1,075,290.40
marzo	31	23	8	16595.84	¢ 1,214,151.49
abril	30	17	13	13191.18	¢ 965,066.50
mayo	31	22	9	16050.14	¢ 1,174,228.28
junio	30	22	8	15919.66	¢ 1,164,682.55
julio	31	20	11	14958.75	¢ 1,094,381.86
agosto	31	22	9	16050.14	¢ 1,174,228.28
septiembre	30	20	10	14828.27	¢ 1,084,836.13
octubre	30	22	8	15919.66	¢ 1,164,682.55
noviembre	30	22	8	15919.66	¢ 1,164,682.55
diciembre	31	20	11	14958.75	¢ 1,094,381.86
<b>TOTAL</b>	<b>365</b>	<b>252</b>	<b>113</b>	<b>185139.98</b>	<b>¢13,544,840.69</b>

Fuente: Propia

Para la elección del sistema de energías renovables se van a desarrollar a continuación tres sistemas, los cuales serán:

1. Sistema de generación fotovoltaica.
2. Sistema de generación eólica.
3. Sistema de generación mixta (fotovoltaica y eólica).

### 4.3. Condición climatológica de Montes de Oca, San José

Antes de realizar los diseños de energías renovables se presentan las condiciones climatológicas de la zona de Montes de Oca, San José.

Cuadro 25. Condición climatológica de Montes de Oca, San José.

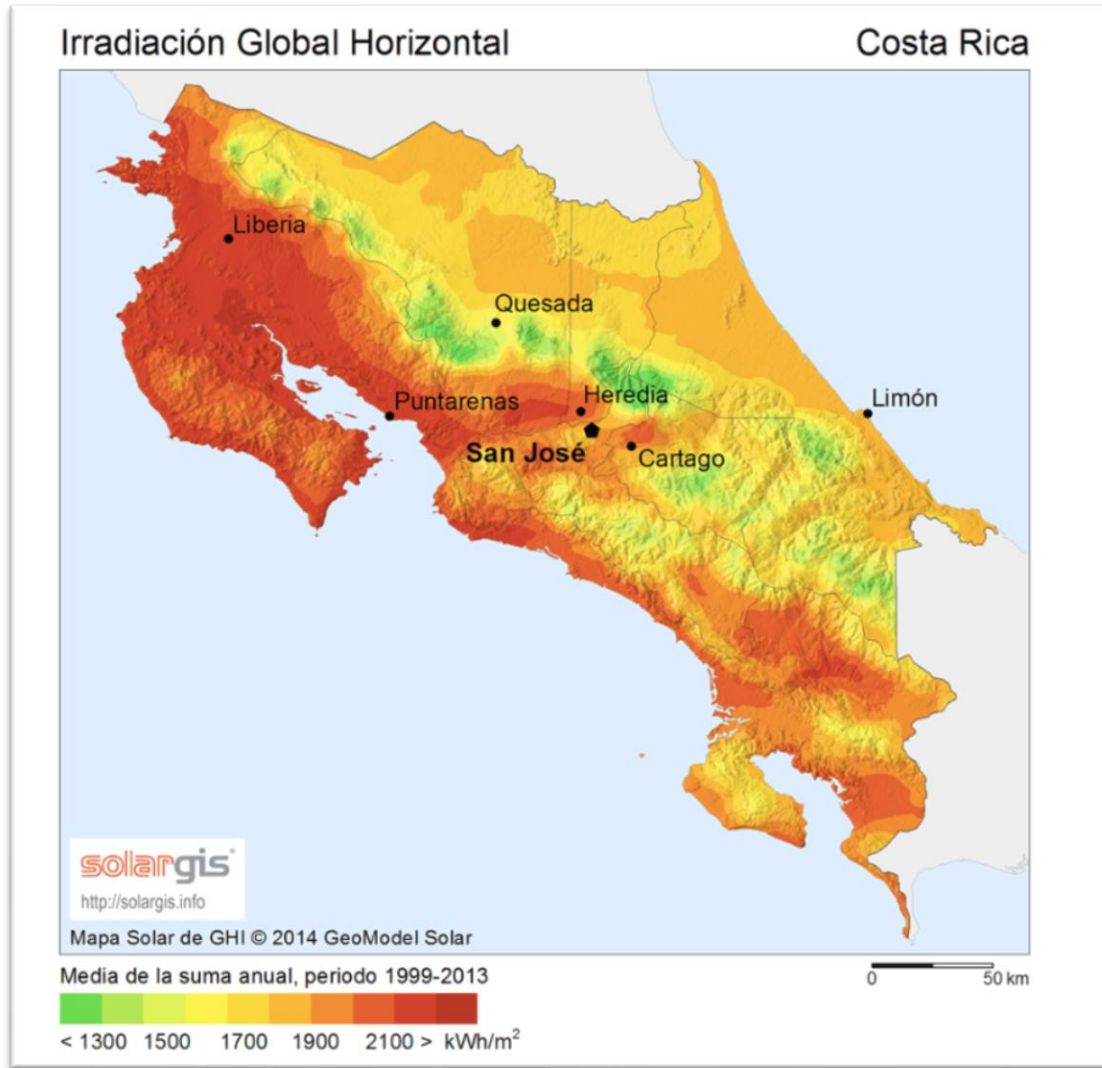
Condición climatológica Montes de Oca, San José						
Latitud:	9.939					
Longitud:	-84.051					
Mes	Temperatura del Aire (°C)	Humedad Relativa (%)	Radiación Solar Diaria horizontal (hsp)	Presión Atmosférica (kPa)	Velocidad del Viento (m/s)	Temperatura de la Tierra (°C)
Enero	25.1	71.9	5.92	98.1	5.4	25.8
Febrero	26.0	66.5	6.65	98.1	5.2	27.0
Marzo	26.6	64.9	7.02	98.1	4.8	28.2
Abril	26.7	68.6	6.42	98.0	4.1	28.7
Mayo	25.8	81.2	5.23	98.1	3.1	27.3
Junio	25.4	85.3	4.85	98.1	3.0	26.7
Julio	25.2	85.0	4.87	98.1	3.5	26.5
Agosto	25.2	85.0	4.87	98.1	3.3	26.5
Setiembre	25.0	85.0	4.74	98.1	3.0	26.3
Octubre	24.7	85.3	4.56	98.1	2.9	25.9
Noviembre	24.6	83.5	4.63	98.1	3.4	25.4
Diciembre	24.6	78.8	5.3	98.1	4.7	25.1
<b>Anual</b>	25.4	78.4	5.42	98.1	3.9	26.6

Fuente: Nasa Surface meteorology and Solar Energy

Para el desarrollo de los sistemas fotovoltaicos es importante tener clara la radiación solar en el área de interés. Como se observa en el cuadro 25, el mes con mayor horas solares pico (hsp) es marzo, con 7.02 hsp, y el de menor es octubre, con una medición de 4.56 hsp. También se tiene un promedio anual de 5.42 hsp. En el caso de los sistemas compuestos por aerogeneradores se tiene una velocidad del viento promedio de 3.9 m/s, un máximo de 5,4 m/s en el mes de enero y un mínimo de 2.9 m/s en octubre.

También se puede hacer uso del mapa de Solargis (figura 51), recomendado por Instituto Meteorológico Nacional para determinar la radiación solar en Costa Rica.

Figura 51. Mapa de irradiación en Costa Rica



Fuente: solargis.com

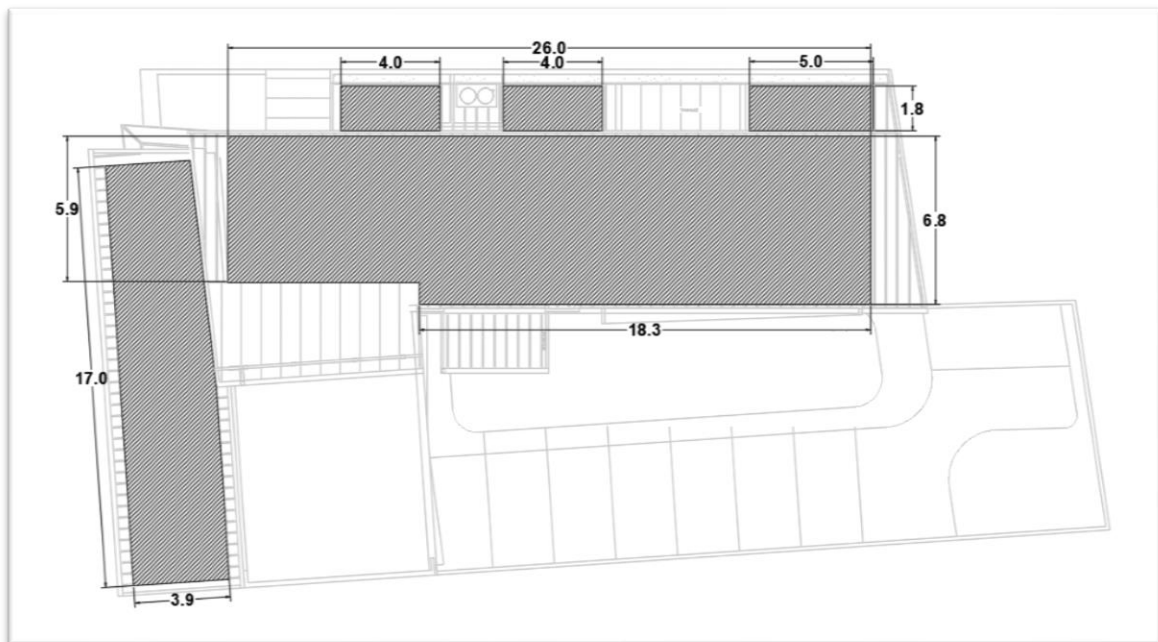
Como se puede observar, el color de la provincia de San José es una transición de amarillo a naranja, el cual tiene un aproximado de entre 1900 y 2000 kWh/m<sup>2</sup> al año. Si se compara con el de los estudios de la Nasa se toma las hsp promedio y se multiplican por los 365 días del año se obtiene:

$$Irradiacion\ anual = \frac{5.42\ kWh}{m^2\ dia} \times \frac{365\ dias}{año} = \frac{1978.3\ kWh}{m^2\ año} \approx \frac{2000\ kWh}{m^2\ año}$$

#### 4.4. Área de instalación de los sistemas eólicos y fotovoltaicos

De acuerdo con el diagnóstico que se realizó, el área disponible de la edificación es la zona de techos, que es un área de 257.11 m<sup>2</sup> con un perímetro de 143.76 m. El punto más alto del edificio mide 16,32 m, medido desde el nivel de piso terminado.

Figura 52. Área disponible del edificio



Fuente: Propia con software AutoCAD.

#### 4.5. Sistema de generación fotovoltaica

##### 4.5.1. Cálculo del número de paneles

Para el diseño del sistema fotovoltaico se va a determinar la cantidad de paneles solares necesarios para sustentar 100% de la carga del edificio. Cabe destacar que este cálculo va a ser meramente para observar la metodología de cálculo y comparar con el sistema real por instalar, ya que la cantidad de módulos fotovoltaicos va a depender directamente del área disponible del lugar.

Para el cálculo del sistema hay que establecer los datos primordiales para aplicar la ecuación. En este caso se van a tomar los datos más desfavorables en que para obtener el consumo diario se va a tomar el mes de mayor consumo (marzo) y se va a dividir entre la cantidad de días que lo componen.

$$C_{ed} = \frac{16595.84 \text{ kWh/mes}}{31 \text{ dias}} = 535.35 \text{ kWh al dia}$$

La potencia pico del módulo fotovoltaico se toma directamente de la hoja de datos del panel fotovoltaico elegido (ver el anexo 8.1.). Para la selección del equipo se elige el modelo JKM325PP-72 de Jinko, debido a que es uno de los modelos con mayor potencia nominal que se encuentra en el mercado de Costa Rica, el cual es de 325 Wp ó 0.325 kWp para mantener las unidades.

Según el cuadro 4.24., el mes con las horas solares pico más críticas es el mes de octubre, con 4.56 hsp. El *performance ratio* o rendimiento energético del sistema se va a estimar a 90% para efectos de este cálculo. Por lo tanto, aplicando la ecuación número 2.2 quedaría:

$$N_{mod} = \frac{535.35 \text{ kWh/dia}}{0.325 \text{ kWp} \times 4.56 \text{ HSP}_{crit} \times 90\%} = 401.37 \approx 402 \text{ modulos}$$

Si se toman los 402 módulos calculados y se multiplican por la potencia pico nominal se obtiene la potencia pico del total de los arreglos. Si esta potencia se multiplica por la cantidad de días y luego por la cantidad de horas solares pico de cada mes y por el rendimiento energético, se consigue la generación mensual del sistema. Por ejemplo, para el mes de enero, para el cual se tienen 31 días y 5.92 hsp, se tendría una generación mensual de:

$$\begin{aligned} \text{Energía generada} &= 402 \text{ mod} \times 0.325 \text{ kWp} \times 31 \text{ dias} \times 5.92 \text{ hsp} \times 90\% \\ &= 21579.20 \text{ kWh/mes} \end{aligned}$$

A continuación, se muestra el cuadro de generación mensual.

Cuadro 26. Consumo y generación fotovoltaica sobredimensionada

Mes	Qty (días)	Consumo (kWh/mes)	Hora solar pico (hsp)	Generación (kWh/mes)
enero	31	16050.14	5.92	21579.20
febrero	29	14697.79	6.65	22676.27
marzo	31	16595.84	7.02	25588.85
abril	30	13191.18	6.42	22646.87
mayo	31	16050.14	5.23	19064.06
junio	30	15919.66	4.85	17108.62
julio	31	14958.75	4.87	17751.81
agosto	31	16050.14	4.87	17751.81
septiembre	30	14828.27	4.74	16720.59
octubre	30	15919.66	4.56	16085.63
noviembre	30	15919.66	4.63	16332.56
diciembre	31	14958.75	5.30	19319.22
<b>Anual (kWh)</b>		<b>185139.98</b>	<b>65.06</b>	<b>232625.46</b>
			<b>% de generacion</b>	<b>125.65%</b>

Fuente: Propia

En el cuadro 26 se puede comparar el consumo del edificio con la generación del sistema fotovoltaico del edificio. Cabe destacar que todos los meses se ha venido generando más de lo que se consume. Anualmente, este diseño como tal está sobredimensionado 25,65%. La razón de este porcentaje de generación sobrante es porque al aplicar la ecuación 2.2 se analiza con el mes de más consumo y el mes de menos horas solares pico. Para ser más preciso en el cálculo se va a modificar la ecuación de la siguiente manera:

$$N_{mod} = \frac{C_{ea}}{(P_{MP} \times PR)((HSP_{ene} \times Qd_{ene}) + \dots + (HSP_{dic} \times Qd_{dic}))}$$

Donde:

- $C_{ea}$ , es el consumo anual estimado
- $P_{MP}$ , potencia pico del módulo elegido
- $PR$ , *performance ratio* o rendimiento energético del módulo

- HSP, hora solar pico del mes
- Qd, cantidad de días del mes.

Con esta nueva ecuación se puede estar más cerca del número de paneles necesarios para obtener una generación anual precisa como se requiere. Para aplicar la fórmula se debe precisar la cantidad de energía que se desea generar. En este caso se desea generar 100% del consumo estimado, el cual sería 185139.98 kWh/año. La potencia pico de los módulos elegidos es de 325 Wp e igualmente se va a estimar un rendimiento energético de 90%. La principal diferencia de esta ecuación con la anterior es que este estudio se hace anualmente y no diario. Por lo tanto, se toma en cuenta la generación posible de cada uno de los meses. Para este caso se tiene que sumar el resultado de las multiplicaciones de las horas solares pico de cada mes, con su respectiva cantidad de días.

Cuadro 27. Cálculo de número de módulos fotovoltaicos ajustado a 100%

Mes	Qty (días)	Hora solar pico (hsp)	PR	kWp	Generacion de un panel (kWh/mes)
enero	31	5.92	90%	0.325	53.68
febrero	29	6.65	90%	0.325	56.41
marzo	31	7.02	90%	0.325	63.65
abril	30	6.42	90%	0.325	56.34
mayo	31	5.23	90%	0.325	47.42
junio	30	4.85	90%	0.325	42.56
julio	31	4.87	90%	0.325	44.16
agosto	31	4.87	90%	0.325	44.16
septiembre	30	4.74	90%	0.325	41.59
octubre	30	4.56	90%	0.325	40.01
noviembre	30	4.63	90%	0.325	40.63
diciembre	31	5.30	90%	0.325	48.06
<b>Generacion de un panel (kWh/año)</b>					<b>578.67</b>
<b>Consumo estimado (kWh/año)</b>					<b>185139.98</b>
<b>N modulos</b>					<b>319.94</b>

Fuente: Propia

Según el cálculo anterior, un solo módulo de 325 Wp genera 578.67 kWh/año en las condiciones del edificio. Para obtener la cantidad necesaria para cubrir 100% del consumo se dividen los 185139.98 kWh/año de consumo entre los 578.67 kWh/año de generación, y se obtiene que se necesitan 320 módulos fotovoltaicos. A continuación, se presenta el cuadro de comparación respecto a los cálculos preliminares.

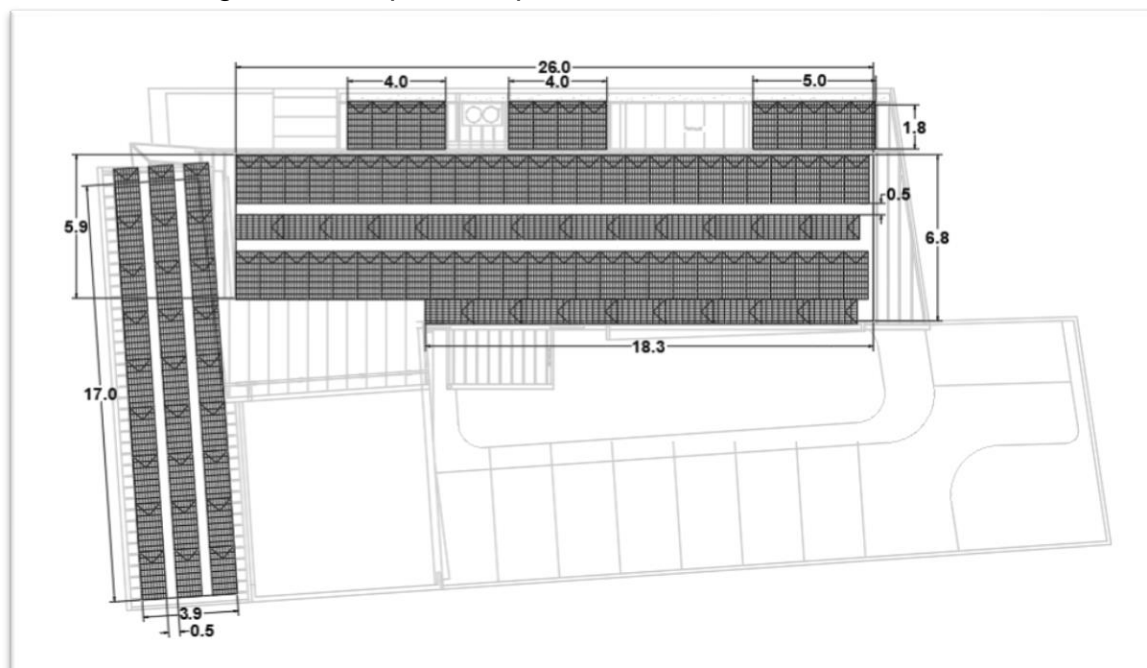
Cuadro 28. Consumo, generación fotovoltaica sobredimensionada y ajustada

Mes	Qty (días)	Consumo (kWh/mes)	Hora solar pico (hsp)	Generacion (kWh/mes)	Generacion ajustada (kWh/mes)
enero	31	16050.14	5.92	21579.20	17174.27
febrero	29	14697.79	6.65	22676.27	18047.40
marzo	31	16595.84	7.02	25588.85	20365.43
abril	30	13191.18	6.42	22646.87	18024.00
mayo	31	16050.14	5.23	19064.06	15172.54
junio	30	15919.66	4.85	17108.62	13616.26
julio	31	14958.75	4.87	17751.81	14128.16
agosto	31	16050.14	4.87	17751.81	14128.16
septiembre	30	14828.27	4.74	16720.59	13307.44
octubre	30	15919.66	4.56	16085.63	12802.09
noviembre	30	15919.66	4.63	16332.56	12998.62
diciembre	31	14958.75	5.30	19319.22	15375.61
<b>Anual (kWh)</b>		<b>185139.98</b>	<b>65.06</b>	<b>232625.46</b>	<b>185139.98</b>
			<b>% de generacion</b>	<b>125.65%</b>	<b>100.00%</b>

Fuente: Propia

Ahora se analiza el área disponible del edificio para obtener el resultado real de la cantidad de módulos posibles de instalar. Se puede observar, en la figura 53, que para la zona de techos del edificio la cantidad máxima de paneles posible es de 114. Debe tenerse en cuenta que deja un espacio de aproximadamente 50 cm entre filas para facilitar el paso de los encargados de mantenimiento.

Figura 53. Disposición posible de módulos fotovoltaicos



Fuente: Propia con software AutoCAD.

Con la cantidad máxima de paneles por instalar en el área disponible se pueden obtener la generación mensual y el porcentaje de generación comparado con el consumo. Por lo tanto, los 114 paneles generarían 35,63% de la energía consumida, como se muestra en el cuadro 29.

Cuadro 29. Generación mensual del sistema fotovoltaico

Mes	Qty (días)	Consumo (kWh/mes)	Hora solar pico (hsp)	Generacion posible (kWh/mes)
enero	31	16050.14	5.92	6119.47
febrero	29	14697.79	6.65	6430.58
marzo	31	16595.84	7.02	7256.54
abril	30	13191.18	6.42	6422.25
mayo	31	16050.14	5.23	5406.22
junio	30	15919.66	4.85	4851.70
julio	31	14958.75	4.87	5034.09
agosto	31	16050.14	4.87	5034.09
septiembre	30	14828.27	4.74	4741.66
octubre	30	15919.66	4.56	4561.60
noviembre	30	15919.66	4.63	4631.62
diciembre	31	14958.75	5.30	5478.58
<b>Anual (kWh)</b>		<b>185139.98</b>	<b>65.06</b>	<b>65968.41</b>
			<b>% de generacion</b>	<b>35.63%</b>

Fuente: Propia

#### 4.5.2. Ángulo óptimo de inclinación

En el capítulo 2 se planteó la ecuación para calcular el ángulo óptimo de inclinación de cada panel, la cual es:

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

Donde:

$I_m$ : Es la inclinación máxima en grados

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

La latitud según la ubicación del edificio es de 9,93 grados, por lo tanto:

$$I_m = 9.93^\circ + 10^\circ = 19.93^\circ \approx 20^\circ$$

Dado que existe un movimiento de traslación y rotación constante de la tierra, la ubicación del sol varía durante las estaciones del año. Por ende, es muy difícil mantener una orientación en la cual los paneles reciban la radiación constante lo más perpendicularmente posible. Existen métodos automatizados de seguimiento solar, pero son sumamente costosos; por lo tanto, la inclinación óptima del diseño de paneles es de 20 grados dirigidos hacia el sur, ya que Costa Rica se encuentra ubicada en el hemisferio Norte, en donde se observa el sol hacia el sur durante más días del año.

Cabe destacar que este ángulo y orientación óptimas, puede que no se cumpla en todas las disposiciones de los techos por su diseño arquitectónico. Esto podrá generar que el sistema presente un porcentaje mayor de pérdidas en generación que las estimadas, lo recomendable es calcular ese porcentaje de pérdidas para descontarlo del performance ratio y obtener un diseño más

apegado a la estructura del edificio. Otra opción es si la arquitectura del techo lo permitiera, colocar una cantidad adicional de paneles.

### **4.5.3. Cálculo de inversores**

Para la selección del inversor adecuado para este sistema se van a tomar en cuenta dos diseños, uno con inversores centralizados y otro con micro inversores.

#### **4.5.3.1. Cálculo con inversor centralizado**

El cálculo de la cantidad de inversores centralizados va a depender del sistema y del modelo que se escoja para el diseño. Para este caso se elige el modelo Symo 10.0-3 de Fronius, el cual es un inversor trifásico que se apega a las características del sistema. Las principales especificaciones técnicas que posee son: máxima corriente de entrada 62.2A, voltaje máximo de entrada de 600V para un voltaje de 208V y una máxima potencia de salida de 9995W. Teniendo estos datos importantes, junto con la cantidad de módulos por instalar, se puede calcular la cantidad de inversores necesarios.

$$N_{mod} = \frac{P_{inv}}{P_{mod}}$$

Donde:

- $N_{mod}$ , número de módulos por inversor.
- $P_{inv}$ , potencia del inversor.
- $P_{mod}$ , potencia pico del módulo.

Por lo tanto:

$$N_{mod} = \frac{9995 W}{325W} = 30.75 \approx 30 \text{ modulos por inversor}$$

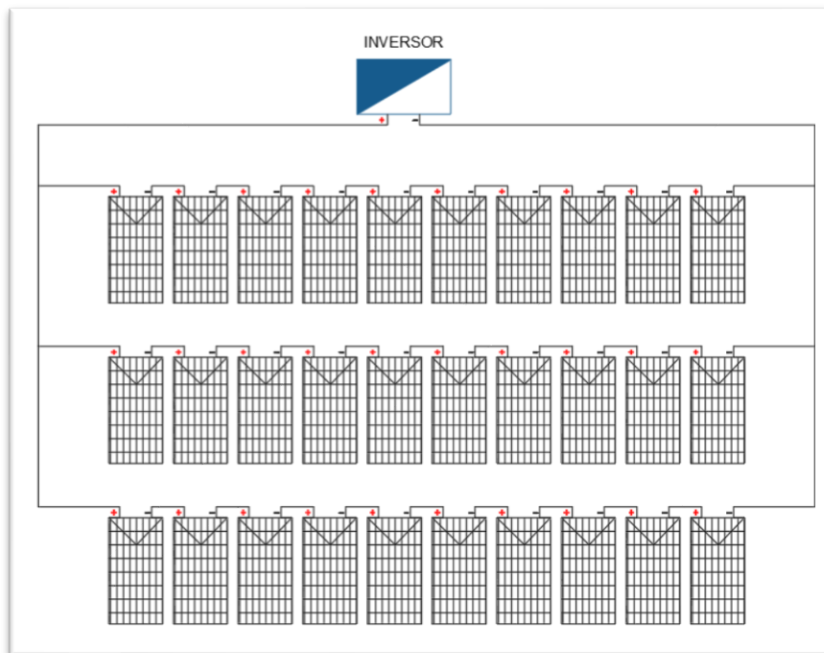
Se plantea conectar 3 filas acopladas en paralelo de 10 módulos fotovoltaicos conectados en serie cada una. Para comprobar que esta configuración es posible se realizan los siguientes cálculos:

En la sección de marco teórico se investigaron los tipos de conexiones de los paneles fotovoltaicos. En este diseño se va a utilizar una conexión serie-paralelo, pero se necesita comprobar que los parámetros de voltaje y corriente nominal no superen los máximos admitidos por el inversor elegido. Para comprobar el voltaje de esta configuración se suman los voltajes nominales de los 10 módulos conectados en serie (37.6V c/u), que dan un total de 376V. Este voltaje está dentro del rango de voltaje de trabajo especificado en la hoja de datos del inversor.

Para comprobar que la corriente no supere la máxima admitida se suma la corriente de los tres conjuntos de módulos. La corriente de cada conjunto es de 8.66A, la cual daría un total de 25.98A totales, que es mucho menor que la máxima permitida (62.2A).

Como el total de paneles es de 114, se van a necesitar cuatro inversores centrales. Tres de estos van a tener la configuración de tres filas conectadas en paralelo de 10 paneles en serie y uno de ellos se va a componer por tres filas conectadas en paralelo de ocho paneles en serie. En la figura 54 se observa una representación gráfica de la conexión de un conjunto de 30 paneles.

Figura 54. Configuración del conjunto de módulos fotovoltaicos con inversor central



Fuente: Propia con software AutoCAD.

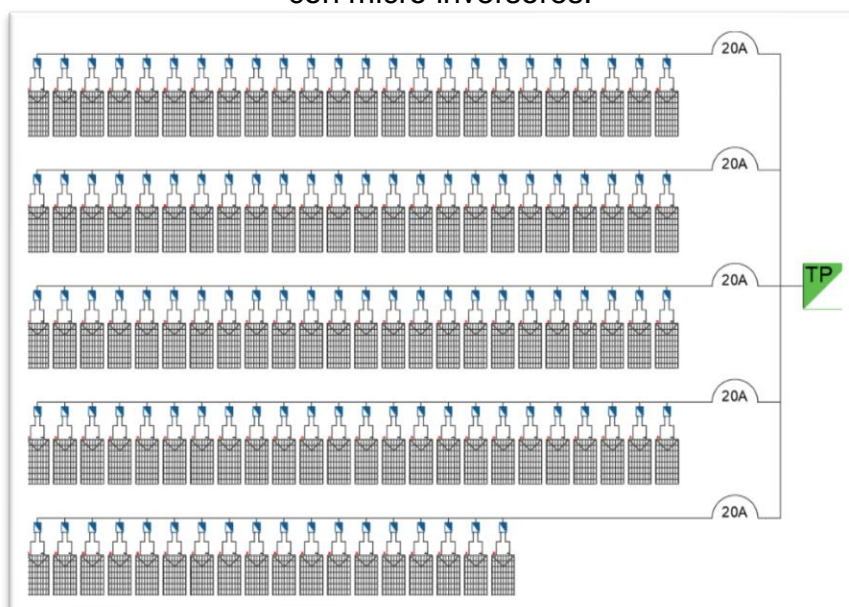
#### 4.5.3.2. Cálculo con micro inversores

Para el cálculo de los micro inversores se selecciona el modelo M250-72 de la marca Enphase, la cual es distribuida en el país. Las principales especificaciones técnicas de la hoja de datos del producto son: soporta módulos fotovoltaicos de 72 células, combinación de módulos recomendada de 210 a 350 Wp, tensión máxima dc 62V, corriente de cortocircuito máxima de 15A, y máximo de unidades por circuito derivado de 20A 24 a un voltaje trifásico de 208V.

Según los datos especificados se va a necesitar un micro inversor por cada panel, porque el máximo de potencia que cada micro inversor puede trasegar es de 350W, y los paneles elegidos tienen una potencia nominal de 325Wp; por lo tanto, se van a requerir 114 micro inversores.

La distribución del sistema fotovoltaico con micro inversores se compone de cuatro grupos de 24 y un grupo de 18 micro inversores; cada grupo protegido por un dispositivo de protección de sobre corriente (OCPD) de 20 A. Esto con base en el máximo de unidades por circuito recomendado por el fabricante.

Figura 55. Configuración del conjunto de módulos fotovoltaicos con micro inversores.



Fuente: Propia con software AutoCAD.

#### 4.6. Sistema de generación eólica

Para el diseño del sistema compuesto por aerogeneradores primeramente se debe decidir si se va a utilizar un generador vertical u horizontal, dependiendo de cuál sea el tipo que más se adapte a las condiciones del edificio. En este caso se va a elegir entre dos modelos los cuales son: el modelo Zebra de la marca Kliux, el cual es un generador vertical de tipo Savonius o el modelo Wind 25.3+ de la marca Bornay, que es un generador de eje horizontal. A continuación, se muestran las principales diferencias técnicas de los equipos.

Cuadro 30. Especificaciones técnicas de los aerogeneradores

Especificacion	Wind 25.3+	Kliux Zebra
<b>Tipo</b>	<b>Horizontal</b>	<b>Vertical</b>
<b>Diametro de aspas</b>	4.5m	2.36
<b>Velocidad de arranque</b>	3m/s	3m/s
<b>Potencia nominal</b>	5000W	1800W
<b>Material</b>	Fibra de vidrio / carbono	Poliuretano expandido
<b>Imanes</b>	Neodimio	Neodimio
<b>Peso</b>	171kg	375kg

Velocidad del viento (m/s)	Produccion anual (kWh)	
<b>2</b>	833.33	-
<b>4</b>	4583.33	736
<b>6</b>	10833.33	2616
<b>8</b>	19500	4793
<b>10</b>	23333.33	6296
<b>11</b>	25000	6892

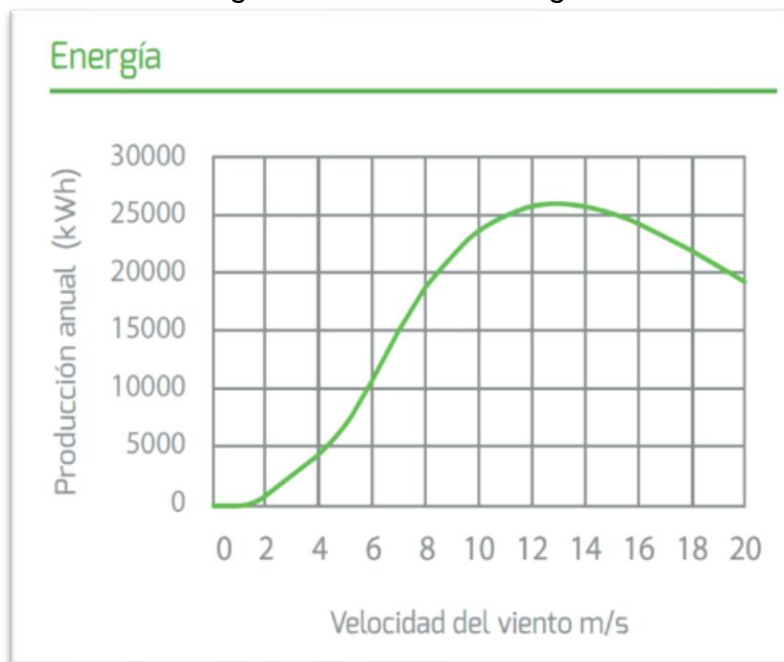
Fuente: Kliux Energies y Bornay Aerogeneradores

Según el cuadro 30. se elige la turbina horizontal Wind 25.3+ de Bornay, principalmente por su capacidad de generación. Se puede observar que a una velocidad de 4 m/s, que es muy cercana al promedio (3.9m/s), el aerogenerador horizontal produce seis veces más que la vertical. También se presentan diferencias a favor de la turbina elegida, como el peso y los materiales de fabricación.

#### 4.6.1. Generación estimada por un aerogenerador

Para estimar la producción de energía de un aerogenerador Wind 25.3+ con las condiciones climáticas de la localidad del edificio hay que determinar la generación mensual. Para ello se va obtener, con la curva característica del equipo, la generación anual, como se presenta en la siguiente figura:

Figura 56. Curva de generación anual aerogenerador Wind 25.3+



Fuente: Bornay Aerogeneradores

Se puede visualizar una tendencia exponencial a partir de los 2 m/s de velocidad del viento, lo cual concuerda con lo visto en el capítulo 2, en el que se expone una ecuación que revela que 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. Estos datos son obtenidos por la velocidad del viento promedio del año. Con la generación anual se puede aproximar a una generación mensual al dividir la cifra entre los 12 meses del año, como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 32. Generación anual y mensual aerogenerador Wind 25.3+

Velocidad del viento (m/s)	Produccion anual (kWh)	Produccion mensual (kWh)
2	833,33	69,44
4	4583,33	381,94
6	10833,33	902,78
8	19500	1625,00
10	23333,33	1944,44
11	25000	2083,33

Fuente: Bornay Aerogeneradores

Para obtener la generación de energía de un aerogenerador con las condiciones del edificio se toman las velocidades promedio mensuales que proporciona la página de la Nasa Surface meteorology and Solar Energy, y se interpola el dato con el cuadro 31., que indica la generación mensual según la velocidad del viento. A continuación, se presenta la tabla con la generación estimada:

Cuadro 31. Generación mensual de un aerogenerador según las condiciones del edificio.

Mes	Velocidad del Viento (m/s)	Generacion de una turbina (kWh/mes)
Enero	5,4	746,53
Febrero	5,2	694,44
Marzo	4,8	590,28
Abril	4,1	407,99
Mayo	3,1	241,32
Junio	3,0	225,69
Julio	3,5	303,82
Agosto	3,3	272,57
Setiembre	3,0	225,69
Octubre	2,9	210,07
Noviembre	3,4	288,19
Diciembre	4,7	564,24
<b>Anual (kWh)</b>		<b>4770,83</b>

Fuente: Propia

#### 4.6.2. Cálculo del número de aerogeneradores

Para el cálculo de la cantidad de aerogeneradores primeramente se van a estimar la cantidad necesaria para generar 100% de la carga del edificio. Tomando la generación anual de la tabla anterior se utiliza la siguiente ecuación:

$$N_t = \frac{C_{ea}}{G_{ta}}$$

Donde:

- $N_t$ , número de turbinas o aerogeneradores.
- $C_{ea}$ , consumo estimado anual.
- $G_{ta}$ , energía generada por un aerogenerador anual.

Por lo tanto,

$$N_t = \frac{185139.98 \text{ kWh al año}}{4770.83 \text{ kWh al año}} = 38.81 \approx 39$$

Para generar el consumo total del edificio se necesitan 39 aerogeneradores Wind 25.3+. Todos los equipos de generación eólica necesitan una distancia recomendada entre un generador y otro. El mínimo recomendado por el fabricante es de 15m lineales. Esto limita el diseño, por lo cual, según el área disponible del edificio, solamente se van a poder instalar cuatro aerogeneradores. Para saber qué porcentaje equivale a la generación de cuatro turbinas con respecto al consumo del edificio, primero se define cuánto generan el total de los equipos.

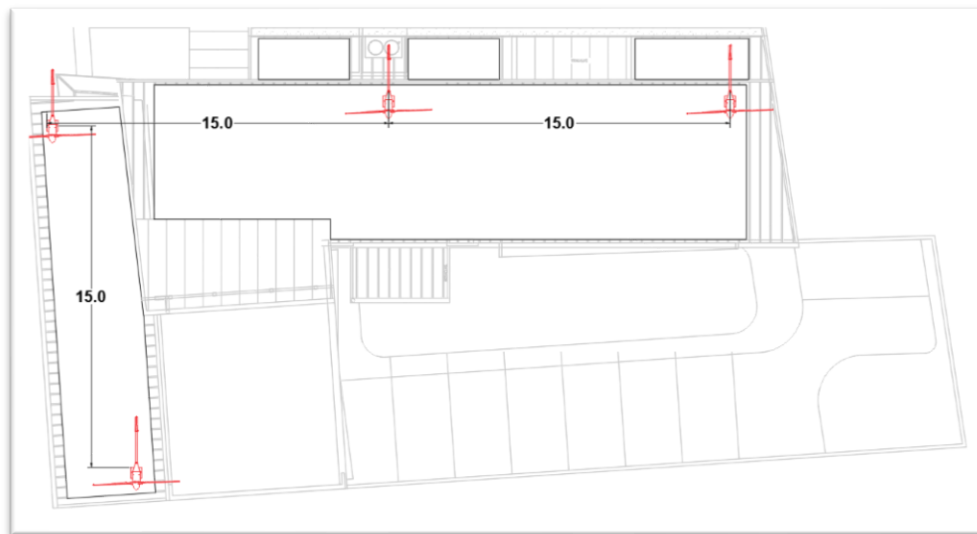
$$\text{Generacion} = 4770.83 \frac{\text{kWh}}{\text{turbina}} \times 4 \text{ turbinas} = 19083.32 \text{ kWh}$$

Para saber cuál es el porcentaje se efectúa el siguiente cálculo:

$$\% \text{ de generacion} = \frac{100\%}{185139.98kWh} \times 19083.32kWh = 10.31\%$$

En resumen, el sistema de generación eólica va a contar con cuatro aerogeneradores Wind 25.3+ de Bornay, los cuales van a generar 19083.32 kWh al año, que representan 10,31% de la energía que consume el edificio. La disposición de las turbinas va a ser como se muestra en la figura 57.

Figura 57. Posición de los aerogeneradores en el sitio



Fuente: Propia con software AutoCAD.

La generación mensual del sistema eólico se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro 33. Generación mensual del sistema eólico

Mes	Velocidad del Viento (m/s)	Generacion de 1 turbina (kWh/mes)	Generacion de 4 turbinas (kWh/mes)
Enero	5.4	746.53	2986.11
Febrero	5.2	694.44	2777.78
Marzo	4.8	590.28	2361.11
Abril	4.1	407.99	1631.94
Mayo	3.1	241.32	965.28
Junio	3.0	225.69	902.78
Julio	3.5	303.82	1215.28
Agosto	3.3	272.57	1090.28
Setiembre	3.0	225.69	902.78
Octubre	2.9	210.07	840.28
Noviembre	3.4	288.19	1152.78
Diciembre	4.7	564.24	2256.94
	<b>Anual (kWh)</b>	<b>4770.83</b>	<b>19083.32</b>
		<b>% de generacion</b>	<b>10.31%</b>

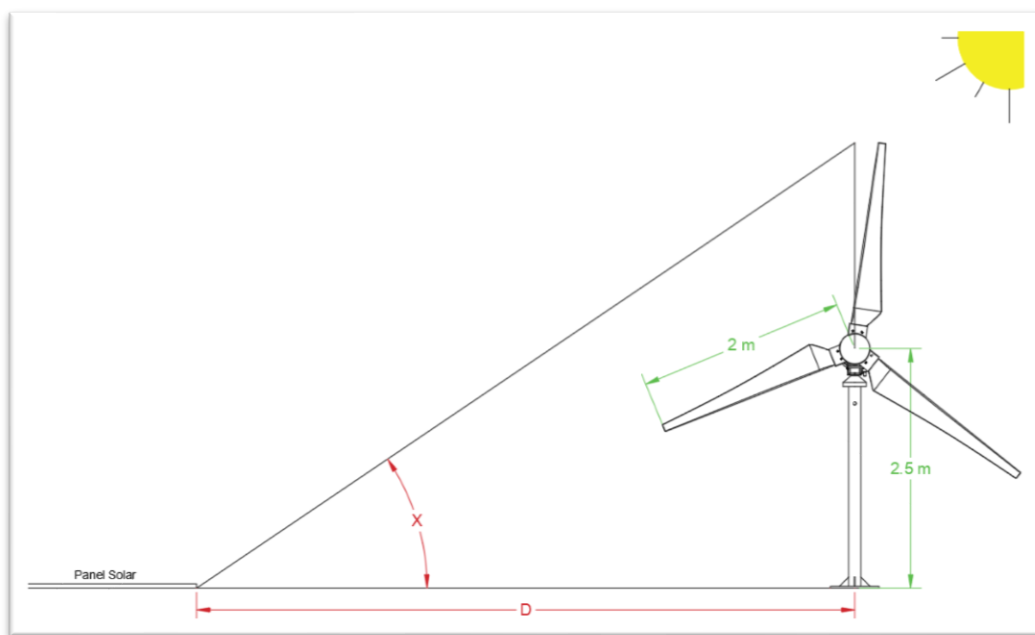
Fuente: Propia

#### 4.7. Sistema de generación mixta (fotovoltaica y eólica)

El sistema de generación mixta va a estar compuesto por los paneles solares modelo JKM325PP-72 de Jinko, y aerogeneradores Wind 25.3+ de la marca Bornay. Para saber la cantidad de equipos posibles en este sistema primero hay que calcular la sombra que genera un aerogenerador; esto para saber a qué distancia de la turbina se pueden colocar los paneles fotovoltaicos.

Para el cálculo de sombras se va a hacer uso de las razones trigonométricas en triángulos rectángulos. Tomando como altura, el punto más largo de la turbina, en este caso se suma el tamaño del mástil más el tamaño de una hélice.

Figura 58. Sombra de un aerogenerador



Fuente: Propia con software AutoCAD

Como se observa en la figura 58., la sombra del aerogenerador se puede calcular formando un triángulo cuadrado, en el que se puede usar la siguiente razón trigonométrica:

$$\tan(X) = \frac{A}{D}$$

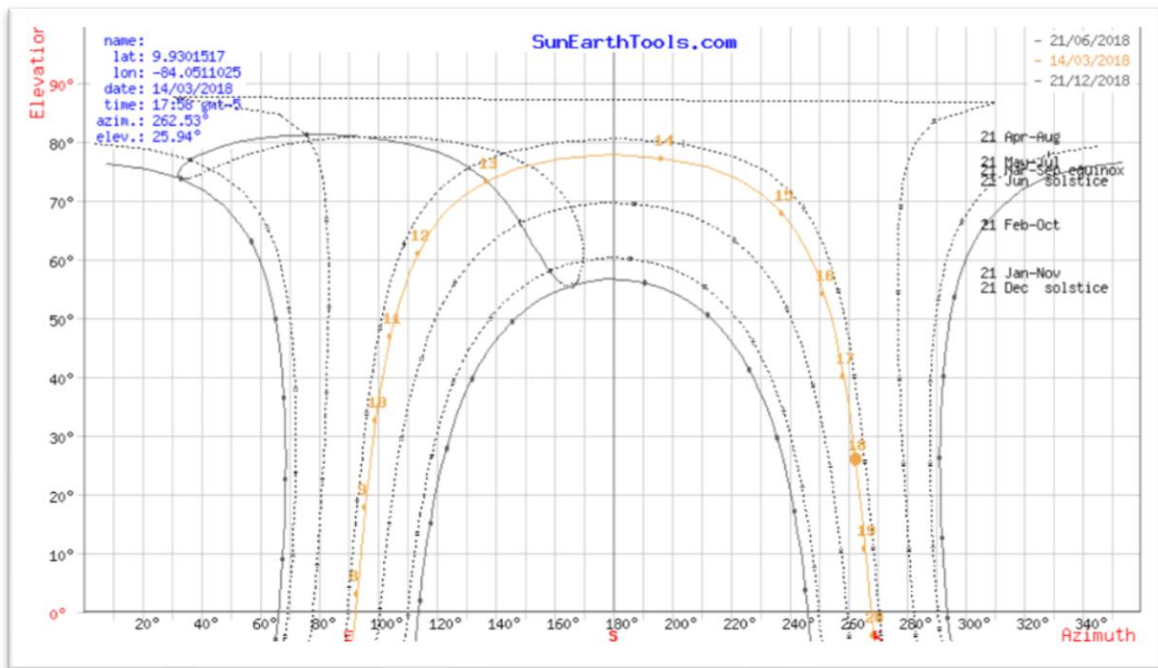
Donde:

X, es el ángulo de elevación del sol con respecto a la horizontal.

- D, es el largo de la sombra que se genera.
- A, es la altura del objeto. En este caso es una turbina.

Para conocer el ángulo de elevación del sol en la región de San Pedro, Costa Rica, se hace uso de la herramienta SunEarthTools.com, en que dependiendo de las coordenadas se obtiene una gráfica de elevación solar anual. En la figura 59 se visualiza la elevación del sol para las coordenadas del edificio.

Figura 59. Elevación del sol durante el año en San Pedro, San José, Costa Rica



Fuente: SunEarthTools.com.

Por lo tanto, si se despeja la distancia de la fórmula se tiene:

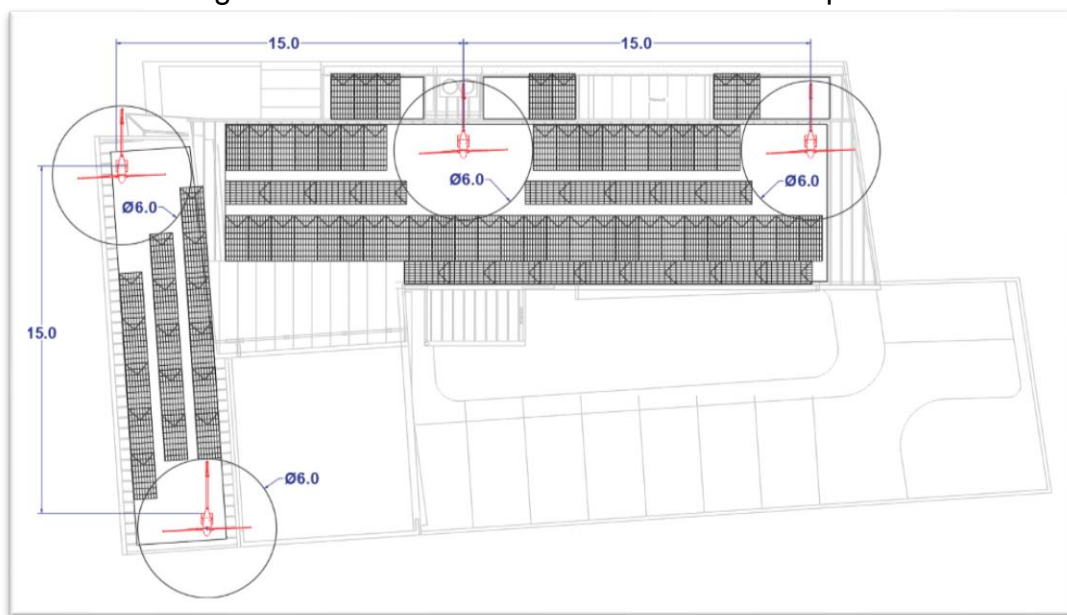
$$D = \frac{A}{\tan(X)} = \frac{4.5m}{\tan(57)} = 2.92m \approx 3m$$

Dado que la distancia mínima entre un aerogenerador y un panel solar es de tres metros lineales, se puede decir que para cada aerogenerador se necesita

un diámetro de seis metros centrado en el rotor, para que el sistema mixto trabaje lo más óptimo posible, como se observa en la figura 59.

Si la determinación de la cantidad de aerogeneradores y paneles se basa en la capacidad de generación, y si se realiza una comparación de cada equipo en la que según lo calculado anteriormente un aerogenerador tiene la capacidad de generar 4770.83 kWh al año (en cambio, un panel fotovoltaico genera 578.67 kWh al año), se puede decir que un aerogenerador es más favorable cuando solamente quita el espacio de un máximo de ocho paneles, los cuales generarían 4629.36 kWh al año, y este dato es menor al de la generación de una turbina. Por ejemplo, si la distribución fuera de esta forma:

Figura 60. Distribución del sistema mixto temporal

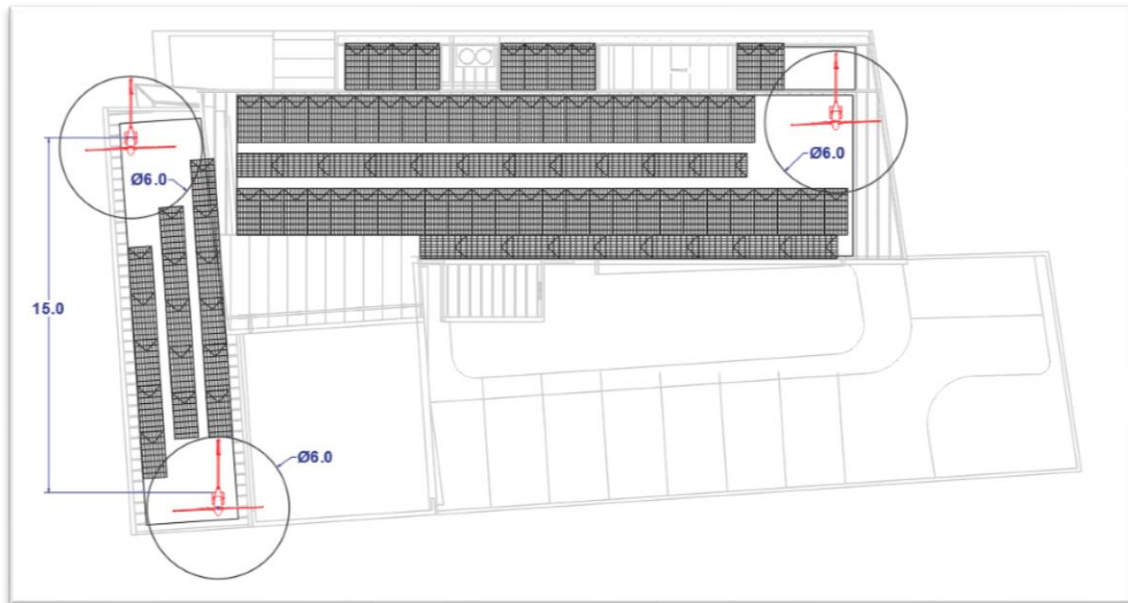


Fuente: Propia con software AutoCAD

Se observa que para colocar el aerogenerador ubicado en el centro del edificio fue necesario retirar 11 paneles fotovoltaicos, para que se cumpliera con la distancia de tres metros de diámetro. Si se toman esos 11 paneles y se multiplican por la generación anual calculada, se obtiene que generarían 6365.37 kWh al año, lo cual es 37,5% de generación mayor comparada con los 4629.36

kWh generados por esa turbina al año. Por lo tanto, si se valora solamente la generación, en este caso es más razonable dejar los paneles en vez de la turbina ubicada al centro. La distribución del mejor sistema de generación mixto encontrada es como se muestra en la siguiente figura.

Figura 61. Distribución final del sistema mixto



Fuente: Propia con software AutoCAD

En resumen, el sistema de generación mixta se compone de 94 paneles fotovoltaicos y tres aerogeneradores, para el cual se creó el siguiente cuadro que muestra la generación del sistema.

Cuadro 34. Generación mensual del sistema eólico

Mes	Consumo (kWh/mes)	Generación de 3 turbinas (kWh/mes)	Generación 94 paneles (kWh/mes)	Generación total
enero	16050.14	2239.58	5045.88	7285.46
febrero	14697.79	2083.33	5302.41	7385.74
marzo	16595.84	1770.83	5983.46	7754.29
abril	13191.18	1223.96	5295.54	6519.49
mayo	16050.14	723.96	4457.76	5181.72
junio	15919.66	677.08	4000.52	4677.61
julio	14958.75	911.46	4150.92	5062.38
agosto	16050.14	817.71	4150.92	4968.63
septiembre	14828.27	677.08	3909.79	4586.87
octubre	15919.66	630.21	3761.32	4391.52
noviembre	15919.66	864.58	3819.06	4683.64
diciembre	14958.75	1692.71	4517.43	6210.14
<b>Anual (kWh)</b>	<b>185139.98</b>	<b>14312.49</b>	<b>54395.01</b>	<b>68707.50</b>
	<b>% de generación</b>	<b>7.73%</b>	<b>29.38%</b>	<b>37.11%</b>

Fuente: Propia

#### **4.7.1. Cálculo de inversores**

##### **4.7.1.1. Cálculo con inversor centralizado**

Para este caso se elige el modelo Symo 10.0-3 de Fronius, el cual es un inversor trifásico que se apega a las características del sistema. Las principales especificaciones técnicas que posee son: máxima corriente de entrada de 62.2A, voltaje máximo de entrada 600V para un voltaje de 208V y una máxima potencia de salida de 9995W. Como se calculó anteriormente, para este modelo de inversor se pueden conectar como máximo 30 módulos fotovoltaicos de 325Wp. Se plantea instalar tres conjuntos de 24 paneles, con una configuración de tres filas en paralelo de ocho paneles conectados en serie y un conjunto de 22 paneles, con una configuración de dos filas en paralelo, con 11 paneles conectados en serie cada uno. Para comprobar que esta configuración es posible se realizan los siguientes cálculos.

##### **a) Conjuntos de 24 paneles**

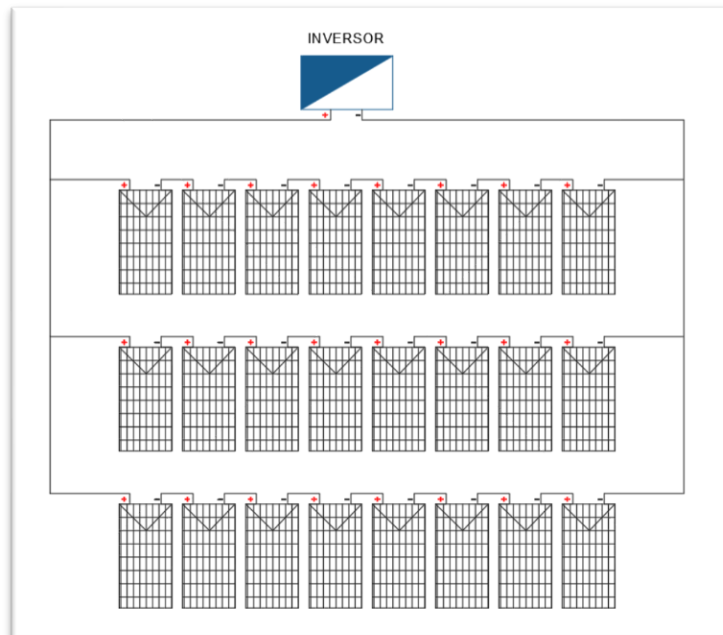
Para comprobar el voltaje de esta configuración se suman los voltajes nominales de los ocho módulos conectados en serie (37.6V c/u), que dan un total de 300.8V. Este voltaje está dentro del rango de voltaje de trabajo especificado en la hoja de datos del inversor. Para comprobar que la corriente no supere la máxima admitida se suma la corriente de los tres conjuntos de módulos. La corriente de cada conjunto es de 8.66A, la cual daría un total de 25.98A totales, que es mucho menor que la máxima permitida (62.2A).

## b) Conjunto de 22 paneles

Para demostrar que el voltaje de esta configuración está dentro del rango de trabajo especificado en la hoja de datos del inversor, se suman los voltajes nominales de los 11 módulos conectados en serie (37.6V c/u), que dan un total de 413.6V, con lo que se valida la distribución. Para comprobar que la corriente no supere la máxima admitida se suma la corriente de los dos conjuntos de módulos. La corriente de cada conjunto es de 8.66A, la cual daría un total de 17.32A totales, que es mucho menor que la máxima permitida (62.2A).

Como el total de paneles es de 94, se van a necesitar cuatro inversores centrales. En la figura 62 se observa una representación gráfica de la conexión de un conjunto de 24 paneles.

Figura 62. Configuración del conjunto de módulos fotovoltaicos con inversor central



Fuente: Propia con software AutoCAD.

### 4.7.1.2. Cálculo con micro inversores

El micro inversor seleccionado para este sistema es el modelo M250-72 de la marca Enphase, al igual que el diseño de generación fotovoltaica. Las

principales especificaciones técnicas de la hoja de datos del producto son: soporta módulos fotovoltaicos de 72 células, combinación de módulos recomendado de 210 a 350 Wp, tensión máxima dc 62V, corriente de cortocircuito máxima de 15A, máximo de unidades por circuito derivado de 20A 24 a un voltaje trifásico de 208V.

Con los datos anteriores se va a necesitar un micro inversor por cada panel, ya que el máximo de potencia que cada micro inversor puede trasegar es de 350W, y los paneles elegidos tienen una potencia nominal de 325Wp, por lo cual se van a implementar 94 micro inversores.

La distribución del sistema fotovoltaico con micro inversores se compone de tres grupos de 24 y un grupo de 22 micro inversores, y cada grupo protegido por un dispositivo de protección de sobre corriente (OCPD) de 20 A. Esto con base en el máximo de unidades por circuito recomendado. En la figura 63 se observa una representación gráfica de la configuración del sistema con micro inversores.

Figura 63. Configuración del conjunto de módulos fotovoltaicos con micro inversores.



Fuente: Propia con software AutoCAD

#### **4.8. Análisis financiero**

En este análisis financiero lo primero que se requiere es calcular la inversión inicial de cada caso. El cálculo de la inversión inicial de los sistemas compuestos por paneles fotovoltaicos está basado en la cotización hecha por la empresa Purasol el 22 de marzo del 2018. Esta empresa tiene un método de cálculo en el que por cada watt instalado tienen un monto en dólares. Si se requiere un sistema con inversor central, será de 1.25 \$/Watt; o si se desea que esté compuesto por micro inversores será de 1.42 \$/Watt. Esto incluye los paneles solares, los inversores, la estructura, los conductores, el sistema de monitoreo, la instalación y los gastos administrativos. A esta modalidad de instalaciones se le conoce como “llave en mano”. También se toma en cuenta el costo de mantenimiento calculado por la empresa, que es de aproximadamente \$400 anuales. Por otra parte, para la inversión inicial del sistema de aerogeneradores esta se calcula según la cotización hecha por la empresa Bornay el 08 de marzo del 2018.

A continuación se desglosa la inversión inicial de cada uno de los casos previamente calculados.

##### **4.8.1. Inversión. Sistema fotovoltaico con inversor central (caso 1).**

El cálculo de la inversión de este sistema se realiza con la metodología utilizada por la empresa Purasol. Primeramente, se calculan los Watts instalados, en que:

$$114 \text{ paneles} \times 325Wp = 37.050W \text{ instalados}$$

Como el sistema va a estar compuesto por inversores centrales, el multiplicador por Watt instalado es de 1.25 \$/Watt, por lo tanto:

$$37.050 \text{ Watt} \times 1.25 \frac{\$}{\text{Watt}} = \$ 46,312.50$$

El cálculo anterior muestra que para el caso número 1, compuesto por 114 paneles y cuatro inversores centrales, la inversión inicial es de cuarenta y seis mil trescientos doce con cincuenta dólares estadounidenses (\$46,312.50). Para obtener el monto en colones se consulta el tipo de cambio del Banco Central de Costa Rica del día 20 de marzo del 2018, el cual es de ₡568,69 por cada dólar. Por lo tanto:

$$\$ 46,312.50 \times \frac{₡568.69}{\$1} = ₡26,337,455.63$$

El monto de la inversión inicial en colones es de veintiséis millones trescientos treinta y siete mil cuatrocientos cincuenta y cinco colones con sesenta y tres centavos (₡26,337,455.63).

#### **4.8.2. Inversión. Sistema fotovoltaico con micro inversores (caso 2)**

El cálculo de la inversión de este sistema se realiza, igualmente, con la metodología utilizada por la empresa Purasol. Esta configuración tiene la misma cantidad de watts instalados que el caso 1, pero con la variante de que lo componen 144 micro-inversores en vez de los cuatro inversores centrales. Por lo tanto, la potencia instalada es de 46.800 Watts y el factor multiplicador por watt instalado es de 1.42 \$/Watt para sistemas con micro inversores; por lo tanto:

$$37.050 \text{ Watt} \times 1.42 \frac{\$}{\text{Watt}} = \$ 52,611.00$$

El cálculo anterior muestra que para el caso número 2, compuesto por 114 paneles y 114 micro inversores, la inversión inicial es de cincuenta y dos mil seiscientos once dólares estadounidenses (\$52,611.00). Para obtener el monto en colones se consultó el tipo de cambio del Banco Central de Costa Rica del día 20 de marzo del 2018, el cual es de ₡568.69 por cada dólar; por lo tanto:

$$\$52,611.00 \times \frac{₡568.69}{\$1} = ₡29,919,349.59$$

El monto de la inversión inicial en colones es de veintinueve millones novecientos diecinueve mil trescientos cuarenta y nueve colones con cincuenta y nueve céntimos (₡29,919,349.59).

#### 4.8.3. Inversión. Sistema eólico (caso 3)

Para el cálculo de la inversión inicial del caso número 3, el cual está compuesto por cuatro aerogeneradores, se realiza de acuerdo con los precios suministrados por la empresa Bornay para los equipos y según el costo de instalación de la empresa J&E Consultores para la puesta en marcha del sistema. A continuación se muestra el cuadro con el costo de inversión inicial.

Cuadro 35. Inversión inicial, caso 3.

Equipos	Modelo	Qty	Precio unitario	Total
Interface	Wind 25 +	4	\$ 1,008.08	\$ 4,032.34
Inversor	ABB PVI 6 kW	4	\$ 1,827.44	\$ 7,309.76
Aerogenerador	Wind 25,3 +	4	\$ 6,582.47	\$ 26,329.88
Instalacion	-	1	\$ 14,000.00	\$ 14,000.00
<b>Total</b>				<b>\$ 51,671.98</b>

Fuente: Propia

Para obtener el monto en colones se consulta el tipo de cambio del Banco Central de Costa Rica del día 20 de marzo del 2018, el cual es de ₡568,69 por cada dólar; por lo tanto:

$$\$51,671.98 \times \frac{\text{₡}568.69}{\$1} = \text{₡}29,385,335.46$$

El monto de inversión inicial en colones es de veintinueve millones trescientos ochenta y cinco mil trescientos treinta y cinco colones con cuarenta y seis céntimos (₡29,385,335.46).

#### 4.8.4. Inversión. Sistema mixto con inversores centrales (caso 4)

El cálculo de la inversión de este sistema se realiza con la metodología utilizada por la empresa Purasol para el área fotovoltaica. Primeramente, se calculan los watts instalados, en que:

$$94 \text{ paneles} \times 325 \text{ Wp} = 30.550 \text{ W instalados}$$

Como el sistema va a estar compuesto por inversores centrales, el multiplicador por watt instalado es de 1.25 \$/Watt; por lo tanto:

$$30.550 \text{ Watt} \times 1.25 \frac{\$}{\text{Watt}} = \$38,187.50$$

El cálculo anterior muestra que para el área fotovoltaica del caso número 4, compuesto por 94 paneles y cuatro inversores centrales, la inversión inicial es de treinta y ocho mil ciento ochenta y siete con cincuenta dólares estadounidenses (\$38,187.50). Para obtener el monto en colones se consultó el tipo de cambio del Banco Central de Costa Rica del día 20 de marzo del 2018, el cual es de ₡568,69 por cada dólar; por lo tanto:

$$\$38,187.50 \times \frac{\text{₡}568.69}{\$1} = \text{₡}21,716,849.38$$

El monto en colones es de veintiún millones setecientos dieciséis mil ochocientos cuarenta y nueve colones con treinta y ocho céntimos (¢21.716.849,38).

Para el cálculo de la inversión del área eólica, compuesta por tres aerogeneradores, se realiza de acuerdo con los precios suministrados por la empresa Bornay para los equipos y según el costo de instalación que tiene la empresa J&E Consultores para la puesta en marcha del sistema. A continuación, se muestra el cuadro con el costo de inversión inicial.

Cuadro 36. Inversión área eólica, caso 4

Equipos	Modelo	Qty	Precio unitario	Total
Interface	Wind 25 +	3	\$ 1,008.08	\$ 3,024.25
Inversor	ABB PVI 6 kW	3	\$ 1,827.44	\$ 5,482.32
Aerogenerador	Wind 25,3 +	3	\$ 6,582.47	\$19,747.41
Instalacion	-	1	\$ 10,500.00	\$10,500.00
			<b>Total</b>	<b>\$38,753.98</b>

Fuente: Propia.

Para obtener el monto en colones se consulta el tipo de cambio del Banco Central de Costa Rica del día 20 de marzo del 2018, el cual es de ¢568,69 por cada dólar; por lo tanto:

$$\$38,753.98 \times \frac{¢568.69}{\$1} = ¢22,039,001.60$$

El monto en colones es de veintidós millones treinta y nueve mil un colones con sesenta céntimos (¢22.039.001,60). A continuación, se muestra un cuadro-resumen de la inversión inicial del caso 4.

Cuadro 37. Inversión inicial, caso 4.

Sistema	Equipos	Modelo	Qty	Precio unitario	Total
Eolico	Interface	Wind 25 +	3	\$ 1,008.08	\$ 3,024.25
	Inversor	ABB PVI 6 kW	3	\$ 1,827.44	\$ 5,482.32
	Aerogenerador	Wind 25,3 +	3	\$ 6,582.47	\$19,747.41
	Instalacion	-	1	\$ 10,500.00	\$10,500.00
				<b>Total</b>	<b>\$38,753.98</b>
Sistema	Equipos	Modelo	Qty	W instalados	Total
Fotovoltaico con inversor central	Inversor	Symo 10.0-3	4	30550	\$38,187.50
	Panel fotovoltaico	JKM325PP-72 de Jinko	94		
				<b>Total</b>	<b>\$38,187.50</b>
<b>Total del sistema mixto</b>					<b>\$76,941.48</b>

Fuente: Propia

Para obtener el monto en colones se consulta el tipo de cambio del Banco Central de Costa Rica del día 20 de marzo del 2018, el cual es de ₡568,69 por cada dólar. Por lo tanto:

$$\$76,941.48 \times \frac{₡568.69}{\$1} = ₡43,755,850.97$$

El monto en colones de la inversión inicial del caso 4 es de cuarenta y tres millones setecientos cincuenta y cinco mil ochocientos cincuenta colones con noventa y siete céntimos (₡43.755.850,97).

#### 4.8.5. Inversión. Sistema mixto con micro inversores (caso 5)

El cálculo de la inversión para el área fotovoltaica se realiza igualmente con la metodología utilizada por la empresa Purasol. Esta configuración tiene la misma cantidad de watts instalados que en el caso 4, pero con la variante de que la componen 94 micro inversores en vez de los cuatro inversores centrales. Por lo tanto, la potencia instalada es de 30.550 Watts, el factor multiplicador por watt instalado es de 1.42 \$/Watt para sistemas con micro inversores. Por lo tanto:

$$30.550 \text{ Watt} \times 1.42 \frac{\$}{\text{Watt}} = \$43,381$$

Para obtener el monto en colones se consulta el tipo de cambio del Banco Central de Costa Rica del día 20 de marzo del 2018, el cual es de ₡568,69 por cada dólar. Por lo tanto:

$$\$43,381 \times \frac{₡568.69}{\$1} = ₡24,670,340.89$$

El monto en colones es de veinticuatro millones seiscientos setenta mil trescientos cuarenta colones con ochenta y nueve céntimos (₡24.670.340,89).

Para el cálculo de la inversión del área eólica al ser la misma configuración del caso cuatro va a tener un monto de treinta y ocho mil setecientos cincuenta y tres con 98 dólares estadounidenses (\$38,753.98). Para obtener el monto en colones se consultó el tipo de cambio del Banco Central de Costa Rica del día 20 de marzo del 2018, el cual es de ₡568,69 por cada dólar. Por lo tanto:

$$\$38,753.98 \times \frac{₡568.69}{\$1} = ₡22,039,001.60$$

El monto en colones es de veintidós millones treinta y nueve mil un colones con sesenta céntimos (₡22.039.001,60).

A continuación, se muestra un cuadro-resumen de la inversión inicial del caso 5.

Cuadro 38. Inversión inicial, caso 5.

Sistema	Equipos	Modelo	Qty	Precio unitario	Total
Eolico	Interface	Wind 25 +	3	\$ 1,008.08	\$ 3,024.25
	Inversor	ABB PVI 6 kW	3	\$ 1,827.44	\$ 5,482.32
	Aerogenerador	Wind 25,3 +	3	\$ 6,582.47	\$19,747.41
	Instalacion	-	1	\$ 10,500.00	\$10,500.00
				<b>Total</b>	<b>\$38,753.98</b>
Sistema	Equipos	Modelo	Qty	W instalados	Total
Fotovoltaico con micro-inversores	micro-inversores	M250-72 ENPHASE	94		
	Panel fotovoltaico	JKM325PP-72 de Jinko	94	30550	\$43,381.00
				<b>Total</b>	<b>\$43,381.00</b>
<b>Total del sistema mixto</b>					<b>\$82,134.98</b>

Fuente: Propia

Para obtener el monto en colones se consultó el tipo de cambio del Banco Central de Costa Rica el día 20 de marzo del 2018 el cual es de ₡568,69 por cada dólar. Por lo tanto:

$$\$82,134.98 \times \frac{₡568.69}{\$1} = ₡46,709,342.49$$

El monto en colones de la inversión inicial para el caso 5 es de cuarenta y seis millones setecientos nueve mil trescientos cuarenta y dos colones con cuarenta y nueve céntimos (₡46.709.342,49).

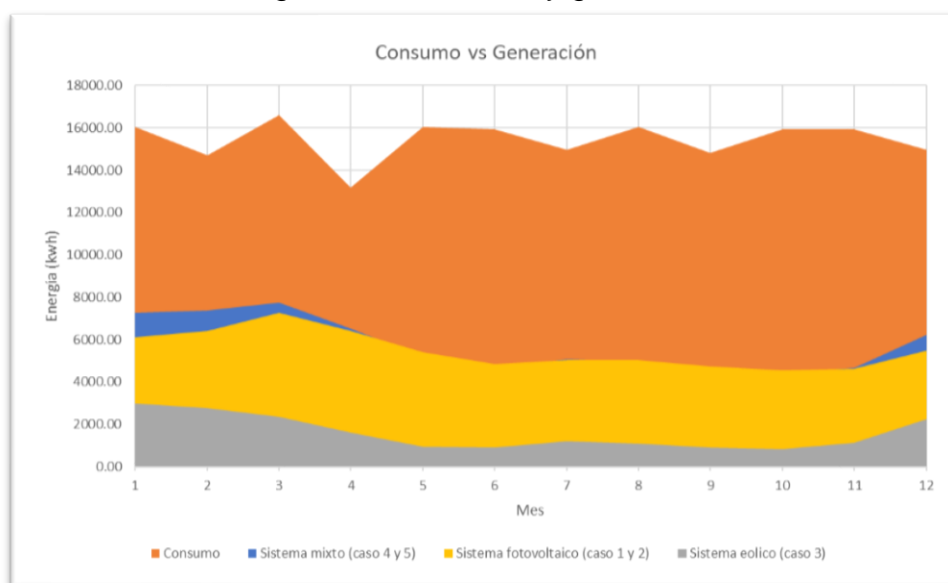
Cuadro 39. Resumen de inversiones y generación de energía de los casos

# Caso	Sistema	Inversion inicial (\$)	Inversion inicial (₡)	% de generacion
1	Sistema fotovoltaico con invero central	\$ 46,312.50	₡ 26,337,455.63	35.63%
2	Sistema fotovoltaico con micro-inversores	\$ 52,611.00	₡ 29,919,349.59	35.63%
3	Sistema eolico	\$ 51,671.98	₡ 29,385,335.46	10.31%
4	Sistema mixto con invero central	\$ 76,941.48	₡ 43,755,850.97	37.11%
5	Sistema mixto con micro-inversores	\$ 82,134.98	₡ 46,709,342.49	37.11%

Fuente: Propia

El siguiente paso para el análisis financiero es calcular el ahorro de cada sistema. Este ahorro está relacionado con la generación de energía según los casos anteriormente mencionados. A continuación, se muestra la generación de cada caso con respecto al consumo del edificio.

Figura 64. Consumo y generación



Fuente: Propia

Como se observa en la figura 64., la generación nunca supera el consumo mensual. Esto quiere decir que ninguno de los sistemas va a tener que almacenar energía en la red de suministro eléctrico. En la siguiente sección se explica en detalle cómo calcular el ahorro de cada diseño.

Los datos que se van a mostrar en los cuadros de ahorro son los que se describen a continuación:

- **Energía generada:** Corresponde a la energía generada por el sistema de energías renovables que se está evaluando (en kWh al mes).
- **Energía consumida:** Corresponde a la energía consumida por el edificio estimada en la sección 4.1. del desarrollo (en kWh al mes).
- **Energía requerida:** Corresponde a la energía que se requiere bajar de la CNFL que no se logró generar para cubrir el consumo mensual del edificio (en kWh al mes).
- **Facturación con paneles:** Es el costo de la facturación eléctrica considerando el cobro por bajar la energía requerida de la red de la CNFL, cuando el sistema no genera toda la energía requerida por mes, según la tarifa para el tipo de edificio. En este caso la tarifa para un edificio de oficinas es de ₡73,16 (en colones).
- **Facturación sin paneles:** Corresponde al costo de la facturación eléctrica considerando el cobro por bajar la energía consumida de la red de la CNFL, igualmente a una tarifa de ₡73,16. Este es el costo normal por la electricidad del edificio sin la instalación del sistema de generación renovable (en colones).

#### 4.8.6. Ahorro. Sistemas fotovoltaicos (casos 1 y 2)

Cuadro 40. Ahorro. Sistemas Fotovoltaicos (Caso 1 y 2).

Detalle	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Energía generada (KWh)	6119.47	6430.58	7256.54	6422.25	5406.22	4851.70
Energía consumida (KWh)	16050.14	14697.79	16595.84	13191.18	16050.14	15919.66
Energía requerida (KWh)	9930.67	8267.21	9339.30	6768.93	10643.92	11067.97
Facturación con paneles	₡ 726,527.53	₡ 604,828.92	₡ 683,263.10	₡ 495,214.91	₡ 778,708.87	₡ 809,732.36
Facturación sin paneles	₡ 1,174,228.28	₡ 1,075,290.40	₡ 1,214,151.49	₡ 965,066.50	₡ 1,174,228.28	₡ 1,164,682.55

Detalle	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Energía generada (KWh)	5034.09	5034.09	4741.66	4561.60	4631.62	5478.58
Energía consumida (KWh)	14958.75	16050.14	14828.27	15919.66	15919.66	14958.75
Energía requerida (KWh)	9924.65	11016.05	10086.61	11358.07	11288.04	9480.16
Facturación con paneles	₡ 726,087.49	₡ 805,933.91	₡ 737,936.35	₡ 830,956.18	₡ 825,833.19	₡ 693,568.69
Facturación sin paneles	₡ 1,094,381.86	₡ 1,174,228.28	₡ 1,084,836.13	₡ 1,164,682.55	₡ 1,164,682.55	₡ 1,094,381.86

Gasto anual con paneles	₡ 8,718,591.51	\$ 15,331.01
Gasto anual sin paneles	₡ 13,544,840.69	\$ 23,817.62
<b>Ahorro anual</b>	₡ 4,826,249.18	\$ 8,486.61

Fuente: Propia

Como se muestra en el cuadro anterior el ahorro anual en dólares para los casos 1 y 2, compuestos por 114 paneles solares cada uno, es de ocho mil cuatrocientos ochenta y seis con sesenta y un dólares estadounidenses (\$8,486.61), al tipo de cambio del Banco Central de Costa Rica del día 20 de marzo del 2018.

#### 4.8.7. Ahorro. Sistema eólico (caso 3)

Cuadro 41. Ahorro del sistema eólico (caso 3).

Detalle	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Energía generada (KWh)	2986.11	2777.78	2361.11	1631.94	965.28	902.78
Energía consumida (KWh)	16050.14	14697.79	16595.84	13191.18	16050.14	15919.66
Energía requerida (KWh)	13064.03	11920.01	14234.73	11559.23	15084.86	15016.89
Facturación con paneles	₡ 955,764.47	₡ 872,068.25	₡ 1,041,412.68	₡ 845,673.52	₡ 1,103,608.64	₡ 1,098,635.41
Facturación sin paneles	₡ 1,174,228.28	₡ 1,075,290.40	₡ 1,214,151.49	₡ 965,066.50	₡ 1,174,228.28	₡ 1,164,682.55

Detalle	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Energía generada (KWh)	1215.28	1090.28	902.78	840.28	1152.78	2256.94
Energía consumida (KWh)	14958.75	16050.14	14828.27	15919.66	15919.66	14958.75
Energía requerida (KWh)	13743.47	14959.86	13925.49	15079.39	14766.89	12701.80
Facturación con paneles	₡ 1,005,472.22	₡ 1,094,463.64	₡ 1,018,788.99	₡ 1,103,207.91	₡ 1,080,345.41	₡ 929,263.88
Facturación sin paneles	₡ 1,094,381.86	₡ 1,174,228.28	₡ 1,084,836.13	₡ 1,164,682.55	₡ 1,164,682.55	₡ 1,094,381.86

Gasto anual con paneles	₡ 12,148,705.00	\$ 21,362.61
Gasto anual sin paneles	₡ 13,544,840.69	\$ 23,817.62
<b>Ahorro anual</b>	₡ 1,396,135.69	\$ 2,455.00

Fuente: Propia

Como se muestra en el cuadro anterior el ahorro anual en dólares para el caso 3, compuesto por cuatro aerogeneradores, es de dos mil cuatrocientos

cincuenta y cinco dólares estadounidenses (\$2,455.00), al tipo de cambio del Banco Central de Costa Rica del día 20 de marzo del 2018.

#### 4.8.8. Ahorro. Sistemas mixtos (casos 4 y 5)

Cuadro 42. Ahorro de sistemas mixtos (casos 4 y 5).

Detalle	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Energía generada (KWh)	7285.46	7385.74	7754.29	6519.49	5181.72	4677.61
Energía consumida (KWh)	16050.14	14697.79	16595.84	13191.18	16050.14	15919.66
Energía requerida (KWh)	8764.68	7312.05	8841.54	6671.68	10868.42	11242.06
Facturación con paneles	₡ 641,223.67	₡ 534,949.42	₡ 646,847.31	₡ 488,100.28	₡ 795,133.51	₡ 822,468.96
Facturación sin paneles	₡ 1,174,228.28	₡ 1,075,290.40	₡ 1,214,151.49	₡ 965,066.50	₡ 1,174,228.28	₡ 1,164,682.55

Detalle	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Energía generada (KWh)	5062.38	4968.63	4586.87	4391.52	4683.64	6210.14
Energía consumida (KWh)	14958.75	16050.14	14828.27	15919.66	15919.66	14958.75
Energía requerida (KWh)	9896.37	11081.51	10241.40	11528.14	11236.03	8748.61
Facturación con paneles	₡ 724,018.31	₡ 810,723.48	₡ 749,260.61	₡ 843,398.69	₡ 822,027.59	₡ 640,048.31
Facturación sin paneles	₡ 1,094,381.86	₡ 1,174,228.28	₡ 1,084,836.13	₡ 1,164,682.55	₡ 1,164,682.55	₡ 1,094,381.86

Gasto anual con paneles	₡ 8,518,200.12	\$ 14,978.64
Gasto anual sin paneles	₡ 13,544,840.69	\$ 23,817.62
Ahorro anual	₡ 5,026,640.57	\$ 8,838.98

Fuente: Propia

Como se muestra en el cuadro anterior, el ahorro anual en dólares para los casos 4 y 5, compuestos por tres aerogeneradores y 94 paneles fotovoltaicos cada uno, es de ocho mil ochocientos treinta y ocho con noventa y ocho dólares estadounidenses (\$8,838.98), al tipo de cambio del Banco Central de Costa Rica del día 20 de marzo del 2018.

Una vez obtenida la inversión inicial de cada sistema y el ahorro anual lo siguiente es calcular el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR). Esto para conocer la rentabilidad de cada proyecto. Cabe destacar que estos procedimientos se hacen con las ecuaciones 2.5 y 2.6 explicadas en el capítulo 2, que son el VAN y la TIR, respectivamente, lo que facilita el cálculo si se hace uso del programa Excel de Microsoft Office.

La tasa de descuento o tipo de interés utilizado que se establece para efectos de este análisis económico es el interés capitalizable de los certificados de depósito a plazo (CDP) del Banco de Costa Rica (BCR). La tasa CDP en

dólares del BCR, consultada el día 23 de marzo del 2018, a un plazo de 5 años, es de 4,30%, con la cual se obtendrán los valores de los factores de descuento en este estudio. Se fija un periodo de 20 años con base en la garantía de los equipos estudiados. Se estima un aumento de 5% anual en la tarifa eléctrica de la CNFL. 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. Se recomienda analizar en el mercado nacional una opción de crédito “verde” para buscar alguna opción con más ventaja financiera. A continuación los datos de los cuadros de retorno de inversión:

- **Año:** es el año o periodo que se está evaluando en la fila. Cabe destacar que para el análisis de esta investigación el periodo máximo de recuperación es de 20 años.
- **Diferencia de flujos:** está dada por la diferencia entre el gasto anual sin paneles y el gasto anual con paneles, tomando en cuenta costos de mantenimientos anuales de los equipos y un aumento de 5% anual.
- **Valor presente:** para el valor presente se hace uso de la ecuación número 2.5, en que se toma la diferencia de flujos y se divide entre 1, más la tasa de interés; todo esto elevado al periodo evaluado.

$$\frac{\text{diferencia de flujo}}{(1 + \text{tasa de descuento})^{\text{periodo a evaluar}}} = \text{Valor presente}$$

- **Valor acumulado:** es la sumatoria de los valores presentes de los periodos anteriores. Este dato indica el periodo o año en el que se recupera la inversión inicial.

#### 4.8.9. VAN y TIR. Sistema fotovoltaico con inversor central (caso 1)

A continuación se muestra el cuadro con el retorno de inversión calculado para el caso número 1, compuesto por 114 paneles solares y cuatro inversores centrales, que generan 35,63% del consumo del edificio.

Cuadro 43. Retorno de la inversión (caso 1)

Año	Diferencia de flujos	Valor presente	Valor acumulado
Inv. Inicial	-\$ 46,312.50	-\$ 46,312.50	-\$ 46,312.50
1	\$ 8,086.61	\$ 7,753.22	-\$ 38,559.28
2	\$ 8,510.94	\$ 7,823.64	-\$ 30,735.64
4	\$ 8,956.49	\$ 7,893.77	-\$ 22,841.87
3	\$ 9,424.31	\$ 7,963.65	-\$ 14,878.21
5	\$ 9,915.53	\$ 8,033.30	-\$ 6,844.91
6	\$ 10,431.30	\$ 8,102.75	\$ 1,257.84
7	\$ 10,972.87	\$ 8,172.03	\$ 9,429.87
8	\$ 11,541.51	\$ 8,241.16	\$ 17,671.03
9	\$ 12,138.59	\$ 8,310.16	\$ 25,981.19
10	\$ 12,765.51	\$ 8,379.06	\$ 34,360.25
11	\$ 13,423.79	\$ 8,447.88	\$ 42,808.13
12	\$ 14,114.98	\$ 8,516.65	\$ 51,324.77
13	\$ 14,840.73	\$ 8,585.37	\$ 59,910.15
14	\$ 15,602.77	\$ 8,654.09	\$ 68,564.23
15	\$ 16,402.90	\$ 8,722.80	\$ 77,287.04
16	\$ 17,243.05	\$ 8,791.54	\$ 86,078.58
17	\$ 18,125.20	\$ 8,860.32	\$ 94,938.91
18	\$ 19,051.46	\$ 8,929.16	\$ 103,868.07
19	\$ 20,024.03	\$ 8,998.08	\$ 112,866.15
20	\$ 21,045.24	\$ 9,067.08	\$ 121,933.23

Fuente: Propia

Se puede observar que la inversión inicial de este sistema se recupera en el año número 6. Utilizando la herramienta de Excel se tiene para el caso 1:

$$\text{VAN} = \$121,933.23$$

$$\text{TIR} = 21.72\%$$

En la siguiente figura se puede observar el comportamiento del retorno de la inversión del caso 1, visto anualmente:

Figura 65. Retorno de la inversión (caso 1)



Fuente: Propia

#### 4.8.10. VAN y TIR. Sistema fotovoltaico con micro inversores (caso 2).

A continuación se muestra el cuadro con el retorno de la inversión calculado para el caso número 2, compuesto por 114 paneles solares y 114 micro inversores, que genera 35,63% del consumo del edificio.

Cuadro 44. Retorno de la inversión (caso 2).

Año	Diferencia de flujos	Valor presente	Valor acumulado
Inv. Inicial	-\$ 52,611.00	-\$ 52,611.00	-\$ 52,611.00
1	\$ 8,086.61	\$ 7,753.22	-\$ 44,857.78
2	\$ 8,510.94	\$ 7,823.64	-\$ 37,034.14
4	\$ 8,956.49	\$ 7,893.77	-\$ 29,140.37
3	\$ 9,424.31	\$ 7,963.65	-\$ 21,176.71
5	\$ 9,915.53	\$ 8,033.30	-\$ 13,143.41
6	\$ 10,431.30	\$ 8,102.75	-\$ 5,040.66
7	\$ 10,972.87	\$ 8,172.03	\$ 3,131.37
8	\$ 11,541.51	\$ 8,241.16	\$ 11,372.53

9	\$ 12,138.59	\$ 8,310.16	\$ 19,682.69
10	\$ 12,765.51	\$ 8,379.06	\$ 28,061.75
11	\$ 13,423.79	\$ 8,447.88	\$ 36,509.63
12	\$ 14,114.98	\$ 8,516.65	\$ 45,026.27
13	\$ 14,840.73	\$ 8,585.37	\$ 53,611.65
14	\$ 15,602.77	\$ 8,654.09	\$ 62,265.73
15	\$ 16,402.90	\$ 8,722.80	\$ 70,988.54
16	\$ 17,243.05	\$ 8,791.54	\$ 79,780.08
17	\$ 18,125.20	\$ 8,860.32	\$ 88,640.41
18	\$ 19,051.46	\$ 8,929.16	\$ 97,569.57
19	\$ 20,024.03	\$ 8,998.08	\$ 106,567.65
20	\$ 21,045.24	\$ 9,067.08	\$ 115,634.73

Fuente: Propia

Se puede observar que la inversión inicial de este sistema se recupera en el año número 7. Utilizando la herramienta de Excel se tiene para el caso 2:

$$\text{VAN} = \$115,634.73$$

$$\text{TIR} = 19.34\%$$

En la siguiente figura se puede observar el comportamiento del retorno de la inversión del caso 2, visto anualmente.

Figura 66. Retorno de inversión (caso 2)



Fuente: Propia

#### 4.8.11. VAN y TIR. Sistema eólico (caso 3)

A continuación se muestra el cuadro con el retorno de la inversión calculado para el caso número 3, compuesto por cuatro aerogeneradores, que generan 10,31% del consumo del edificio.

Cuadro 45. Retorno de la inversión (caso 3)

Año	Diferencia de flujos	Valor presente	Valor acumulado
Inv. Inicial	-\$ 51,671.98	-\$ 51,671.98	-\$ 51,671.98
1	\$ 2,455.00	\$ 2,353.79	-\$ 49,318.18
2	\$ 2,577.75	\$ 2,369.59	-\$ 46,948.60
4	\$ 2,706.64	\$ 2,385.49	-\$ 44,563.11
3	\$ 2,841.97	\$ 2,401.50	-\$ 42,161.61
5	\$ 2,984.07	\$ 2,417.62	-\$ 39,743.99
6	\$ 3,133.28	\$ 2,433.84	-\$ 37,310.14
7	\$ 3,289.94	\$ 2,450.18	-\$ 34,859.97
8	\$ 3,454.44	\$ 2,466.62	-\$ 32,393.34
9	\$ 3,627.16	\$ 2,483.18	-\$ 29,910.17
10	\$ 3,808.52	\$ 2,499.84	-\$ 27,410.32
11	\$ 3,998.94	\$ 2,516.62	-\$ 24,893.70
12	\$ 4,198.89	\$ 2,533.51	-\$ 22,360.19
13	\$ 4,408.83	\$ 2,550.51	-\$ 19,809.68
14	\$ 4,629.27	\$ 2,567.63	-\$ 17,242.05
15	\$ 4,860.74	\$ 2,584.86	-\$ 14,657.19
16	\$ 5,103.78	\$ 2,602.21	-\$ 12,054.98
17	\$ 5,358.96	\$ 2,619.68	-\$ 9,435.30
18	\$ 5,626.91	\$ 2,637.26	-\$ 6,798.04
19	\$ 5,908.26	\$ 2,654.96	-\$ 4,143.08
20	\$ 6,203.67	\$ 2,672.78	-\$ 1,470.31
21	\$ 6,513.85	\$ 2,690.71	\$ 1,220.41

Fuente: Propia

Se puede observar que la inversión inicial de este sistema no se recupera dentro de los 20 años establecidos. La recuperación de este caso se da a finales del periodo 21. Utilizando la herramienta de Excel se tiene para el caso 3:

$$\text{VAN} = \$-1,470.31$$

$$\text{TIR} = 4.02\%$$

En la siguiente figura se puede observar el comportamiento del retorno de la inversión del caso 3, visto anualmente.

Figura 67. Retorno de inversión (caso 3)



Fuente: Propia

#### 4.8.12. VAN y TIR. Sistema mixto con inversor central (caso 4)

A continuación se muestra el cuadro con el retorno de la inversión calculado para el caso número 4, compuesto por 94 paneles solares, cuatro inversores centrales y tres aerogeneradores, que generan 37,11% del consumo del edificio.

Cuadro 46. Retorno de la inversión (caso 4)

Año	Diferencia de flujos	Valor presente	Valor acumulado
Inv. Inicial	-\$ 76,941.48	-\$ 76,941.48	-\$ 76,941.48
1	\$ 8,438.98	\$ 8,091.07	-\$ 68,850.42
2	\$ 8,880.93	\$ 8,163.75	-\$ 60,686.66
4	\$ 9,344.98	\$ 8,236.17	-\$ 52,450.49
3	\$ 9,832.23	\$ 8,308.35	-\$ 44,142.14
5	\$ 10,343.84	\$ 8,380.31	-\$ 35,761.83
6	\$ 10,881.03	\$ 8,452.09	-\$ 27,309.74
7	\$ 11,445.08	\$ 8,523.71	-\$ 18,786.03
8	\$ 12,037.34	\$ 8,595.20	-\$ 10,190.83

9	\$ 12,659.20	\$ 8,666.58	-\$ 1,524.26
10	\$ 13,312.16	\$ 8,737.87	\$ 7,213.61
11	\$ 13,997.77	\$ 8,809.10	\$ 16,022.71
12	\$ 14,717.66	\$ 8,880.29	\$ 24,903.00
13	\$ 15,473.54	\$ 8,951.46	\$ 33,854.45
14	\$ 16,267.22	\$ 9,022.63	\$ 42,877.08
15	\$ 17,100.58	\$ 9,093.82	\$ 51,970.90
16	\$ 17,975.61	\$ 9,165.05	\$ 61,135.94
17	\$ 18,894.39	\$ 9,236.33	\$ 70,372.28
18	\$ 19,859.11	\$ 9,307.70	\$ 79,679.97
19	\$ 20,872.06	\$ 9,379.15	\$ 89,059.12
20	\$ 21,935.67	\$ 9,450.72	\$ 98,509.84

Fuente: Propia

Se puede observar que la inversión inicial de este sistema se recupera en el año número 10. Utilizando la herramienta de Excel se tiene para el caso 4:

$$\text{VAN} = \$98,509.84$$

$$\text{TIR} = 13.94\%$$

En la siguiente figura se puede observar el comportamiento del retorno de la inversión del caso 4, visto anualmente.

Figura 68. Retorno de inversión (caso 4)



Fuente: Propia

#### 4.8.13. VAN y TIR. Sistema mixto con micro inversores (caso 5)

A continuación se muestra el cuadro con el retorno de inversión la calculado para el caso número 5, compuesto por 94 paneles solares, 94 micro inversores y tres aerogeneradores, que generan 37,11% del consumo del

Cuadro 47. Retorno de inversión (caso 5)

Año	Diferencia de flujos	Valor presente	Valor acumulado
Inv. Inicial	-\$ 82,134.98	-\$ 82,134.98	-\$ 82,134.98
1	\$ 8,438.98	\$ 8,091.07	-\$ 74,043.92
2	\$ 8,880.93	\$ 8,163.75	-\$ 65,880.16
4	\$ 9,344.98	\$ 8,236.17	-\$ 57,643.99
3	\$ 9,832.23	\$ 8,308.35	-\$ 49,335.64
5	\$ 10,343.84	\$ 8,380.31	-\$ 40,955.33
6	\$ 10,881.03	\$ 8,452.09	-\$ 32,503.24
7	\$ 11,445.08	\$ 8,523.71	-\$ 23,979.53
8	\$ 12,037.34	\$ 8,595.20	-\$ 15,384.33
9	\$ 12,659.20	\$ 8,666.58	-\$ 6,717.76
10	\$ 13,312.16	\$ 8,737.87	\$ 2,020.11
11	\$ 13,997.77	\$ 8,809.10	\$ 10,829.21
12	\$ 14,717.66	\$ 8,880.29	\$ 19,709.50
13	\$ 15,473.54	\$ 8,951.46	\$ 28,660.95
14	\$ 16,267.22	\$ 9,022.63	\$ 37,683.58
15	\$ 17,100.58	\$ 9,093.82	\$ 46,777.40
16	\$ 17,975.61	\$ 9,165.05	\$ 55,942.44
17	\$ 18,894.39	\$ 9,236.33	\$ 65,178.78
18	\$ 19,859.11	\$ 9,307.70	\$ 74,486.47
19	\$ 20,872.06	\$ 9,379.15	\$ 83,865.62
20	\$ 21,935.67	\$ 9,450.72	\$ 93,316.34

Fuente: Propia

edificio.

Se puede observar que la inversión inicial de este sistema se recupera en el año número 10, al igual que en el caso 4. Utilizando la herramienta de Excel se tiene para el caso 5:

$$\text{VAN} = \$93,316.34$$

$$\text{TIR} = 13.02\%$$

En la siguiente figura se puede observar el comportamiento del retorno de la inversión del caso 5, visto anualmente.

Figura 69. Retorno de inversión (caso 5).



Fuente: Propia

A continuación se presenta un cuadro-resumen del análisis financiero de los sistemas estudiados anteriormente.

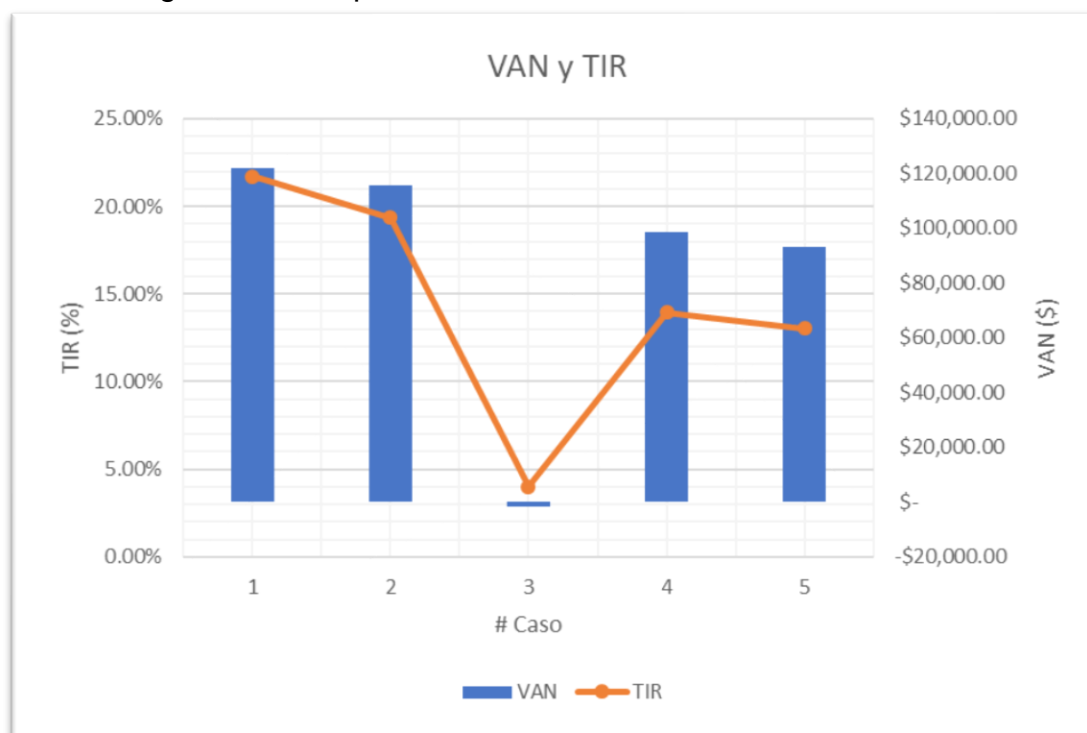
Cuadro 48. Resumen análisis financiero.

# Caso	Sistema	% de generacion	VAN	TIR	Periodo de recuperacion
1	Sistema fotovoltaico con invero central	35.63%	\$121,933.23	21.72%	6 años
2	Sistema fotovoltaico con micro-inversores	35.63%	\$115,634.73	19.34%	7 años
3	Sistema eolico	10.31%	-\$ 1,470.31	4.02%	21 años
4	Sistema mixto con invero central	37.11%	\$ 98,509.84	13.94%	10 años
5	Sistema mixto con micro-inversores	37.11%	\$ 93,316.34	13.02%	10 años

Fuente: Propia

Cabe recordar que la tasa de descuento utilizada en estos cálculos financieros es de 4,30%, a un periodo de 20 años. En la figura 70 se observa la comparación del valor actual neto con la tasa interna de retorno de cada uno de los cinco sistemas.

Figura 70. Comparación del VAN con la TIR de los sistemas



Fuente: Propia

#### 4.9. Análisis de resultados

A continuación se presentan los análisis de los resultados obtenidos en cada sección anterior desarrollada en el capítulo cuatro, los diseños y los cálculos para la toma de decisiones en esta investigación.

##### 4.9.1. Estimación del consumo de energía

La primera sección del capítulo cuatro corresponde al método de estimación de energía, en la que se presentaron los planos realizados por la empresa diseñadora. Se dividió en áreas y se fue estudiando cada etapa para evaluar el consumo energético según las funciones que se cumplen en cada zona.

Uno de los puntos más laboriosos fue el de la estimación del consumo de los equipos de aire acondicionado, para lo que se seleccionó un tipo de sistema y se estimó la cantidad de frigorías necesarias para cada zona. Se tomó el submittals de la marca Lennox para equipos de volumen variable, y se seleccionaron las unidades evaporadoras que cumplieran con la cantidad de refrigerante de cada zona.

Para la elección de las unidades condensadoras se sumó el total de refrigerante que se necesitaba y se dividió estratégicamente en tres equipos de condensación. El cálculo de energía de estos equipos se realizó con un factor llamado factor de eficiencia energética en modo de refrigeración (EER), el cual indica a cuánto equivale en energía eléctrica un watt de refrigeración.

También se hizo uso del Código Eléctrico Nacional para calcular la potencia de algunos motores del edificio, como la bomba del sistema de agua potable o el motor de inyección de las escaleras de emergencia.

Cada una de las plantas se fueron analizando detalladamente para obtener un consumo energético lo más apegado posible a la realidad. Al finalizar con las estimaciones se obtuvo un valor de consumo para los días laborales y un valor de consumo para los días libres y feriados. Se realizó un estudio de la cantidad de días laborados por mes del año 2017 y se multiplicaron por el consumo estimado de un día laboral. Los días sobrantes se multiplicaron por el valor de consumo energético de un día libre. Con esto se obtuvo el valor de consumo mensual del edificio, como se muestra en el cuadro 24. Se puede resaltar que el mes de marzo es el mes con mayor consumo, ya que tiene la mayor cantidad de días laborados de todos los meses; en cambio, el mes de

abril, al ser el mes con menos días laborales, es el de menor consumo energético.

#### **4.9.2. Condición climatológica de Montes de Oca, San José**

La siguiente etapa de análisis es la condición climatológica de la ubicación geográfica del edificio. Esta es de suma importancia porque los sistemas renovables que se estudiaron dependen directamente del comportamiento de la irradiación solar y de la velocidad del viento. Para ello se utilizó la herramienta que ofrece la Nasa, en la cual -según la latitud y la longitud del edificio- se muestran las principales condiciones climáticas, como se aprecia en el cuadro 25. Se puede observar, en la columna de “Radiación solar diaria horizontal (hsp)”, que el mes de octubre es el de menor horas solares pico, con un valor de 4.56 hsp; en cambio, el mes de marzo es el de mayor radiación solar diaria, con 7.02 hsp. Para un sistema fotovoltaico la generación de energía depende principalmente de la cantidad de radiación que capte el equipo; por lo tanto, el mes de marzo es el más favorable del sistema.

Si se analiza el consumo máximo del edificio, el cual se da en el mes de marzo, la generación de un sistema fotovoltaico favorece que el mes, según las condiciones climatológicas, es en el que más se generaría energía, y esto es favorable para el diseño.

En la columna de “Velocidad del viento (m/s)” se puede observar el comportamiento de la velocidad según cada mes del año, como se estudió en el capítulo 2 de este documento. Las turbinas eólicas dependen exponencialmente de la velocidad del viento, por lo cual, en el mes de enero, con una velocidad de

5.4 m/s, se va a obtener la mayor generación para los sistemas eólicos analizados.

Para comprobar la radiación solar obtenida por la NASA con otra fuente se usó el mapa que provee la empresa Solargis, con el cual se obtuvo un valor de irradiación solar anual de entre 1900 y 2000 kWh/m<sup>2</sup> al año. Para poder comparar las fuentes se tomaron los datos de la Nasa y se visualizaron anualmente. Se obtuvo un valor de 1978.3 kWh/m<sup>2</sup>, resultado que está dentro del rango provisto por el mapa de Solargis (figura 51.).

#### **4.9.3. Área de instalación de los sistemas eólicos y fotovoltaicos**

En el primer capítulo de esta tesina se realizó el diagnóstico del edificio y en él, en la figura 2, se observa el área provista para los equipos de energías renovables. Para calcular el área de una forma más precisa se utilizó la herramienta del programa de diseño AutoCAD, con el que se obtuvo un área útil de 257.11 m<sup>2</sup>, como se visualiza en la figura 3. Cabe destacar que el área disponible del edificio va a dimensionar la capacidad de generación de los sistemas; por lo tanto, el diseño de cada uno va a depender directamente de la disponibilidad del edificio.

#### **4.9.4. Sistema de generación fotovoltaica**

Como se indicó anteriormente, los diseños van a depender directamente de la disponibilidad de área del edificio. Antes de realizar los cálculos de los diseños reales se calculó el sistema para generar 100% del consumo del edificio; esto para observar la metodología de cálculo y también para tener una visión

general de las dimensiones de los sistemas reales comparados con el sistema a 100% de generación.

En este primer cálculo se observa un sobredimensionamiento causado porque al aplicar la ecuación se toman los datos críticos. Estos son el mes con menos horas solar pico (octubre) y el mes con más consumo (marzo). Por lo tanto, la cantidad de paneles solares que resulta de este cálculo generaría como si todos los meses tuvieran ese comportamiento crítico. En el cuadro 26 se visualiza la generación mensual comparada con el consumo del edificio estimado. Se destaca que en todos los meses se genera más de lo que se consume y, si se analiza anualmente, se tiene un porcentaje de generación de 125%.

Para obtener un número más preciso de paneles se hace una modificación en la ecuación anterior, para que en vez de analizar el sistema diariamente se analice anualmente. Por lo tanto, se toma en cuenta el comportamiento de cada uno de los meses respecto de su consumo y de horas solares pico. Para facilitar el cálculo se utilizó la herramienta Excel, que generó el cuadro 27, con el cual se obtuvo la generación de un solo módulo fotovoltaico al año. Para obtener la cantidad de módulos se divide el consumo anual que se desea generar entre el consumo anual de un panel. Para este caso se necesitan 320 módulos fotovoltaicos, para generar 100% del consumo. En el cuadro 28 se visualiza el comportamiento de cada mes de los 320 módulos comparados con el consumo.

El mes de enero tiene un consumo de 16050.14 kWh/mes y una generación de 17174.27 kWh/mes, lo que genera más de lo que se consume. En cambio, el mes de noviembre tiene un consumo de 15919.66 kWh/mes y una generación de 12998.62 kWh/mes, según lo cual se genera menos de lo que se

consume. Este comportamiento hace que los módulos calculados se adapten para generar anualmente lo que se consume; esto suponiendo que el consumo anual se mantiene al pasar de los años.

En la figura 53 se observa la cantidad máxima posible por instalar. Para que los encargados de mantenimiento puedan transitar por el área de techos se deja un espacio prudente de 50cm entre cada hilera de paneles. Con esta configuración la cantidad máxima es de 114 módulos fotovoltaicos y, si se multiplica este número de paneles por la generación anual de un panel obtenida en el cuadro 28, se obtiene el consumo anual real de esta configuración. En el cuadro 29 se observa el comportamiento mensual de los 114 módulos instalados, sistema que genera 35,63% del consumo anual del edificio.

Para obtener el ángulo óptimo de inclinación de los módulos se utiliza la ecuación de la sección 2.5, en que según la latitud geográfica del edificio se obtiene que la orientación debe ser dirigida hacia el sur, con una inclinación de 20°, pues Costa Rica se encuentra ubicada en el hemisferio Norte, en donde se observa el sol hacia el sur durante más días del año.

El sistema de generación fotovoltaica se dividió en dos casos, uno con inversores centrales y otro con micro inversores. Para el cálculo de los inversores centrales se elige el modelo Symo 10.0-3, el cual tiene una capacidad de 10.000 W, según el cálculo aplicado en la sección 4.5.3.1. La cantidad máxima son 30 módulos de 325Wp. La configuración propuesta de los 114 paneles con cuatro inversores centrales es de:

- Tres conjuntos de tres filas conectados en paralelo con 10 paneles en serie cada uno.

- Un conjunto de tres filas conectadas en paralelo con ocho paneles en serie cada uno.

Se comprueba que estas configuraciones no superen los rangos de la hoja de datos de los inversores centrales seleccionados. En la figura 54 se observa la conexión de un conjunto de tres filas, conectadas en paralelo con 10 paneles en serie cada uno.

El sistema fotovoltaico con micro inversores está calculado con el modelo M250-72, el cual cumple con las características para trabajar con los módulos seleccionados. La configuración seleccionada para este sistema de 114 módulos y 114 micro inversores es la siguiente:

- 4 grupos de 24 micro inversores conectados en serie.
- 1 grupo de 18 micro-inversores conectados en serie.

Según las recomendaciones del fabricante se utiliza una protección de 20A para un máximo de 24 micro-inversores conectados a un voltaje 120/208V. En la figura 55 se observa la representación gráfica de este sistema.

#### **4.9.5. Sistema de generación eólica**

Antes de realizar el diseño del sistema eólico se elige cuál tipo de aerogenerador se adapta mejor a las condiciones del edificio. Se analizan dos opciones, una turbina de eje vertical y otra de eje horizontal. En el cuadro 30 se comparan las principales características de cada una. Se puede observar que la principal diferencia entre ellas es la capacidad de generación, pues para la velocidad promedio del edificio vista en el cuadro 25. (3.9 m/s) la turbina de eje horizontal tiene una generación anual de 4583.33 kWh, comparada con la vertical la cual genera 736 kWh al año. La horizontal genera seis veces más que la

vertical. Otra diferencia entre los equipos estudiados es el peso, el cual en la turbina vertical tiene el doble que la horizontal. Esto es de suma importancia, ya que al ser equipos dinámicos y estar ubicados sobre la estructura preparada en techos el peso va a encarecer la estructura necesaria para anclar el equipo. Dicho lo anterior se selecciona la turbina de eje horizontal, modelo Wind 25.3+.

Para el diseño del sistema eólico se toma la curva de generación anual del equipo (figura 56.) y se genera un cuadro interpolando los datos según la velocidad del viento mensual de la ubicación del edificio. Con esto se obtiene la generación anual de una turbina, como se observa en el cuadro 31.

Para tener un parámetro de comparación se realiza el cálculo de la cantidad de aerogeneradores necesarios para generar 100% del consumo del edificio. Para ello se toma el consumo anual del edificio y se divide entre la generación anual de una turbina del cuadro 31, y se tiene como resultado 39 turbinas.

Según la consulta realizada al fabricante de este equipo entre cada turbina tiene que haber una separación mínima de 15 metros lineales. Utilizando el software de diseño AutoCAD se determina la cantidad máxima de aerogeneradores. En la figura 57 se observa que a la distancia recomendada solo se pueden colocar cuatro equipos de generación. El cuadro 33 muestra el comportamiento de las cuatro turbinas eólicas posibles de instalar. Anualmente este sistema genera 10,31% del consumo estimado.

#### **4.9.6. Sistema de generación mixta (fotovoltaica y eólica)**

Antes de determinar la cantidad de paneles y turbinas posibles de instalar lo primero que se calcula es la sombra que genera uno de los aerogeneradores

seleccionados. Según los cálculos realizados en la sección 4.7 cada aerogenerador debe tener un radio libre de tres metros a partir del mástil que lo sujeta.

Se realiza un análisis de cuándo es favorable instalar un aerogenerador en vez de paneles solares. Como resultado se determina que si una turbina quita el espacio de más de ocho paneles fotovoltaicos no es recomendable instalarla, pues para las condiciones del edificio un aerogenerador tiene la capacidad de generar 4770.83 kWh/año; en cambio, ocho módulos fotovoltaicos generan 4629.36 kWh/año.

En la figura 60 se observa que el generador instalado en el centro del edificio quita el espacio de 11 paneles, los cuales generarían 6365.37 kWh/año, lo que es 25% más de la capacidad de generación de una turbina. Por lo tanto, la configuración más favorable es la que se muestra en la figura 61, compuesta por 94 módulos fotovoltaicos y tres aerogeneradores.

El cuadro 34 muestra el comportamiento del sistema mixto. Se pueden visualizar tanto la generación total del sistema como la generación de cada subsistema (eólico o fotovoltaico) visto mensualmente. La capacidad de generación energética total del sistema es de 37,11% comparado con el consumo del edificio. Las tres turbinas eólicas generan 7,73% y los 94 módulos fotovoltaicos 29,38%. La mayor capacidad de generación la aportan los paneles fotovoltaicos.

El área fotovoltaica del sistema mixto se va a dividir en dos, una con inversores centrales y otra con micro inversores. La fórmula aplicada para estos cálculos es la misma aplicada anteriormente para el sistema fotovoltaico.

La configuración propuesta para inversores centralizados con 94 módulos y cuatro inversores Symo 10.0-3 es la siguiente:

- Tres conjuntos de tres filas conectadas en paralelo con ocho paneles conectados en serie cada una.
- Un conjunto de dos filas conectadas en paralelo con 11 paneles conectados en serie cada una.

En la figura 62 se visualiza la representación gráfica de un conjunto de tres filas conectadas en paralelo con ocho paneles conectados en serie cada uno.

Para la propuesta con micro inversores se dispone de 94 módulos fotovoltaicos y 94 micro inversores M250-72 configurados de la siguiente manera:

- Tres grupos de 24 micro inversores conectados en serie.
- Un grupo de 22 micro inversores conectados en serie.

La figura 63 muestra una representación gráfica de la configuración del sistema mixto con micro inversores.

#### **4.9.7. Análisis financiero**

La primera parte del análisis financiero es determinar la inversión inicial de cada caso. En total se diseñaron cinco casos los cuales son los siguientes:

- a) Sistema fotovoltaico con inversor central (caso 1).
- b) Sistema fotovoltaico con micro-inversores (caso 2).
- c) Sistema eólico (caso 3).
- d) Sistema mixto con inversores centrales (caso 4).

e) Sistema mixto con micro-inversores (caso 5).

Para los sistemas compuestos por paneles solares se utilizó el método de cotización que utiliza la empresa Purasol, en el que para cada watt instalado se tiene un precio de instalación y materiales. A esta modalidad se le conoce como llave en mano.

En los sistemas conformados por aerogeneradores se utilizó la cotización suministrada por la empresa Bornay, en la que se muestra el costo de los equipos, y se realizó una cotización con la empresa J&E Consultores por la instalación y puesta en marcha de los sistemas eólicos.

En el cuadro 39 se muestra la comparación de la inversión inicial de los casos provistos anteriormente con la capacidad de generación. Se puede observar que para los casos 1 y 3 la inversión inicial es muy parecida, con una diferencia de \$5,359.48; pero la generación del sistema si difiere en gran tamaño, ya que en el caso 1 se genera 25,32% de más que en el caso número 3. Por lo tanto, por una inversión de un monto muy parecido en dos sistemas diferentes se obtienen grandes diferencias en generación de energía.

En el caso número 5 se puede destacar que es el sistema con más porcentaje de generación y con mayor costo en inversión inicial. Si se compara el caso 5 con el caso 1 se capta una gran diferencia en el costo de los sistemas (\$35,822.48); pero si se analiza la capacidad de generación se encuentra que el caso 5 genera 1,48% de más respecto al caso número 1. Por lo tanto, la diferencia en la inversión inicial del caso 5 es muy grande comparada con la ganancia en porcentaje de generación que va a dar con respecto al caso 1.

La segunda parte del análisis financiero es el cálculo de los ahorros de cada sistema. Para este cálculo se toma la factura mensual del edificio sin el sistema de energías renovables y se le resta la factura con el sistema de generación. Esto visto anualmente da como resultado un ahorro en la facturación. A esto se le conoce como diferencia de flujo.

Al tener los datos de inversión inicial de cada sistema y los ahorros que generarían anualmente, se procede al cálculo del valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR). Para dicho cálculo se estableció una tasa de descuento de 4,30% tomada de los certificados de depósito a plazo (CDP) del Banco de Costa Rica (BCR), un periodo máximo de recuperación de 20 años, el cual está basado en la garantía de los equipos estudiados, y un aumento anual de 5% en las tarifas de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL).

Para el caso 1 en el cuadro 43 se observa un VAN de \$121,933.23, el cual indica que a 20 años este proyecto genera una ganancia de \$121,933.23, traído a la actualidad. Respecto a la tasa interna de retorno se observa una TIR de 21.72%, el cual es cinco veces mayor a la tasa de descuento establecida para estos proyectos. Estos resultados indican que el proyecto es rentable. En la figura 65 se puede observar el comportamiento del proyecto respecto al retorno de la inversión. Cabe destacar que a partir del año 6 ya se recupera la inversión inicial y se empiezan a generar ganancias.

Para el caso 2, en el cuadro 44 se observa un VAN de \$115,634.73, el cual indica que a 20 años este proyecto genera una ganancia de \$115,634.73, traído a la actualidad. Respecto a la tasa interna de retorno se observa una TIR de 19.34%, el cual es 4.5 veces mayor a la tasa de descuento establecida para estos proyectos. Estos resultados indican que el proyecto es rentable. En la figura 66

se puede observar el comportamiento del proyecto respecto al retorno de la inversión. A partir del año 7 ya se recupera la inversión inicial y se empiezan a generar ganancias.

En el caso número 3, el cual es el de menor inversión inicial y menor generación anual, se tiene un VAN de \$-1,470.31 (cuadro 45). El significado del valor negativo es a causa de que aún al año 20 todavía no se ha recuperado la inversión inicial y por lo tanto no se han generado ganancias. El periodo de recuperación de este proyecto es hasta el año 21, el cual se sale del periodo máximo establecido anteriormente. La TIR es de 4,02%, si se compara con la tasa de descuento establecida (4,30%). Esta es menor e indica que el proyecto no es rentable. En la figura 67 se visualiza el comportamiento del sistema respecto al retorno de la inversión, en que, en los 20 años del plazo los valores acumulados se mantienen negativos.

Para el caso 4, en el cuadro 46 se observa un valor actual neto de \$98,509.84, que indica una ganancia de \$98,509.84 a 20 años traído a la actualidad. Respecto a la tasa interna de retorno esta es de 13,94% la cual es 9,64% de más comparada con la tasa de descuento establecida para estos proyectos. Estos resultados indican que el proyecto es rentable. En la figura 68 se puede observar el comportamiento del proyecto respecto al retorno de la inversión. A partir del año 10 ya se recupera la inversión inicial y se generan ganancias.

El caso 5, el cual tiene mayor inversión inicial, posee un VAN de \$93,316.34 (cuadro 47.). Esto indica que en el periodo 20 traído a la actualidad este proyecto genera \$93,316.34 de ganancia. La TIR es de 13,02%, que es mayor a la tasa de descuento y eso indica que el proyecto es rentable. Cabe destacar que el

periodo de recuperación en este caso es de 10 años. En la figura 69 se observa el comportamiento del retorno de la inversión de este sistema.

La figura 70 muestra la comparación de los cinco casos respecto al valor actual neto y la tasa interna de retorno. Es importante resaltar que el caso número 1, compuesto por 114 módulos fotovoltaicos y cuatro inversores centrales, es el más rentable ya que tiene la mayor tasa interna de retorno y el mayor valor actual neto.

## **5. Conclusiones**

Para estimar el consumo de energía en el edificio se utilizaron varias metodologías con base en el horario actual de la empresa y los consumos nominales de los equipos. Se obtuvo un consumo de 676.17 kWh para un día normal laboral y un consumo de 130.48 kWh para un día libre o feriado. La cantidad de días laborados según el calendario del año 2017 es de 252 y la de los días libres es de 113; por lo tanto, se obtuvo un consumo estimado de 185139.98 kWh al año.

El segundo objetivo por cumplir es el estudio de las condiciones climáticas de la ubicación del edificio. Para ello se utilizó la herramienta de la Nasa, la cual dio como resultado, según la latitud y la longitud geográfica de la ubicación, una velocidad promedio del viento de 3,9 m/s y una radiación solar diaria promedio de 5.42 kWh/m<sup>2</sup>. También se utilizó el mapa de irradiación el cual facilitó la empresa Solargis, con el cual se comprobaron los datos obtenidos por la Nasa.

Otro punto fue determinar la cantidad máxima de equipos posibles de instalar. Para el área útil del edificio (257.11m<sup>2</sup>) con un sistema compuesto de paneles solares se tiene una capacidad máxima de 114 módulos, incluido un

espacio de 50cm entre cada hilera, para que los encargados de mantenimiento puedan transitar por el área. Para el sistema eólico la principal limitante del diseño es la distancia entre cada turbina recomendada por el fabricante, la cual es de 15 metros como mínimo. Por lo tanto, el máximo de aerogeneradores posibles de instalar en el área disponible es de cuatro.

En la presente investigación se diseñaron y estudiaron los siguientes cinco tipos de configuraciones:

- El caso número uno está compuesto por 114 módulos fotovoltaicos y cuatro inversores centrales, que generan 35,63% del consumo.
- El segundo caso está compuesto por 114 paneles fotovoltaicos y 114 micro inversores, que generan 35,63% del consumo.
- El caso número tres, compuesto por cuatro aerogeneradores de eje horizontal, generan 10,31% de energía respecto al consumo anual del edificio.
- El cuarto caso está compuesto por tres turbinas eólicas de eje horizontal y 94 módulos fotovoltaicos conectados a cuatro inversores centrales. Este sistema tiene una capacidad de generación de 37,11% respecto al consumo.
- El caso número cinco está compuesto por tres turbinas eólicas de eje horizontal y 94 paneles fotovoltaicos conectados cada uno a un micro inversor. La capacidad de generación de este sistema es de 37,11%

Para cada uno de estos casos se realizó un análisis financiero. Según la comparación hecha entre ellos el caso número uno es el más rentable, con un

VAN de \$121,933.23 y una tasa interna de retorno de 21.72%, la cual es cinco veces mayor que la tasa de descuento establecida.

## **6. Recomendaciones**

Se recomienda que para este edificio se instale el diseño del caso 1, compuesto por 114 módulos fotovoltaicos y cuatro inversores centrales, puesto que tiene un porcentaje de generación significativo y es el sistema con mayor rentabilidad de todos.

Otra recomendación es contratar a una empresa con experiencia en instalaciones fotovoltaicas que, además, ofrezca el servicio de trámites, instalación, mantenimiento, seguimiento (tipo llave en mano), como la estudiada en la investigación. Todo esto con el fin de que el sistema instalado funcione de forma correcta y eficaz; además de tener la garantía de que los responsables de la instalación les den el seguimiento necesario a los equipos y al sistema en general, en caso de ser necesario intervenirlos.

Se recomienda tener más de una fuente más detallada tomando en cuenta la posición y altura del eventual generador, para el estudio de las condiciones del viento según la altura a la que se desea instalar los aerogeneradores, o bien, si existe la posibilidad de realizar un estudio en sitio con un anemómetro para ser más preciso en el análisis de generación del sistema.

Para las condiciones del edificio no es recomendable un sistema de generación eólica porque según las condiciones del viento y el área útil del edificio no se saca el mayor provecho de un equipo como estos, lo cual hace que la inversión inicial sea muy alta comparada con el ahorro que genera el sistema.

La implementación de un sistema mixto en el edificio estudiado es muy rentable, pero sigue siendo superado por el fotovoltaico, ya que si las condiciones del viento fueran mayores la generación -por parte del área eólica del sistema mixto- mejoraría; por lo tanto, la diferencia de porcentaje de generación del sistema mixto, comparado con el fotovoltaico crecería y haría más rentable el sistema mixto.

## **7. Bibliografía**

*Amt Solar*. (07 de enero de 2018). Obtenido de <http://www.amt-solar.com/index.php/es/fotovoltaica>

*ARESEP*. (11 de febrero de 2018). Obtenido de <https://aresep.go.cr/normativa/1392-normativa-tecnica-nacional>

*Autosolar*. (08 de enero de 2018). Obtenido de <https://autosolar.es/reguladores-de-carga>

*Componentes de una instalación solar fotovoltaica*. (06 de febrero de 2018). Obtenido de <http://spain-s3-mhe-prod.s3-website-eu-west-1.amazonaws.com/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>

*Energía Solar*. (05 de Febrero de 2018). Obtenido de <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/instalaciones-red>

*Energía Solar al Día*. (06 de febrero de 2018). Obtenido de <http://energiasolaraldia.com/abc-de-la-energia-solar-tipos-de-conexion-de-paneles-fotovoltaicos/>

*Erenovable.* (09 de febrero de 2018). Obtenido de <https://erenovable.com/aerogeneradores-eolicos/energia-eolica/>

*Ingemecanica.* (11 de febrero de 2018). Obtenido de <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html#seccion44>

NFPA 70. (2008). *Código Eléctrico Nacional.*

*Paneles Solares PR.* (06 de febrero de 2018). Obtenido de <http://panelessolarespr.com/microvstring.html>

*Renovables Verdes.* (09 de Febrero de 2018). Obtenido de <https://www.renovablesverdes.com/aerogeneradores-verticales/>

*Saclima.* (08 de enero de 2018). Obtenido de <http://www.saclimafotovoltaica.com/productos-saclima-solar-fotovoltaica/>

*SolarGis.* (09 de febrero de 2018). Obtenido de <http://solargis.com/about-us/why-solargis/>

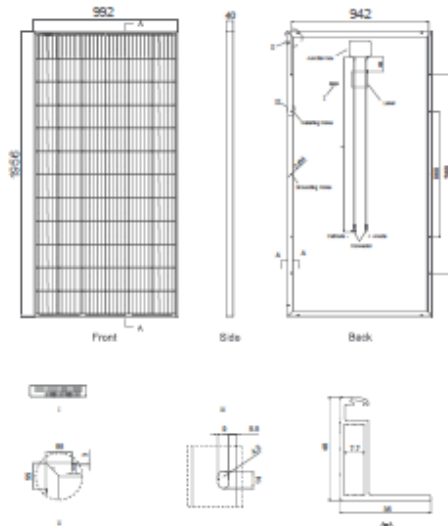
*SunFields.* (09 de febrero de 2018). Obtenido de <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>

*Xataca.* (10 de febrero de 2018). Obtenido de <https://www.xatakaciencia.com/energia/cuanta-potencia-desarrolla-un-aerogenerador-i>

## 8. Anexos

### 8.1. Hoja de datos panel fotovoltaico

#### Engineering Drawings

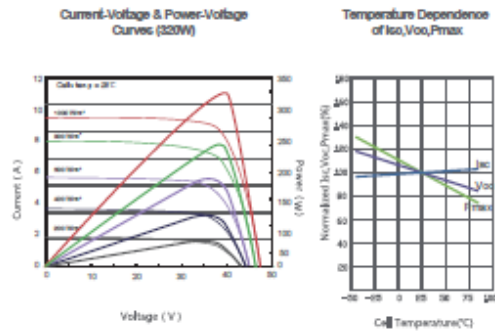


#### Packaging Configuration

(Two pallets=One stack)

26pcs/pallet, 52pcs/stack, 624 pcs/40'HQ Container

#### Electrical Performance & Temperature Dependence



#### Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156x156mm (6 inch)
No. of cells	72 (6x12)
Dimensions	1956x992x40mm (77.01x39.05x1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs.)
Front Glass	4.0mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1x4.0mm <sup>2</sup> , Length: 1200mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM320PP-72		JKM325PP-72		JKM330PP-72		JKM335PP-72		JKM340PP-72	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	320Wp	238Wp	325Wp	242Wp	330Wp	246Wp	335Wp	250Wp	340Wp	254Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V	38.0V	35.6V	38.2V	35.9V
Maximum Power Current (Imp)	8.56A	6.86A	8.66A	6.91A	8.74A	6.97A	8.82A	7.02A	8.91A	7.08A
Open-circuit Voltage (Voc)	46.4V	43.7V	46.7V	44.0V	46.9V	44.2V	47.2V	44.4V	47.5V	44.6V
Short-circuit Current (Isc)	9.05A	7.30A	9.10A	7.34A	9.14A	7.38A	9.18A	7.43A	9.22A	7.47A
Module Efficiency STC (%)	16.49%		16.75%		17.01%		17.26%		17.52%	
Operating Temperature(°C)	-40°C→85°C									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	15A									
Power tolerance	0→+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.40%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

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

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

\* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. EN-JKM-340PP-72\_rev2017

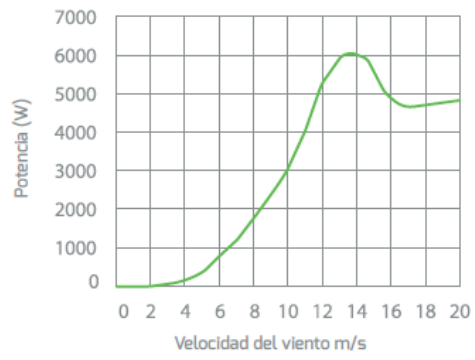
## 8.2. Hoja de datos aerogenerador Wind 25.3+.

# 25.3+

Número de hélices	3
Diámetro	4,05 m
Material	Fibra de vidrio / carbono
Dirección de rotación	En sentido contrario a las agujas del reloj
Sistema de control	1) Regulador electrónico 2) Pasivo por inclinación
<b>Características eléctricas</b>	
Alternador	Trifásico de imanes permanentes
Imanes	Neodimio
Potencia nominal	5000 W
Voltaje nominal	220 Vac
RPM	@ 400
Controladores	Regulador MPPT Wind+ Multitensión: 12, 24, 48 Vdc Intensidad: Max. 125 Amp Tipo de batería: Inundada, AGM, Gel Lithio
	Interface Wind+ Bombeo directo de agua AC ó DC Telecom Conexión a red
<b>Velocidad de viento</b>	
Rango de funcionamiento	2 -30 m/s
Para arranque	3 m/s
Para potencia nominal	12 m/s
Para frenado automático	14 m/s
Máxima velocidad de viento	60 m/s
<b>Características físicas</b>	
Peso aerogenerador	107 kg
Peso regulador	33 kg
Peso Interface	24 kg
Embalaje	120 x 80 x 80 cm - 143 Kg
Dimensiones - peso	260 x 40 x 15 cm - 22 Kg
Total	0,91 m³ - 165 Kg
Garantía	3 años

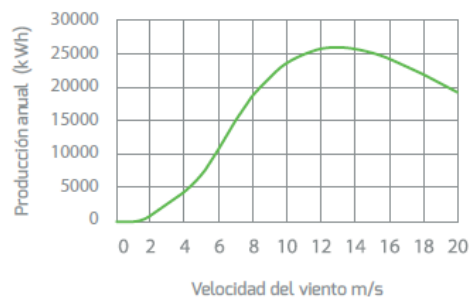
### Curva de potencia

---



### Energía

---



### 8.3. Hoja de datos aerogenerador Kliux

## Aerogenerador de Eje Vertical Kliux Zebra

### Ficha de especificaciones de producto

Revisado: 22/10/2013



#### DISEÑO ÚNICO

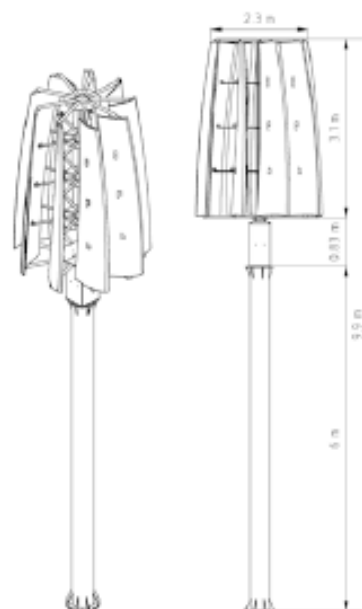
- Diseñado para aprovechar la energía del viento en entornos urbanos.
- Primer aerogenerador de eje vertical con rotor modelo Savonius (arrastre) de 9 álabes alfa ( $\alpha$ ), fabricados en poliuretano expandido suministrado por Bayer MaterialScience.
- Diseñado y fabricado en España.

#### 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 protegido con baño de galvanizado.  
Inversor eólico Etesian Mini 2600, 2 kW, 230 Vac, 50 Hz (Santerno). Conexión a red.  
Módulo de comunicaciones GSM/Ethernet (opcional).  
Estación meteorológica (opcional).  
Descargadores de Tensión.

#### DIMENSIONES Y PESOS

Peso del rotor + generador y transmisión: 375,00 kg.  
Peso de mástil: desde 351 kg.  
Diámetro del rotor: 2,36 m.  
Altura del rotor/ transmisión: 3,1 m / 0,83 m.  
Altura del mástil: desde 6 m.

#### RENDIMIENTOS

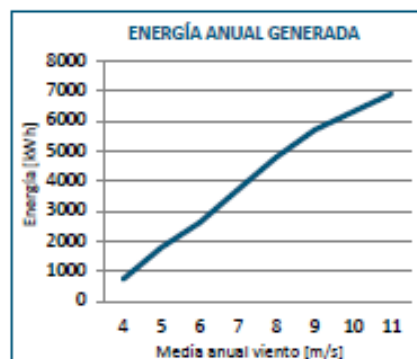
Potencia nominal del generador: 1.800 W.  
Velocidad de arranque: 3 m/s.  
RPM a potencia nominal: 70 RPM.  
Regulación de giro por curva del inversor y sobre velocidad por resistencia.  
Nivel acústico a una distancia de 10 m: 32'6 dBA.  
Durabilidad: 25 años.

#### 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.

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

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



## 8.4. Hoja de datos micro-inversor Enphase M250

### Microinversor M250 de Enphase

DATOS DE ENTRADA (CC)	MODELOS: M250-60-2LL-S22, M250-60-2LL-S25	MODELOS: M250-72-2LL-S22, M250-72-2LL-S25
Combinación de módulos recomendado <sup>1</sup>	210 - 350+ W	210 - 350+ W
Compatibilidad	Módulos fotovoltaicos de 60 celdas	Módulos fotovoltaicos de 60 y 72 células
Tensión máxima de DC de entrada	48 V	62 V
Tensión máxima de registro de corriente	27 V - 37 V	27 V - 48 V
Intervalo de funcionamiento	16 V - 48 V	16 V - 60 V
Tensión de arranque mínima/máxima	22 V/48 V	22 V/48 V
Corriente de cortocircuito de CC máxima	15 A	15 A
<b>DATOS DE SALIDA (CA)</b>		
Potencia máxima de salida	250 W	
Potencia de salida (continua) nominal	240 W	
Corriente de salida nominal	1,15 A @ 208 V CA 1,0 A @ 240 V CA	
Tensión nominal/intervalo	208 V/183-229 V @ 208 V CA 208 V/211-264 V @ 208 V CA	
Frecuencia nominal/intervalo	60,0/57-61 Hz	
Intervalo de frecuencia extendido <sup>2</sup>	57-62,5 Hz	
Factor de potencia	>0,95	
Máximo de unidades por circuito derivado de 20 A	24 (208 V CA trifásico) 16 (240 V CA monofásico)	
Corriente máxima de falla de salida	850 mA RMS para 6 ciclos	
<b>EFICIENCIA</b>		
Rendimiento ponderado del CEC	96,5 %	
Rendimiento máximo del inversor	96,5 %	
Rendimiento estático del MPPT (ponderado, referencia EN50530)	99,4 %	
Consumo de energía nocturno	máximo de 65 mW	
<b>DATOS MECÁNICOS</b>		
Intervalo de temperatura ambiente	-40 a 65 °C	
Dimensiones (An. x AL. x Pr.)	171 mm x 173 mm x 30 mm (sin soporte de montaje)	
Peso	1,6 kg (3,4 lb)	
Refrigeración	Convección natural, sin ventiladores	
Calificación ambiental de la caja	Exterior: NEMA 6	
Tipo de conector	MC4: M250-60-2LL-S22 y M250-72-2LL-S22 Amphenol H4: M250-60-2LL-S25 y M250-72-2LL-S22	
<b>CARACTERÍSTICAS</b>		
Comunicación	Línea eléctrica	
Conexión a tierra integrada	El circuito de CC cumple con los requisitos de los conjuntos de paneles fotovoltaicos sin conexión a tierra en NEC 690.35. La conexión a tierra del equipo se proporciona en el cable Engage. No se necesita una conexión a tierra ni un GEC adicionales. La protección por falla de conexión a tierra (GFP) está integrada en el microinversor.	
Monitoreo	Opciones de monitoreo Enlighten Manager y MyEnlighten	
Descripción del transformador	Transformadores de alta frecuencia están galvánicamente aislados	
Conformidad	UL 2703 reconocido, UL1741/IEEE1547, FCC Parte 15 Clase B, CAN/CSA-C22.2 NO. 0-M91, 0.4-04 y 107.1-01	

1. No hay relación forzada de CC/CA. Vea la calculadora de compatibilidad en [enphase.com/es-lac/support/module-compatibility-es-lac](http://enphase.com/es-lac/support/module-compatibility-es-lac).

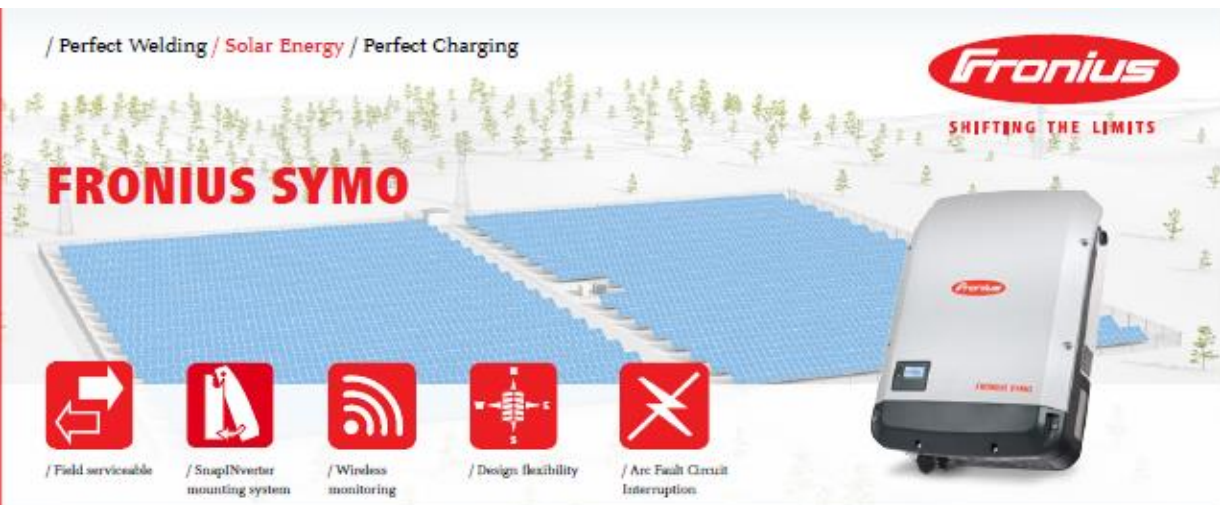
2. El intervalo de frecuencia puede extenderse más allá del valor nominal si así lo exige el servicio público.

Para obtener más información sobre las soluciones de Enphase, visite [enphase.com](http://enphase.com)

© 2016 Enphase Energy. Todos los derechos reservados Todas las marcas o marcas comerciales son propiedad de Enphase Energy, Inc.  
2016-11-21



## 8.5. Hoja de datos inversor Symo 10.0-3.



Boasting power categories from 10 to 24 kW, the transformerless Fronius Symo is the ideal compact three-phase inverter for commercial applications. Its dual maximum power point tracking, high maximum system voltage, wide input voltage range and unrestricted use indoors and out, ensures maximum flexibility in PV system design. As a member of the new SnapINverter family, the Fronius Symo features the SnapINverter mounting system, allowing for secure and convenient installation and field servicing.

Industry-leading features now come standard with the Fronius Symo, including: arc fault protection, integrated wireless monitoring, and SunSpec Modbus interfaces for seamless monitoring and datalogging via Fronius' online and mobile platform, Fronius Solar.web. This makes the Fronius Symo one of the most communicative, efficient and streamlined inverters on the market.

### TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO, ALL SIZES

GENERAL DATA	STANDARD WITH ALL FRONIUS SYMO MODELS
Dimensions (width x height x depth)	20.1 x 28.5 x 8.9 in. / 51.1 x 72.4 x 22.6 cm
Degree of protection	NEMA 4X
Night time consumption	< 1 W
Inverter topology	Transformerless
Cooling	Variable speed fan
Installation	Indoor and outdoor installation
Ambient operating temperature range	-40 F to 140 F (-40 to 60 C)
Permitted humidity	0 - 100 % (non-condensing)
DC connection terminals	6 x DC+ and 6 x DC- screw terminals for copper (solid / stranded / fine stranded) or aluminum (solid / stranded)
AC connection terminals	Screw terminals 14-6 AWG
Certificates and compliance with standards (Except Symo 15.0 208 V)	UL 1741-2010, UL1998 (for functions: AFCI and isolation monitoring), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2008, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC Article 690, C22. 2 No. 107.1-01 (September 2001), UL1699B Issue 2-2013, CSA T11 M-07 Issue 1-2013
Certificates and compliance with standards (Symo 15.0 208 V)	UL 1741-2015, UL1998 (for functions: AFCI, RCMU and isolation monitoring), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC 2014 Article 690, C22. 2 No. 107.1-01 (September 2001), UL1699B Issue 2-2013, CSA T11 M-07 Issue 1-2013

PROTECTIVE DEVICES	STANDARD WITH ALL FRONIUS SYMO MODELS
AFCI & 2014 NEC Compliant	Yes
DC disconnect	Yes
DC reverse polarity protection	Yes
Ground Fault Protection with Isolation Monitor Interrupter	Yes

INTERFACES	AVAILABILITY	AVAILABLE WITH ALL FRONIUS SYMO MODELS
USB (A socket)	Standard	Datalogging and inverter update via USB
2 x RS422 (RJ45 socket)	Standard	Fronius Solar Net, interface protocol
Wi-Fi/Ethernet/Serial/ Datalogger and webserver	Optional	Wireless standard 802.11 b/g/n / Fronius Solar.web, SunSpec Modbus TCP, JSON / SunSpec Modbus RTU
6 inputs and 4 digital I/Os	Optional	Load management: signaling, multipurpose I/O

**TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3 208/240, 12.0-3 208/240, 10.0-3 480, 12.5-3 480, 15.0-3 208)**

GENERAL DATA		10.0-3 208/240	12.0-3 208/240	10.0-3 480	12.5-3 480	15.0-3 208
Weight		91.9 lbs. / 41.7 kg		76.7 lbs. / 34.8 kg		78.3 lbs. / 35.5 kg
INPUT DATA		10.0-3 208/240	12.0-3 208/240	10.0-3 480	12.5-3 480	15.0-3 208
Max. permitted PV power		15.00 kW	18.00 kW	15.00 kW	18.75 kW	22.50 kW
Max. usable input current (MPPT 1/MPPT 2)		25.0 A / 16.5 A			50.0 A	
Max. usable input current total (MPPT 1 + MPPT 2)		41.5 A			50.0 A	
Max. admissible input current (MPPT 1/MPPT 2)		37.5 A / 24.8 A			75.0 A	
Max. admissible input current total (MPPT 1 + MPPT 2)		62.2 A	62.2 A	62.2 A	62.2 A	75.0 A (1 MPPT)
Integrated DC string fuse holders <i>Must be specified when ordering</i>		None	None	None	None	Integrated: 6- and 6+
MPP voltage range		300 - 500 V		300 - 800 V	350 - 800 V	325 - 850 V
Operating voltage range		200 - 600 V		200 - 1,000 V		325 - 1,000 V
Max. input voltage		600 V			1,000 V	
Nominal input voltage		208 V	350 V	350 V	N/A	N/A
		240 V	370 V	370 V	N/A	N/A
		480 V	N/A	N/A	675 V	685 V
Admissible conductor size DC		AWG 14 - AWG 6 copper direct, AWG 6 aluminium direct, AWG 4 copper or aluminium with input combiner				
Number of MPPT		2				1
OUTPUT DATA		10.0-3 208/240	12.0-3 208/240	10.0-3 480	12.5-3 480	15.0-3 208
Max. output power		208 V 9,995 VA	11,995 VA	N/A	N/A	15,000 VA
		240 V 9,995 VA	11,995 VA	N/A	N/A	N/A
		480 V N/A	N/A	9,995 VA	12,495 VA	N/A
Max. output fault current / Duration		43.1 A RMS / 158.4 ms	43.1 A RMS / 158.4 ms	43.1 A RMS / 158.4 ms	43.1 A RMS / 158.4 ms	67.7 A RMS / 153.0 ms
Max. continuous output current		208 V 27.7 A	33.3 A	N/A	N/A	41.6 A
		240 V 24.0 A	28.9 A	N/A	N/A	N/A
		480 V N/A	N/A	12.0 A	15.0 A	N/A
Recommended OCPD/AC breaker size		208 V 35 A	45 A	N/A	N/A	60 A
		240 V 30 A	40 A	N/A	N/A	N/A
		480 V N/A	N/A	15 A	20 A	N/A
Max. efficiency		97.0 %	97.0 %	98.1 %	98.1 %	97.3 %
CBC efficiency		208 V 96.5 %	96.5 %	N/A	N/A	96.5 %
		240 V 96.5 %	96.5 %	N/A	N/A	N/A
		480 V N/A	N/A	96.5 %	97.0 %	N/A
Admissible conductor size AC		AWG 14 - AWG 6				
Grid connection		208 / 240 V	208 / 240 V	480 V Delta +N**		208 V
Frequency		60 Hz				
Total harmonic distortion		< 1.75 %				< 3.5 %
Power factor		0 - 1 ind./cap.				

\*\*+N for sensing purposes - no current carrying conductor.

## 8.6. Tarifas eléctricas CNFL

### TARIFAS ELECTRICAS

Rige para los consumos que se originen a partir del Lunes 01 de Enero del 2018

Publicado en el Alcance 309 del jueves 21 de diciembre del 2017

Tarifa incluye CVC (Costo Variable del Combustible)



Tarifa Residencial Horaria T-REH	
Consumo de 0 a 300 kWh	
Punta	¢152,52
Valle	¢63,24
Nocturno	¢26,04
Consumo de 301 a 500 kWh	
Punta	¢173,59
Valle	¢70,67
Nocturno	¢29,77
Consumos mayores a 501 kWh	
Punta	¢205,84
Valle	¢83,09
Nocturno	¢38,44

Tarifa Residencial T-RE	
Bloque de 0-30 kWh Cargo Fijo	¢ 2.157,30
Bloque de 31-200 kWh cada kWh	¢ 71,91
Bloque de 201-300 kWh cada kWh	¢ 110,35
Bloque mayor a 300 cada kWh adicional	¢ 114,08

Tarifa Media Tensión TMT	
Consumo de energía por cada kWh	
Energía Punta	¢61,99
Energía Valle	¢31,01
Energía Noche	¢22,32
Consumo de Potencia (kW)	
Potencia Punta	¢10.870,80
Potencia Valle	¢7.734,91
Potencia Noche	¢4.910,27

Tarifa Comercios y Servicios T-CO	
Bloques de consumo	
Consumo menor o igual a 3.000 kWh	¢121,53
Por Consumo de Energía	
Bloque de 0 - 3.000 Cargo Fijo	¢219.480,00
Bloque mayor a 3.000 kWh cada kWh	¢73,16
Cargo por Potencia	
Bloque 0 – 8 KW Cargo Fijo	¢91.618,72
Bloque mayor a 8 KW	¢11.452,34

Tarifa Industrial T-IN	
Bloques de consumo	
Consumo menor o igual a 3.000 kWh	¢121,53
Por Consumo de Energía	
Bloque de 0 – 3.000 kWh Cargo Fijo	¢219.480,00
Bloque mayor a 3.000 kWh cada kWh	¢73,16
Cargo por Demanda	
Bloque 0 – 8 KW Cargo Fijo	¢91.618,72
Bloque mayor a 8 kW	¢11.452,34

Tarifa Preferencial de Carácter Social T-CS	
Consumo menor o igual a 3000 kWh cada kW	
Mínimo 30 kWh	81,85
Clientes con consumo de Energía	
Consumo de Energía kWh	
Bloque de 0-8 kW Cargo Fijo	¢141.360,00
Bloque mayor a 3.000 kWh cada kWh	¢47,12
Por consumos de potencia kW	
Bloque de 0-8 kW Cargo Fijo	¢61.036,08
Bloque mayor a 3.000 kWh cada kWh	¢7.629,51

Tarifa Promocional T-PR	
Bloques de consumo	
Consumo menor o igual a 3.000 kWh	¢121,53
Por Consumo de Energía	
Bloque de 0 – 3.000 kWh Cargo Fijo	¢219.480,00
Bloque mayor a 3.000 kWh cada kWh	¢73,16
Cargo por Demanda	
Bloque 0 – 8 KW Cargo Fijo	¢91.618,72
Bloque mayor a 8 kW	¢11.452,34

Tarifa Alumbrado Público T-AP	
Por cada kWh consumido	¢3,51

Definición de periodos:

1. Punta: de 10:00 a 12:30 pm y de 17:30 a 20:00
2. Valle: De 6:01 a 10:00 y de 12:30 a 17:30
3. Nocturno: De 20:00 a 6:00

## 8.7. Cotización sistema fotovoltaico (caso 1)

Purasol, Cotización de Oro, Piedrahita, 5 N. Myc, 2017

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED			
J&E CONSULTORES ELECTROMECHANICOS			
		<b>Sistema</b>	<b>37,05 kWp</b>
SAN PEDRO MONTES DE OCA			
Compañía Eléctrica	CNFL		
Cantidad de paneles	114	unidades	
Espacio requerido en el techo	228	m <sup>2</sup>	
Costo del sistema*	\$ 46.500,00		
Costo por watt instalado	\$ 1,26		
Pago mensual estimado financiamiento**	\$ 400,41		
		Angela Piedrahita	
		angela@purasol.co.cr	
		4001-8630	ext 118
www.purasol.co.cr			
Fecha de elaboración			
20/4/2018			
*oferta válida por 30 días			
**Precio llave en mano			
***El valor del financiamiento está sujeto a cambios			

## 8.8. Cotización equipo de aerogeneradores Wind 25.3+



proforma

Factura Proforma:	180995
Fecha:	08/03/2018
Válida hasta:	05/04/2018

Cliente	910770
C.I.F.	
Teléfono	+506 4701 5020
Fax	
Su contacto	Guarinos Ripoll, Mariola

J&E Consultores  
J&E Consultores

San Rafael de Heredia  
Heredia  
Costa Rica

Ref.	Descripción	Cant.	Precio	Dia.	Importe
Wind 25,3 +	Aerogenerador Bornay Wind 25,3 +, 3 palas, Pot.Nom. 5 kW - 12/m/s, 220 vac	4,00	7.150,00	25,00	21.450,00
I Wind + Cred 25	Interface Wind 25 + Conexion Red	4,00	1.095,00	25,00	3.285,00
20.07.2007	Inversor eólico ABB PMI 6 kW	4,00	1.985,00	25,00	5.955,00

Inscrito en el Rgto. Mercantil de Alicante, Tomo 3298, Folio 98, Hoja A-10108 19, inscripción 1ª - C.F. B-94310264 - V.O. 0298-010264

Base Imponible	%	Importe	TOTAL PROFORMA
30.690,00	IVA	21,00	30.690,00€

Plazo de entrega:	A convenir
Portes/Condiciones:	Exworks
Forma de pago:	Prepago transferencia bancaria.
Banco:	Banco Sabadell
IBAN:	ES2300810267810001316933
Swift-BIC:	BSABESBB

Observaciones:

Bornay Aerogeneradores, S.L.U.

P.I. Riu, Cno. del Riu, s/n  
03420 Castalla (Alicante) Spain

Tel. (+34) 965 560 025  
Fax (+34) 965 560 752

Email: bornay@bornay.com  
www.bornay.com

## 8.9. Cotización puesta en marcha aerogeneradores



### Oferta general de servicios.

22 de marzo del 2018  
220318-20-V001

Ing. Minor Vindas Calderón.

Estimado Ingeniero:

J&E Consultores Electromecánicos S.A., empresa consultora y constructora debidamente registrada ante el Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos de Costa Rica registro número CC-06378, presenta la oferta formal por la mano de obra para la instalación puesta en marcha de 4 aerogeneradores para el edificio de Geotecnologías.

#### **1. VIGENCIA DE LA OFERTA**

La vigencia de la oferta es de (30) treinta días naturales contados a partir de la fecha de presentación de la misma.

#### **2. TIEMPO DE ENTREGA**

El tiempo de entrega ofrecido es de 3 semanas, contadas a partir de recibida la orden de compra o firma del contrato.

#### **3. FORMA DE PAGO**

Un primer adelanto del 30% contra la ORDEN DE COMPRA O FIRMA DEL CONTRATO DE SERVICIOS, el restante 70% al finalizar la instalación.

#### **4. ESPECIFICACIONES GENERALES**

- a. Todo el trabajo estará de acuerdo con las regulaciones aplicables de la República de Costa Rica, el CFIA y el Código Eléctrico Nacional, última edición.
- b. Se contará con supervisión profesional durante la duración de todo el proyecto.
- c. Todo el personal que se designe al desarrollo de este proyecto será personal calificado con amplia experiencia en este tipo de instalaciones.
- d. El personal de la obra estará debidamente amparado a la seguridad social C.C.S.S. según la legislación nacional, además estarán protegidos con póliza de riesgos de trabajo del INS durante la duración del proyecto.

#### **5. ALCANCE SISTEMAS ELECTRICOS**

- a. Suministro de materiales y mano de obra para instalación del cableado del sistema:
  - i. Suministro de la mano de obra necesaria para la instalación de todas las acometidas que según planos eléctricos corresponden a el sistema de interconexión de las turbinas que esta oferta contempla. El cableado implica tuberías EMT o PVC Según corresponda.

TELEFONO: (506) 4701-5020

CELULAR: (506) 8323-5692

EMAIL: [cartavia@iveconsultores.com](mailto:cartavia@iveconsultores.com), [info@iveconsultores.com](mailto:info@iveconsultores.com)

SAN RAFAEL, HEREDIA, COSTA RICA

[www.iveconsultores.com](http://www.iveconsultores.com)



Cedula juridica: 3-101-579179.  
CFIA CC-06378

- ii. Cantidad de personal necesaria para la ejecución en tiempo y forma de los trabajos sub-contratados.
  - iii. Suministro de materiales para la correcta canalización y cableado de los sistemas de inversores e interfases provistas para la obra.
6. **ALCANCE SISTEMAS MECANICOS.**
- a. Suministro de herramientas y mano de obra para el ensamblaje de los aerogeneradores:
    - i. Suministro de mano de obra y herramientas para el ensamblaje de los aerogeneradores indicados por el cliente.
  - b. Suministro de herramientas y mano de obra para la instalación del mástil:
    - i. Suministro de mano de obra y herramientas para el respectivo anclaje y nivelación del mástil para la turbina.
    - ii. Suministro de mano de obra y herramientas para la colocación en sitio de los aerogeneradores.
7. **VALOR DE LA OFERTA**
- i. El valor económico de nuestra oferta es de catorce mil dólares americanos \$14.000,00 exactos.
8. **GARANTIA**
- i. La garantía de los trabajos que sean realizados será de doce meses, a partir de la fecha de recepción a entera satisfacción por parte del propietario, y de 5 años por vicios ocultos.
  - ii. La garantía aplicará por mano de obra de instalación en todos los equipos y sistemas incluidos en la presente oferta, mas no cubrirá daños o defectos en accesorios o equipos no instalados por J&E Consultores Electromecánicos S.A.
  - iii. Esta garantía no aplicara cuando por uso inapropiado, desastre natural, robo, hurto, actos de vandalismo los bienes o servicios entregados sufran daños reparables o irreparables.

Esperamos que nuestra oferta sea de su aprobación y que tengamos la oportunidad de trabajar con usted en este proyecto. Si se requiere alguna información adicional no dude en contactarnos

Edhyer Artavia B.

TELEFONO: (506) 4701-5020

CELULAR: (506) 8323-5692

EMAIL: [artavia@iveconsultores.com](mailto:artavia@iveconsultores.com), [info@iveconsultores.com](mailto:info@iveconsultores.com)

SAN RAFAEL, HEREDIA, COSTA RICA

[www.iveconsultores.com](http://www.iveconsultores.com)

## 8.10. Tasa CDP del BCR.

### DÓLARES TASA NOMINAL

Plazo en días	Físico negociable en Bolsa	Bancobcr y Desmaterializado-Físico negociable BCR
1-6	N/A	0,15%
7-13	N/A	0,20%
14-20	N/A	0,25%
21-29	N/A	0,30%
30-59	0,50%	0,55%
60-89	0,75%	0,80%
90-119	1,25%	1,30%
120-149	1,70%	1,75%
150-179	2,15%	2,20%
180-209	2,55%	2,60%
210-239	2,60%	2,65%
240-269	2,75%	2,80%
270-359	2,95%	3,00%
360-539	3,25%	3,30%
540-719	3,55%	3,60%
720-1079	4,00%	4,05%
1080-1439	4,25%	4,30%
1440-1799	4,25%	4,30%
1800	4,25%	4,30%

## 8.11. Condiciones climáticas (NASA).



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



Latitude 9.939 / Longitude -84.051 was chosen.

	Unit	Climate data location	
Latitude	°N	9.939	
Longitude	°E	-84.051	
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		

## 8.12. Recomendación de distancia entre aerogeneradores.

Responder Responder a todos Reenviar

miércoles 07/03/2018 02:20 a. m.



**Mariola** Guarinos Ripoll <mariola@bornay.com>

Bornay wind +

Para mvindas@jyeconsultores.com

Respondió a este mensaje el 07/03/2018 07:00 p. m.

Haga clic aquí para descargar imágenes. Para ayudarle a proteger su confidencialidad, Outlook ha impedido la descarga automática de algunas imágenes en este mensaje.

Estimado Minor,

En primer lugar, querría agradecerle el interés expresado hacia nuestra empresa y nuestros productos. Con más de 45 años dedicados a la minieólica, Bornay se ha convertido en empresa líder en la fabricación de pequeños aerogeneradores en Europa.

En relación a la cuestión que me plantea, entre aerogeneradores debe de ser de un mínimo de 15 metros, al igual que del aerogenerador y los posibles edificios colindantes.

Si desea que le amplíe la información técnica de nuestros aerogeneradores, si me facilita un teléfono de contacto puedo llamarle en horario de mañana.

Para cualquier información adicional no dude en ponerse en contacto conmigo.

Atentamente,

**Mariola Guarinos Ripoll**  
Sales Department  
mariola@bornay.com



1444 Biscayne Blvd. Suite 212  
Miami, FL 33132, USA  
Phone (305) 459-3045  
sales@bornay.com | www.bornay.com

## 8.13. Método de cotización Purasol

Responder Responder a todos Reenviar

martes 20/03/2018 09:23 a. m.



Ángela Piedrahita <angela@purasol.co.cr>

Re: Cotización J&E

Para Minor Vindas Calderón

Respondió a este mensaje el 20/03/2018 09:35 a. m..

Si hay problemas con el modo en que se muestra este mensaje, haga clic aquí para verlo en un explorador web.

Haga clic aquí para descargar imágenes. Para ayudarle a proteger su confidencialidad, Outlook ha impedido la descarga automática de algunas imágenes en este mensaje.

Bueno con Inversor centralizado es de \$1.25 x watt instalado y con micro inversores es de \$1.42 x watt instalado. Precio llave en mano, es decir todo incluido, permisos, material, entrega, instalación.

El precio de mantenimiento es por proyecto, de manera que cubre todo, limpieza, revisión de conexiones, mediciones etc.

Haga clic aquí con el botón derecho o mantenga pulsado para descargar imágenes. Para ayudar a proteger la confidencialidad, Outlook evitó la descarga automática de esta imagen de Internet.

Conozca mas sobre Purasol en los siguientes links:

<https://www.youtube.com/watch?v=aIQ0MYHuFvE>

<https://www.youtube.com/watch?v=XL2w-dwMGYg>

El 20 de marzo de 2018, 9:18, Minor Vindas Calderón <[mvindas@yjeconsultores.com](mailto:mvindas@yjeconsultores.com)> escribió:

Recibido doña Angela, una consulta.

Cuál es el precio por Watt instalado que ustedes manejan y que es lo que incluye?

Este precio de mantenimiento que me brindo cubre toda la instalación?

## 8.14. Mantenimiento sistema fotovoltaico

Responder Responder a todos Reenviar

martes 20/03/2018 08:41 a. m.



Ángela Piedrahita <angela@purasol.co.cr>

Re: Cotización J&E

Para Minor Vindas Calderón

Respondió a este mensaje el 20/03/2018 09:18 a. m..

Si hay problemas con el modo en que se muestra este mensaje, haga clic aquí para verlo en un explorador web.

Haga clic aquí para descargar imágenes. Para ayudarle a proteger su confidencialidad, Outlook ha impedido la descarga automática de algunas imágenes en este mensaje.

Muy buenos días don Minor, es un placer saludarle

Con todo gusto, lo que manejamos es un precio por watt instalado, pero como antes te había mencionado los precios a detalle de panel y de micro inversor creo que te será fácil detallarlo.

Precio con **Fronius Symo** (4 inversores) + paneles Canadian Solar 325 w + estructura CHIKO + instalación: \$58.500,00 USD

Precio con **Micro Inversores Enphase** IQ6plus o M250 según prefieran + combiner box con ENVOY Enphase para monitoreo + paneles Canadian Solar 325 W +estructura CHIKO + Instalación: \$66.456,00 USD

El precio del mantenimiento depende de la ubicación geográfica del proyecto, pero normalmente está entre \$150 y \$400 usd anuales.

Precios llave en mano.

Saludos cordiales y por favor me dejás saber si necesitas algo adicional.

Haga clic aquí con el botón derecho o mantenga pulsado para descargar imágenes. Para ayudar a proteger la confidencialidad, Outlook evitó la descarga automática de esta imagen de Internet.

Conozca mas sobre Purasol en los siguientes links:

<https://www.youtube.com/watch?v=aIQ0MYHuFvE>

<https://www.youtube.com/watch?v=XL2w-dwMGYg>