

UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE LAS AMÉRICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

PROYECTO DE GRADUACIÓN

**Trabajo Final de Graduación para optar por el grado de Bachillerato en
Ingeniería Electromecánica**

**Título: Ahorro energético en una institución de educación superior por
medio de un sistema mixto fotovoltaico y eólico**

César Vargas Sánchez

AUTOR

Ing. Álvaro Rojas Camacho

TUTOR

Ing. Billy Retana Peña

LECTOR

SAN JOSÉ, COSTA RICA

AÑO 2017

Tabla de contenidos

Justificación	1
Justificación del problema.....	2
Objetivos.....	2
Objetivo general	2
Objetivos específicos.....	2
Antecedentes.....	4
Antecedente N.º1	4
Antecedente N.º2	6
Antecedente N.º3	8
Alcances	10
Limitaciones.....	10
CAPÍTULO I Diagnóstico	11
CAPÍTULO II Marco teórico	20
2.1 Las energías renovables	21
2.1.1 Energías renovables frente a las energías fósiles.....	22
2.1.2 Tipos de energías renovables	22
2.1.2 El problema de las energías renovables	24
2.2 La energía solar.....	25
2.2.1 Electricidad a partir de la energía solar	26

2.2.2	Funcionamiento de los paneles solares	27
2.2.3	Proceso básico de fabricación.....	28
2.2.4	Aplicaciones de la energía generada por los paneles solares.....	29
2.2.5	Ventajas de los paneles solares	30
2.2.6	Desventajas de los paneles solares	31
2.2.7	Tipos de paneles solares.....	32
2.2.8	Componentes de un sistema solar fotovoltaico	34
2.3	Radiación solar en Costa Rica.....	40
2.4	Procedimiento para el cálculo de una instalación fotovoltaica	41
2.5	La energía eólica	45
2.5.1	¿Cómo se produce y obtiene la energía eólica?	45
2.5.2	Generadores eólicos	46
2.5.3	La velocidad del viento.	47
2.5.4	La potencia del viento.....	48
2.6	Instalaciones híbridas	52
2.6.1	Paneles solares y aerogeneradores (sistema híbrido)	53
2.7	Autoconsumo fotovoltaico.....	54
2.8	Autoconsumo eléctrico con balance neto	55
2.9	Libre acceso a la red de distribución nacional	56
2.10	Aspectos financieros.....	62
2.10.1	Valor actual neto.....	62

2.10.2 Tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR)	64
2.10.2.1 Uso general de la TIR	66
2.10.2.2 Dificultades en el uso de la TIR.....	66
CAPÍTULO III Marco metodológico	68
CAPÍTULO IV Desarrollo	74
4.1 Diseño del sistema mixto fotovoltaico y eólico	75
4.2 Consumo de energía eléctrica	76
4.3 Las fuentes renovables	77
4.3.1 Estimación del promedio mensual de energía solar	78
4.3.2 Estimación de la velocidad del viento	79
4.4 Zona de instalación de los sistemas eólicos y fotovoltaicos	80
4.5 Selección de la turbina eólica	81
4.6 Potencia eléctrica esperada debido a las turbinas eólicas.....	82
4.7 Cantidad de paneles solares	85
4.8 Cálculo del número óptimo de paneles solares	86
4.8.1 Caso de diseño número uno.....	88
4.8.1 Caso del diseño número dos	97
4.9 Calculo del inversor	100
4.9.1 Cálculo del inversor solar común.....	101
4.9.1.1 Conductores y protecciones contra la sobretensión.....	103
4.9.2 Cálculo de los microinversores solares	112

4.9.2.1 Conductores y protecciones de los microinversores	113
4.10 Selección de elementos necesarios para la conexión a la red de los aerogeneradores	114
4.11. Conexión de los paneles solares, diagrama unifilar	117
4.12 Análisis financiero de los casos de diseño y retorno de la inversión	118
4.12.1 Caso de diseño uno (sistema mixto)	118
4.12.2 Caso de diseño dos (únicamente sistema fotovoltaico).....	127
4.12.2.1 Caso de diseño dos (con microinversores)	128
4.12.2.1 Caso de diseño dos (con inversor de 10KW)	134
4.13 Análisis de resultados	140
4.13.1 Consumo de energía eléctrica.....	140
4.13.2 Las fuentes renovables	141
4.13.3 Potencia eléctrica generada por las turbina eólica y el sistema solar	142
4.13.3.1 Energía esperada por los aerogeneradores	142
4.13.3.2 Energía esperada por módulos fotovoltaicos	143
4.13.4 Planteamientos de diseño	143
4.13.4.1 Caso número uno.....	144
4.13.4.2 Caso número dos	145
Conclusiones	147
Recomendaciones	149
Bibliografía	151

Anexos	152
Anexo 1: Datos meteorológicos.....	152
Anexo 2: Fichas técnica de la turbina eólica horizontal.....	153
Anexo 3: Ficha técnica de la turbina eólica vertical.....	155
Anexo 4: Ficha técnica de panel solar.....	156
Anexo 5: Ficha técnica del inversor solar.....	157
Anexo 6: Ficha técnica del microinversor solar.....	159
Anexo 7: Ficha técnica del monitor de microinversores solares.....	161
Anexo 8: Ficha técnica de la interface eólica.....	163
Anexo 9: Ficha técnica del inversor eólico.....	164
Anexo 11: Cotización del sistema solar con microinversores.....	168
Anexo 12: Costo del mantenimiento del sistema solar.....	169
Anexo 13: Cotización del sistema solar con inversor común.....	170

Tabla de cuadros

<i>Cuadro 1: Consumo energético 2016-2017</i>	13
<i>Cuadro 2: Interpretación del VAN</i>	63
<i>Cuadro 3: Consumo eléctrico del 2017-2016</i>	76
<i>Cuadro 4: Radiación solar en Barrio Aranjuez</i>	78
<i>Cuadro 5: Velocidad media del viento enbarrio Aranjuez</i>	80
<i>Cuadro 6: Turbina eólica del eje horizontal contra la turbina eólica del eje vertical</i>	81
<i>Cuadro 7: Datos de la potencia producida según la curva de energía</i>	83
<i>Cuadro 8: Energía producida por el aerogenerador</i>	84
<i>Cuadro 9: Energía generada por los módulos fotovoltaicos</i>	88
<i>Cuadro 10: Energía generada por los módulos fotovoltaicos</i>	93
<i>Cuadro 11: Diferencia de energía por cubrir</i>	94
<i>Cuadro 12: Energía generada por el sistema eólico</i>	95
<i>Cuadro 13: Consumo energético frente a la generación del sistema mixto</i>	96
<i>Cuadro 14: Consumo energético frente a la generación del sistema fotovoltaico.</i>	98
<i>Cuadro 15: Caída de tensión y calibre del conductor en DC</i>	105
<i>Cuadro 16: Caída de tensión y calibre del conductor AC</i>	106
<i>Cuadro 17: Caída de tensión y calibre del conductor en DC</i>	108
<i>Cuadro 18: Caída de tensión y calibre del conductor en AC</i>	109
<i>Cuadro 19: Caída de tensión y calibre del conductor en DC</i>	110
<i>Cuadro 20: Caída de tensión y calibre del conductor AC</i>	111
<i>Cuadro 21: Inversión del sistema fotovoltaico</i>	119

<i>Cuadro 22: Inversión del sistema eólico</i>	<i>121</i>
<i>Cuadro 23: Estimación de la nueva facturación con la implementación del sistema mixto.....</i>	<i>123</i>
<i>Cuadro 24: Ahorro anual debido al sistema mixto</i>	<i>125</i>
<i>Cuadro 25: Retorno de la inversión del sistema mixto.....</i>	<i>126</i>
<i>Cuadro 26: Inversión del sistema fotovoltaico con el uso de microinversores</i>	<i>128</i>
<i>Cuadro 27: Estimación de la nueva facturación con la implementación del sistema fotovoltaico</i>	<i>130</i>
<i>Cuadro 28: Ahorro anual debido al sistema solar</i>	<i>131</i>
<i>Cuadro 29: Retorno de la inversión del sistema solar</i>	<i>132</i>
<i>Cuadro 30: Inversión del sistema fotovoltaico con el uso de inversor común..</i>	<i>134</i>
<i>Cuadro 31: Estimación de la nueva facturación con la implementación del sistema fotovoltaico</i>	<i>136</i>
<i>Cuadro 32: Ahorro anual debido al sistema solar.....</i>	<i>137</i>
<i>Cuadro 33: Retorno de la inversión del sistema solar</i>	<i>138</i>

Tabla de figuras

<i>Figura 1: Ubicación satelital de la institución</i>	12
<i>Figura 2: Vista noroeste del techo del edificio principal (zona 1)</i>	14
<i>Figura 3: Vista noreste del techo del edificio principal (zona 1)</i>	14
<i>Figura 4: Vista suroeste del techo del edificio principal (zona 1)</i>	15
<i>Figura 5: Vista sureste del techo del edificio principal (zona 1)</i>	15
<i>Figura 6: Vista frontal del techo del edificio anexo (zona 2)</i>	16
<i>Figura 7: Imagen satelital de las áreas disponibles</i>	17
<i>Figura 8: Área de techo disponible</i>	17
<i>Figura 9: Resumen del área disponible</i>	18
<i>Figura 10: Energías renovables</i>	21
<i>Figura 11: Paneles solares</i>	25
<i>Figura 12: Panel de silicio puro monocristalino contra panel de silicio puro policristalino, respectivamente</i>	33
<i>Figura 13: Conexión de paneles solares en paralelo</i>	39
<i>Figura 14: Conexión de paneles solares en serie</i>	39
<i>Figura 15: Irradiación solar global en Costa Rica</i>	40
<i>Figura 16: Las velocidades del viento por medio del rotor</i>	48
<i>Figura 17: La potencia del viento</i>	49
<i>Figura 18: Ejemplo de curva de potencia de un aerogenerador de 600KW</i>	51
<i>Figura 19: Diagrama de flujo del marco metodológico</i>	73
<i>Figura 20: Gráfico de consumo de energía en el periodo 2016-2017</i>	76
<i>Figura 21: Montaje de módulos fotovoltaicos (zona 1)</i>	89

<i>Figura 22: Montaje de módulos fotovoltaicos (zona 2)</i>	<i>90</i>
<i>Figura 23: Montaje de módulos fotovoltaicos (zona 3)</i>	<i>90</i>
<i>Figura 24: Consumo energético actual frente a generación del sistema mixto..</i>	<i>97</i>
<i>Figura 25: Consumo energético frente a generación fotovoltaica.....</i>	<i>99</i>
<i>Figura 26: Consumo energético actual con respecto al consumo con módulos</i>	<i>100</i>
<i>Figura 27: Sistema de conversión de energía</i>	<i>115</i>
<i>Figura 28: Diagrama unifilar.....</i>	<i>117</i>
<i>Figura 29: Retorno de la inversión del sistema mixto</i>	<i>127</i>
<i>Figura 30: Retorno de la inversión del sistema fotovoltaico con microinversores</i>	<i>133</i>
<i>Figura 31: Retorno de la inversión del sistema fotovoltaico con inversores comunes.....</i>	<i>139</i>

Justificación

En la actualidad la institución de educación superior ubicada en barrio Aranjuez de San José no cuenta con ningún sistema de aprovechamiento de energías renovables, a pesar de sus altos consumos eléctricos, por lo que se elaborará un diseño mixto con el que se aprovechen la energía solar y la energía eólica que genera el viento en la zona.

Con este sistema se busca la disminución de la tarifa mensual en el consumo eléctrico para la institución, ya que este es alto debido a la gran cantidad de equipos de computación, equipos de aire acondicionado y toda la iluminación del edificio principal, sin excluir el ascensor.

Una de las ventajas de este sistema mixto es que se generaría energía eléctrica de manera más eficiente durante el día, y se podrán aprovechar la irradiación solar y la energía eólica, y durante la noche los aerogeneradores podrían seguir generando electricidad si las condiciones del viento lo permiten.

Otro punto importante sería que con la implementación de este sistema mixto en la institución se logre contrarrestar el pico energético de consumo hacia la red pública que llega a alcanzar en horas de la noche, ya que la mayor cantidad de estudiantes reciben sus lecciones a esas horas; por lo tanto, la utilización de los equipos de aprendizaje, aires acondicionados e iluminación es máxima.

Planteamiento del problema

¿Cuál es el diseño electromecánico óptimo en el que utilice energía híbrida (eólico y fotovoltaico) en una institución de educación superior ubicada en barrio Aranjuez, San José, Costa Rica?

Objetivos

Objetivo general

Diseñar el sistema electromecánico óptimo en el que se utilice energía híbrida (eólico y fotovoltaico) en una institución de educación superior ubicada en barrio Aranjuez, San José, Costa Rica.

Objetivos específicos

1. Determinar el área disponible para la ubicación del sistema de paneles solares y aerogeneradores por medio de mediciones en la zona.
2. Establecer las dimensiones de los paneles solares y el sistema de aerogeneradores, mediante la obtención de datos como series diarias de radiación sobre el plano horizontal y velocidades medias del viento a una altura determinada, por medio de visitas al Instituto Meteorológico Nacional.
3. Determinar la cantidad y la dimensión de los paneles solares y aerogeneradores necesarios para el diseño, mediante la obtención del registro del consumo eléctrico de varios periodos.

4. Establecer diferentes escenarios de diseño para determinar cuál es el óptimo desde el punto de vista técnico y económico.
5. Analizar la facturación mensual de electricidad con la implementación del sistema final, esto con el fin de comparar el consumo futuro con el consumo actual en la institución, y así obtener el ahorro energético.
6. Elaborar un análisis financiero del proyecto mediante la obtención de datos como el costo de mano de obra, material y equipos necesarios, con el fin de estimar el retorno de la inversión por realizar para el sistema final.

Antecedentes

Antecedente N.º1

Título: Diseño eléctrico y propuesta de sistema fotovoltaico tipo residencial

Autor: Ing. Frank Vilanova Campos

Año: abril de 2016

Institución: Universidad Internacional de las Américas

La tesina realizada por el autor de dicho documento se basa en el diseño eléctrico y propuesta de un sistema fotovoltaico de tipo residencial. Se consideran distintos puntos para realizar cálculos de retorno de la inversión y ahorro anual. Estos datos pueden ser de ayuda a la hora de calcular la inversión que se realice en el sistema fotovoltaico por diseñar.

El autor hace referencia a la norma AR-NT-POASEN-2014 emitida por la Aresep sobre la generación de electricidad para autoconsumo, en la cual se utilizan aspectos técnicos y comerciales por considerar en el sistema mixto de generación por desarrollar, así como los requisitos para optar por un sistema de este tipo, con la finalidad de llevar a cabo el proyecto de la forma más adecuada.

En este documento se mencionan algunas normativas que se han de tener en cuenta en el momento de diseñar un sistema hibridado de generación mediante energías renovables. Estas hacen referencia al uso racional de la energía, limitaciones de acceso, costos de acceso a la red, entre otros, por lo que el documento será de gran utilidad para obtener un diseño óptimo.

Se obtiene información importante y actualizada sobre la radiación solar en Costa Rica y la estimación de radiación diaria. Se cuenta también con un mapa de radiación solar de Costa Rica emitido por el Ministerio de Ambiente y Energía (Minae) y el Instituto Meteorológico Nacional(IMN). También se utiliza una ecuación para el cálculo de la radiación diaria, cuyos datos serán de ayuda al llevar a cabo el proyecto.

Otros de los datos utilizados por el autor en el documento es un número de casos sobre viviendas con cierto consumo de kilovatios hora (kWh), en las que el sistema fotovoltaico suple cierto porcentaje de ese consumo total de las viviendas; además de que se presentan los retornos de la inversión en cada caso. Estos datos podrían ser usados como elementos comparativos o guía dentro de la propuesta que se va a hacer en el proyecto para la implementación de este sistema.

Al realizarse este proyecto en Santa Ana, San José, por ser una zona que no presenta las mejores condiciones de radiación solar y temperatura del país, el autor aclara que las ofertas se pueden mejorar respecto a tiempos de recuperación de la inversión y mayores ahorros; esto si el proyecto se lleva a cabo en zonas en donde las condiciones sean más adecuadas para instalar un sistema fotovoltaico y para aprovechar más el sistema, y así obtener mejores resultados económicos. También el autor aconseja conocer bien las temperaturas a las cuales va a trabajar el sistema fotovoltaico, para obtener resultados más favorables y exactos, como otro punto digno de tomar en cuenta en este antecedente.

Antecedente N.º 2

Tema: Diseño de paneles fotovoltaicos que soporten toda la carga eléctrica que, además, contempla el diseño eléctrico para dos autoclaves y para la reutilización de aguas residuales para una clínica de cuidado paliativo.

Autor: Ing. Felipe Segura Bonilla

Institución: Universidad Internacional de las Américas

Año: agosto de 2015

En esta tesis se estudian las energías renovables, que son aquellas que se obtienen de fuentes naturales inagotables en escala humana, bien porque el recurso dispone de una cantidad de energía inmensa, o porque el recurso tiene la capacidad de regenerarse de manera natural.

La utilización de energías renovables es muy antigua. Los molinos y la navegación de vela son dos ejemplos claros de este uso. En la actualidad las energías renovables constituyen fuentes de abastecimiento energético autóctonas y respetuosas con el ambiente.

Las fuentes renovables de energía pueden dividirse en dos categorías: no contaminantes o limpias y contaminantes.

Las contaminantes se obtienen a partir de la materia orgánica o biomasa, y se pueden utilizar directamente como combustible (madera u otra materia vegetal sólida), o convertidas en bioetanol o biogás, mediante procesos de fermentación orgánica, o en biodiesel mediante reacciones de transesterificación y de los residuos urbanos.

Las energías de fuentes renovables contaminantes tienen el mismo problema que la energía producida por combustibles fósiles: en la combustión

emiten dióxido de carbono, gas de efecto invernadero, y a menudo son aun más contaminantes, puesto que la combustión no es tan limpia, pues emite hollines y otras partículas sólidas. Se encuadran dentro de las energías renovables porque mientras puedan cultivarse los vegetales que las producen no se agotarán. También se consideran más limpias que sus equivalentes fósiles, porque teóricamente el dióxido de carbono emitido en la combustión ha sido previamente absorbido al transformarse en materia orgánica mediante fotosíntesis.

Además, en el estudio se hace referencia al impacto ambiental ya que todas las fuentes de energía producen algún grado de impacto ambiental. La energía geotérmica puede ser muy nociva si se arrastran metales pesados y gases de efecto invernadero a la superficie. La eólica produce impacto visual en el paisaje, ruido de baja frecuencia y puede ser una trampa para aves. La energía solar se encuentra entre las menos agresivas debido a la posibilidad de su generación distribuida, salvo la termoeléctrica producida en grandes plantas de conexión a red, que utilizan, generalmente, una gran extensión de terreno.

Este documento puede ser de gran utilidad, ya que, además de poder utilizarse como referencia teórica, se pueden tomar en cuenta una gran variedad de conceptos ambientales para darle un punto de vista ecológico al sistema híbrido por desarrollar; como, por ejemplo, una contaminación visual por las turbinas eólicas, posiblemente necesarias en el proyecto por realizar. Entonces estos conceptos se pueden utilizar para disminuir ese tipo de contaminación en el diseño mixto.

Antecedente N.º 3

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

Autor: Ing. Alex Soto Saborío

Institución: Universidad Internacional de las Américas

Año: diciembre de 2009

Este trabajo de investigación presenta una serie de aspectos de gran importancia, como son las generalidades del viento, dentro de las cuales están el origen del viento, los principales sistemas de viento en el mundo, los regímenes de viento en Costa Rica (vientos sinópticos y vientos de meso escala), y los principales puestos de medición del viento en Costa Rica. Además, introduce conceptos de la energía eólica y su historia, reseñas de estudios de energía eólica en el mundo, componentes y clasificación de los molinos de viento, y teoría de las turbinas de viento o aerogeneradores eléctricos y su funcionamiento.

Dentro del análisis técnico de esta tesis se presentan estudios de energía eólica en Costa Rica. Se hace un análisis estadístico del viento en Costa Rica, así como también una selección estadística del sitio óptimo para estudio de falibilidad, y una representación matemática del régimen de vientos en general. Además de la selección del aerogenerador más apto de acuerdo con las características del sitio escogido. Por último se hace todo un análisis económico del proyecto en el que se despliega el tamaño del proyecto, su costo de instalación, la generación anual estimada, el costo de operación y mantenimiento del proyecto y el análisis de costos en general. Como

Conclusiones importantes de esta tesis se destaca que existen sitios en el país en donde las velocidades del viento promedio son adecuadas para generar energía eléctrica eficientemente.

Establece que los sitios con mejores condiciones eólicas en donde existen registros de velocidad del viento son: Tejona (Arenal), Fortuna (San Carlos), Aeropuerto Juan Santamaría (Alajuela) y el Cerro de la Muerte (San José). Asimismo, se determina que las velocidades más altas del viento registradas ocurren durante la estación seca, lo que implica que la energía eólica es un complemento de la energía hidráulica o solar. Durante el medio día es cuando se dan las velocidades más altas. Se estima, además, que el aerogenerador eléctrico que tendría un funcionamiento más eficiente bajo las mejores condiciones eólicas que se tienen en Costa Rica, según el programa de simulación de la empresa belga H.M.Z. Windmaster, es el de 300 KWh de capacidad. Del análisis económico realizado, luego de evaluar los costos de instalación y operación del proyecto a veinte años plazo, y de compararlos con los costos marginales de instalación futura para el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), además de los costos de operación y mantenimiento ponderados entre energía hidráulica y energía térmica por el mismo plazo, la conclusión más relevante es que el costo de producir con energía eólica sería 14% del costo de haberlo hecho con los métodos actuales del ICE. El uso de la energía eólica por parte del ICE se justifica como fuente de producción eléctrica en Costa Rica, por razones económicas y ecológicas sobre las fuentes hidráulicas y térmicas de producción. Una recomendación importante es que se instale una red de medición de velocidades de viento en el país, una vez

localizados los puestos de medición en diferentes sitios, con base en un estudio realizado para efecto del aprovechamiento de esta fuente de energía, y no con propósitos climatológicos, como sucedía en ese entonces.

En esta tesis se utilizan las fichas técnicas de las turbinas eólicas que suministró el fabricante para determinar la potencia generada por ellas por medio de las curvas características. La potencia generada o potencia nominal varía, dependiendo de la velocidad media del viento en un lugar en específico. Esta es una de las técnicas más relevantes y sencillas que se podrá utilizar en el desarrollo del sistema mixto de generación eléctrica.

Alcances

Al dar por concluido el proyecto este será una guía con la información necesaria para realizar la adaptación del sistema de captación de energías renovables, por lo que se entregarán los siguientes documentos:

- Diagrama unifilar eléctrico de la configuración del sistema final previamente seleccionado y la colocación de los paneles solares en las áreas disponibles.
- Presupuesto de los costos estimados del proyecto.

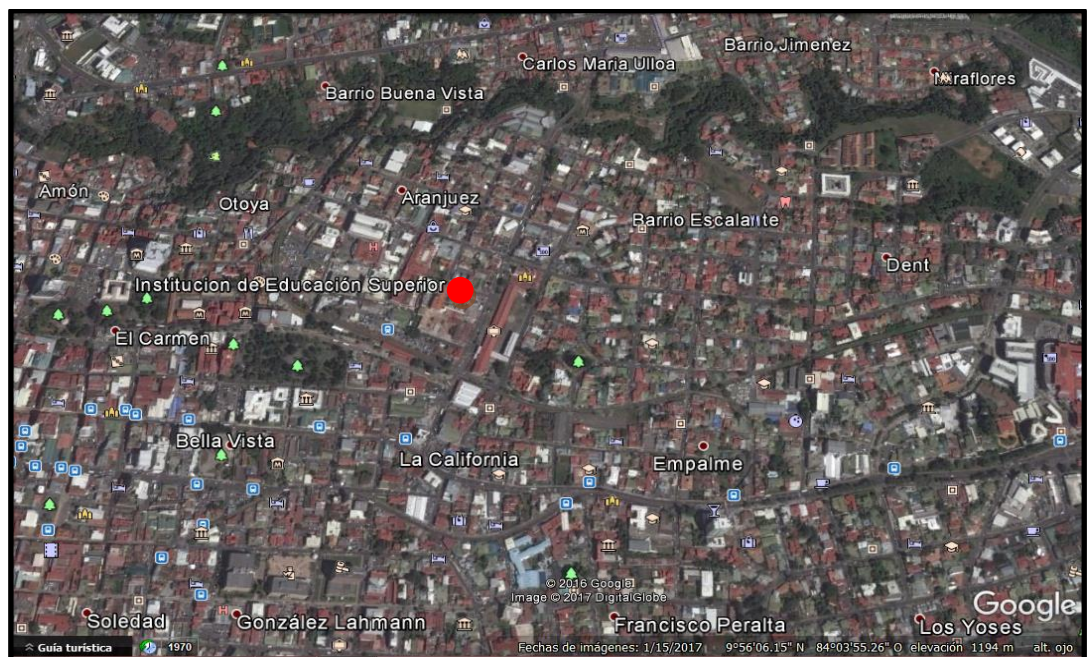
Limitaciones

La principal limitación para realizar el proyecto es el poco acceso a la información sobre la institución universitaria a la que corresponde.

CAPÍTULO I Diagnóstico

El proyecto se realizará en la provincia de San José, en barrio Aranjuez, con una única ubicación en las coordenadas 9°56'08.25" N, 84°04'02.73" O. En esa ubicación se instalarán los paneles solares para la carga eléctrica del edificio, aplicando la distribución de autoconsumo aprobada por la Aresep para energías renovables; además del diseño de un sistema en conjunto con turbinas eólicas.

Figura 1: Ubicación satelital de la institución



Fuente: Google earth

Los sistemas a los que se les suplirá energía son: equipos de computación, equipos de aire acondicionado, sistema de iluminación y tomacorrientes del edificio principal y, por último, un ascensor.

Cuadro1: Consumo energético 2016-2017

Consumo energético, periodo 2016-2017		
Mes	Días	Consumo eléctrico mensual (KWh/mes)
Enero	31	24.750
Febrero	28	27.750
Marzo	31	28.650
Abril	30	28.500
Mayo	31	26.250
Junio	30	28.800
Julio	31	27.450
Agosto	31	27.450
Septiembre	30	26.550
Octubre	31	28.350
Noviembre	30	29.850
Diciembre	31	29.250

Fuente: Elaboración propia

En el cuadro 1 se puede ver el consumo mensual en el periodo 2016-2017. El promedio mensual de consumo es de 27.800 KWh/mes y el mes con mayor cantidad de energía consumida fue noviembre, con 29 850 KWh/mes.

La principal motivación para realizar el proyecto es reducir el gasto en energía eléctrica por consumo, como se puede ver en el cuadro 1. Estos altos consumos se deben al tamaño de la edificación y a todos sus dispositivos eléctricos; también al crecimiento de la institución en los últimos años en los que ha tenido que atender las necesidades de sus ocupantes.

A continuación, se presentan algunas figuras del área en donde se planea instalar los equipos:

Figura 2: Vista noroeste del techo del edificio principal (zona 1)



Fuente: Elaboración propia

Figura 3: Vista noreste del techo del edificio principal (zona 1)



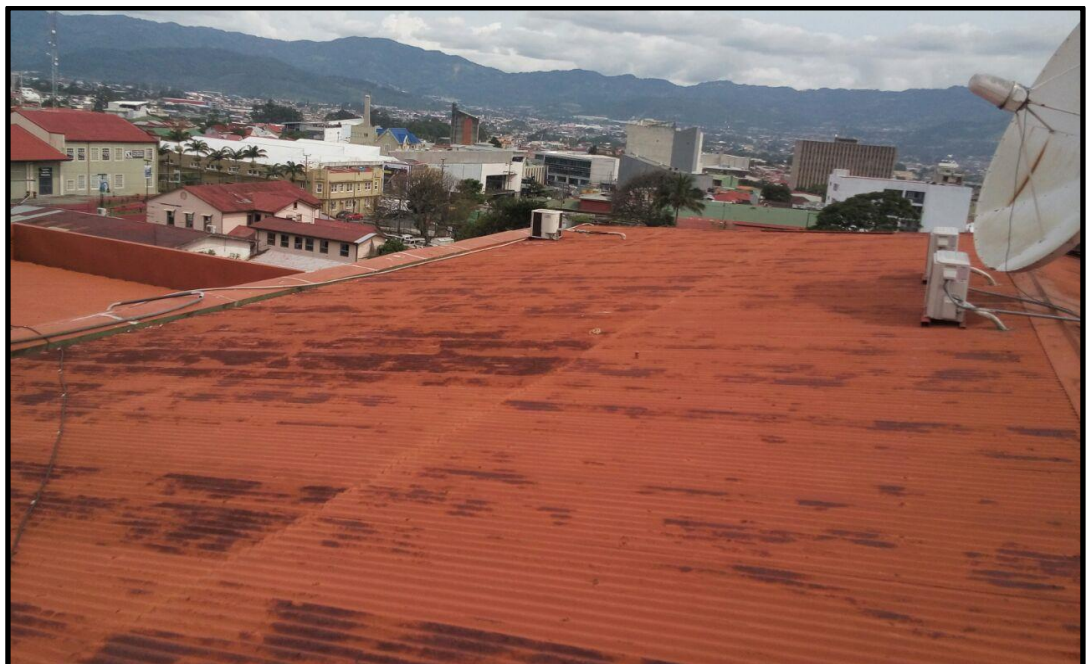
Fuente: Elaboración propia

Figura 4: Vista suroeste del techo del edificio principal (zona 1)



Fuente: Elaboración propia

Figura 5: Vista sureste del techo del edificio principal (zona 1)



Fuente: Elaboración propia

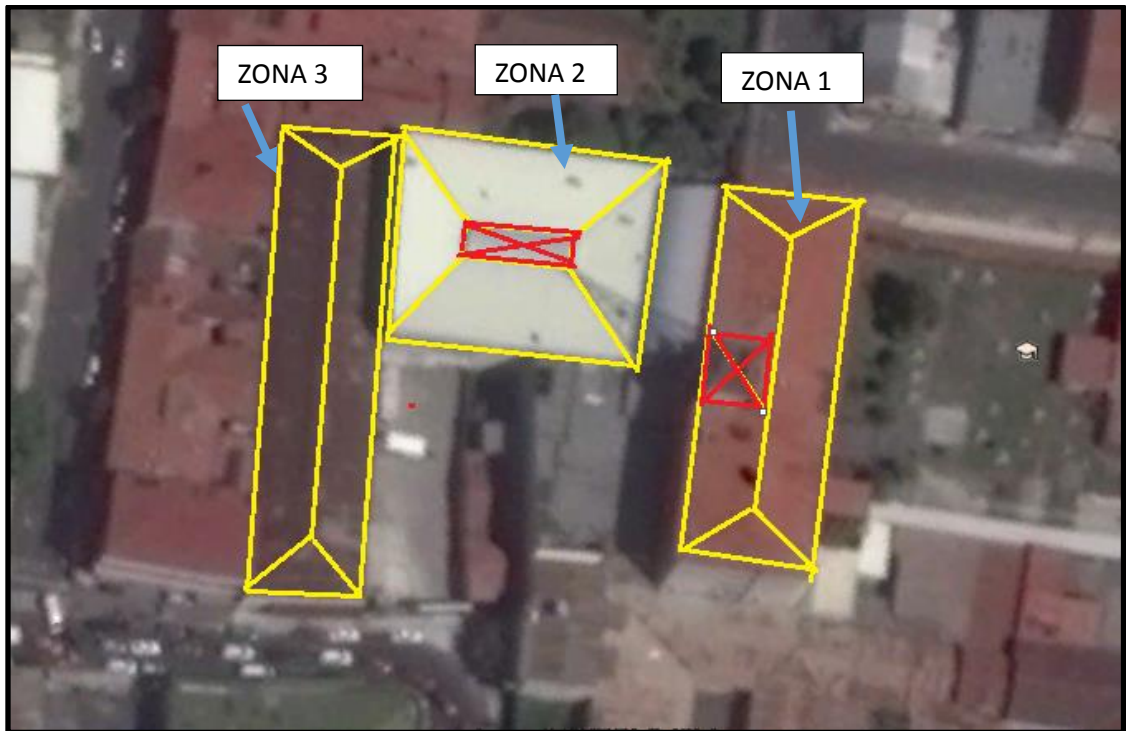
Figura 6: Vista frontal del techo del edificio anexo (zona 2)



Fuente: Elaboración propia

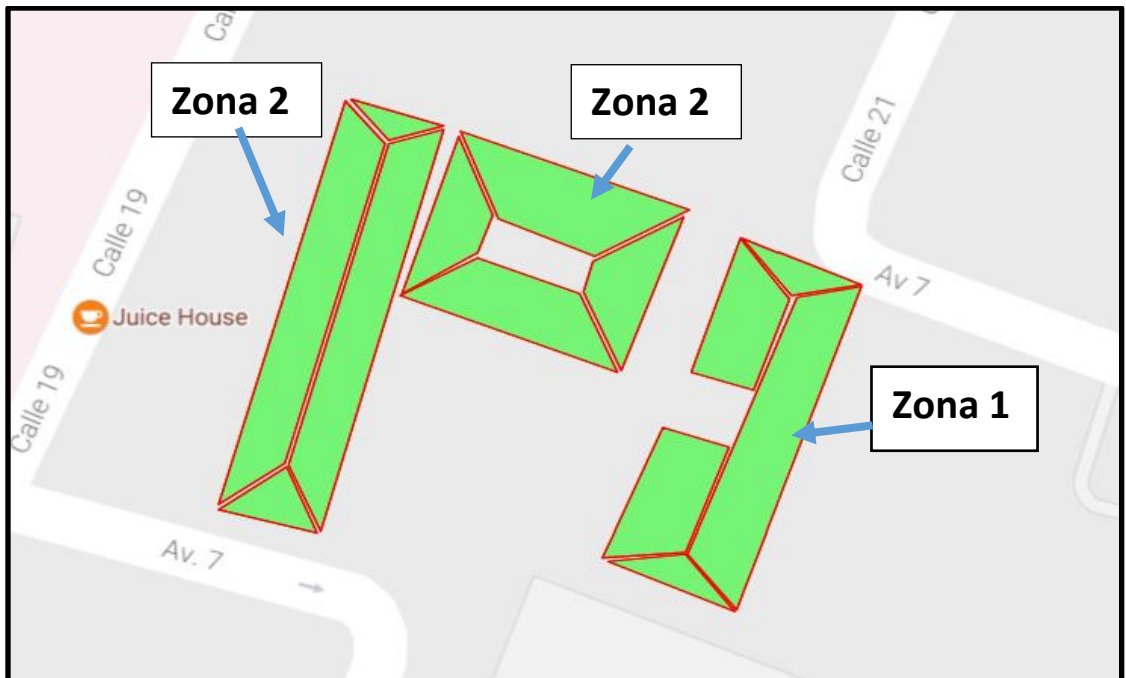
Cabe destacar que se van a utilizar tres zonas o edificios. Por problemas de accesibilidad no se pudo fotografiar la zona. Por eso a continuación se muestra una imagen satelital con el resumen de las tres áreas disponibles:

Figura 7: Imagen satelital de las áreas disponibles



Fuente: Google earth

Figura 8: Área de techo disponible



Fuente: Google maps

En la figura dos, las zonas verdes representan el área en donde se planea instalar los paneles solares, y específicamente la zona uno se destina para aerogeneradores y paneles solares, ya que este es el lugar disponible en la institución para realizarlo. También cabe destacar que esta es una buena ubicación debido a que en las zonas uno, dos y tres, que son el edificio principal, el anexo y el aérea de parqueo bajo techo, respectivamente, no hay grandes obstáculos, como árboles 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 principal, en donde se va a realizar el estudio, en un edificio adyacente al principal. En un parqueo bajo techo de la institución, que se encuentra en el mismo terreno, la zona que se utilizará es el techo de las tres construcciones.

En el caso de las turbinas eólicas que se encontrarían en la zona uno lo más importante es que estarían ubicadas a cinco pisos de altura, en el edificio principal, 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.

Figura 9: Resumen del área disponible

Total Area Output	
	3035.3699999999994 m ²
	0 km ²
	0.749 Acres
	0.304 Hectares
	32672.454 Feet ²

Fuente: Aplicaciones de Google earth

Las zonas de techo tienen en total un área aproximada de 3.035,4 metros cuadrados según la figura9, sin restar el área que acaparan los sistemas de aire acondicionado, y dos antenas parabólicas que se encuentran en la zona uno.

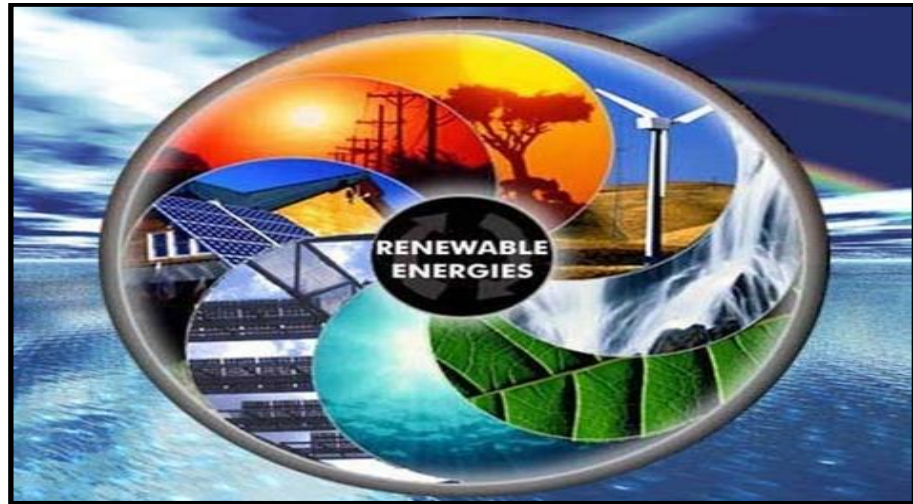
En el área resultante se podrá instalar una cantidad de paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas que se espera que puedan conseguir un ahorro energético. Esto se determinará en el capítulo IV de este documento.

CAPÍTULO II Marco teórico

2. Marco teórico

2.1 Las energías renovables

Figura 10: Energías renovables



Fuente:<http://erenovable.com/energias-renovables/>

Las energías renovables son energías limpias que contribuyen a cuidar el ambiente. Frente a los efectos contaminantes y al agotamiento de los combustibles fósiles, las energías renovables son ya una alternativa.¹

Las energías renovables proceden de fuentes naturales que son inagotables. Son energías procedentes de fuentes como el sol, el aire, el agua, biomasa, entre otras.

A pesar de pertenecer a esas fuentes inagotables, la constante y creciente contaminación en el ambiente ha hecho que durante los últimos años sus recursos hayan mermado de manera considerable, lo que hace peligrar su continuidad y, no solo eso sino que muchas especies animales han muerto, además de la amenaza a la conservación de la tierra y a la propia especie humana.

¹<http://erenovable.com/energias-renovables/>

2.1.1 Energías renovables frente a las energías fósiles

Frente a los efectos contaminantes de los combustibles fósiles, como el petróleo o el carbón, las energías renovables tienen menos emisiones de carbono, se reciclan y son más respetuosas con el ambiente.

Los combustibles fósiles crean emisiones de gases de efecto invernadero que contribuyen al calentamiento global. Las energías renovables no emiten estos gases y son básicas para frenar el calentamiento global y el cambio climático.

La producción de energías renovables en el nivel local reduce los costos de transporte que tienen las energías fósiles. Potenciar las energías renovables crea puestos de trabajo.

Las energías renovables, por su disponibilidad, estarán sujetas a menos fluctuaciones de precios; al contrario del petróleo o el gas.

Son un potencial ilimitado frente a los recursos finitos de las energías fósiles.

2.1.2 Tipos de energías renovables

Energía solar

La energía solar transforma los rayos del sol en electricidad. Lo hace de forma directa usando energía fotovoltaica, o de forma indirecta por medio de energía solar concentrada.

Los sistemas de energía solar concentrada usan lentes o paneles solares que acumulan la energía del sol. La energía fotovoltaica usa los paneles solares

y materiales semiconductores, y de esta forma convierte la luz solar en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico.

Energía eólica

La fuerza del viento se transforma en electricidad mediante turbinas de viento. Los parques eólicos pueden tener cientos de turbinas eólicas. El viento da vueltas a las láminas de las turbinas que giran al estar conectadas a un generador que produce electricidad.

Energía geotérmica

Geotérmica es la energía que se obtiene del aprovechamiento del calor generado en el interior de la tierra, como ocurre en los volcanes o en los geiseros. El vapor de agua al pasar por una turbina conectada a un generador produce electricidad.

Energía hidráulica

Es la energía de la caída del agua desde cierta altura. Este tipo de energía se convierte en energía cinética. A gran velocidad el agua mueve las turbinas por medio de generadores y la transforma en electricidad.

Hidrogeno

El hidrógeno es un elemento muy abundante en el universo pero que no suele encontrarse en estado puro, así que para obtenerlo se necesitan otras fuentes de energía. El hidrogeno se puede transformar en energía usando una tecnología similar a la de la fabricación de pilas que transforman la energía química en electricidad.

Energía térmica

Esta es la energía que se libera por medio del calor, que se puede obtener del sol, la naturaleza; por rozamiento, por medio de la combustión.

Energía nuclear

Esta se considera energía renovable cuando se usa el hidrogeno en lugar del uranio en el proceso de fisión nuclear.

Biomasa

Por medio de la fotosíntesis las plantas capturan energía del sol. Esta energía acumulada en partes de madera, cáscaras de frutos, plantas y otros residuos orgánicos, al quemarse liberará energía acumulada. Esta es la energía de la biomasa.

2.1.2 El problema de las energías renovables

Cuando se habla del “problema” de las energías renovables no es que sean escasas, perjudiciales para el ambiente o insuficientes para abastecer a la totalidad de la población del planeta. Todas estas posibilidades, y muchas más, las tienen las energías renovables. Cuando se menciona el “problema” de las energías renovables este radica precisamente en su escasez hasta el momento. Desde los inicios de la Revolución Industrial se apostó por la máquina de vapor y otras industrias que han ido derivando en energías que necesitan de la explotación de recursos naturales.

El crecimiento y posicionamiento de grandes empresas a lo largo de la historia han provocado que se continúe con la explotación de estos recursos fósiles en detrimento de otras alternativas.

En aquellos tiempos era lícito pensar que existía un mayor desconocimiento en el desarrollo de tecnologías capaces de aprovechar la energía del sol o del viento, pero, ¿acaso no existían ya hace siglos los molinos de agua y los de viento? Desde aquellos tiempos hasta hoy las cosas han cambiado algo, pero no lo suficiente. Hoy en día el porcentaje de energías renovables sobre el total de energía producida en el planeta apenas llega a 3%.

2.2 La energía solar

Figura 11: Paneles solares



Fuente:<http://erenovable.com/como-funcionan-los-paneles-solares/>

Antes de comenzar a ver cómo funcionan los paneles solares que se ven en los tejados de muchos edificios se tiene que hablar un poco de la energía solar.²

La energía solar es aquella que emana del núcleo del sol. Se produce debido a una reacción nuclear de fusión y debido a las condiciones de intensa

²<http://erenovable.com/como-funcionan-los-paneles-solares/>

gravedad a las que está sometido. El sol, que está compuesto principalmente por hidrógeno y en condiciones específicas, se funde para producir helio.

La tierra, que se encuentra cercana al sol, recibe su energía de distintas maneras, de modo que la atmósfera y la magnetosfera filtran gran parte de la radiación solar nociva, pero dejan pasar las longitudes de onda correspondientes a la luz visible y al infrarrojo, de manera que lo que más se recibe es luz y calor.

Es una energía que se ha convertido en una de las funciones motoras para la vida, tal y como se conoce, ya que promueve los más variados efectos sobre la superficie del planeta, entre otros: los vientos, la formación de nubes y lluvia, o los cambios climáticos alrededor del globo.

El hombre ha querido buscar y encontrar las más diversas maneras de aprovechar esta energía y para convertirlas en el soporte de la vida en la tierra. Es por ello que en estos momentos la tecnología viene siendo fuertemente optimizada para extraer esta energía proveniente del sol y convertirla en energía de uso humano, como la electricidad y el agua caliente.

2.2.1 Electricidad a partir de la energía solar

Al hablar de la energía solar como una energía renovable se tiene que hacer mención, además, al hecho de contar con transductores que permitan convertir diversas formas de energías naturales en energías utilizables por el hombre.

Para transformar la energía del sol en energía que se pueda aplicar a la vida diaria se necesitará una célula fotoeléctrica, que es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa en energía eléctrica, mediante el aprovechamiento de un proceso llamado efecto fotoeléctrico

El proceso es que la luz, que llega en forma de fotones, impacta sobre una superficie construida principalmente por silicio (los paneles solares) y que emite electrones que al ser capturados producen corriente eléctrica.

En la actualidad se está experimentando con celdas fotovoltaicas de doble cara, que con la ayuda de superficies reflectantes puedan duplicar la eficiencia y ampliar la superficie expuesta a la luz solar.

Estas celdas son lo que se conoce como paneles solares fotovoltaicos y que emplean una tecnología tan avanzada y precisa como compleja.

2.2.2 Funcionamiento de los paneles solares

El funcionamiento de los paneles solares se basa en el efecto fotovoltaico que se produce cuando, en materiales semiconductores convenientemente tratados, incide la radiación solar y produce electricidad, tal y como ya se ha mencionado anteriormente.

Cuando el panel queda expuesto a la radiación solar los diferentes contenidos en la luz transmiten su energía a los electrones de los materiales semiconductores que, entonces, pueden romper la barrera de potencial de la unión P-N y salir así del semiconductor por medio de un circuito exterior.

Estas células fotovoltaicas se combinan de muy diversas formas para lograr tanto el voltaje como la potencia deseados, y de este pueden conseguir que la energía solar acabe en energía que puede ser consumida.

No en vano se entiende por célula fotovoltaica el módulo más pequeño de material semiconductor con unión P-N, y con capacidad igualmente de producir electricidad.

No debe olvidarse en este punto que se denomina panel fotovoltaico al conjunto de células sobre el soporte adecuado que poseen los recubrimientos que lo protegen de agentes atmosféricos.

2.2.3 Proceso básico de fabricación

En una lámina de material semiconductor puro se introducen elementos químicos llamados dopantes, que hacen que esta tenga un exceso de electrones y, aunque no exista en realidad desequilibrio eléctrico (existirá el mismo número de electrones que de neutrones en el total de la plancha del semiconductor), convencionalmente, se entiende que esta plancha tiene una carga negativa, y se le denomina N.

Por otro lado, en otra lámina de material semiconductor se hace el mismo proceso, pero en este caso con otra sustancia dopante que provoca que haya falta de electrones. Por esta razón, se entiende convencionalmente que la plancha tiene una carga positiva, y se le denomina P.

Es, en este punto en el que se procede a realizar la unión P-N en la cual el exceso de electrones de N pasa al otro cristal y ocupa los espacios libres en P.

Con este proceso la zona inmediata a la unión queda cargada positivamente en N y negativamente en P, y se crea un campo eléctrico cuya barrera de potencial impide que continúe el proceso de trasvase de electrones de una plancha a la otra.

2.2.4 Aplicaciones de la energía generada por los paneles solares

La energía solar mediante el uso de los paneles solares puede ser implantada de diferentes maneras y tener muy variadas aplicaciones, entre las que se distinguen:

Aplicaciones autónomas. Las aplicaciones autónomas serían aquellas en las que los paneles solares no están conectados a ningún tipo de red y sirven para abastecer al mismo lugar en el cual recogen la energía del sol. Dentro de este tipo de aplicaciones autónomas se pueden encontrar distintos tipos. Algunas de las más frecuentes serían la espacial (para producir energía para los satélites o estaciones espaciales en órbita), para autoabastecimiento en hogares o zonas rurales, para las telecomunicaciones y para el alumbrado público, entre muchos otros usos y aplicaciones.

Aplicaciones en red. Por otro lado están las aplicaciones en red, que son aquellas en las que la energía producida por los paneles solares no se consume de forma autónoma, sino que es vendida a los gestores de la energía del país en cuestión. Por ejemplo, están conectadas a la red las grandes instalaciones de placas solares para generar energía eléctrica, los huertos solares o los

edificios fotovoltaicos ya preparados para la eficiencia energética por medio de la energía solar.

2.2.5 Ventajas de los paneles solares

Los paneles solares tienen una serie de ventajas que los convierten en una de las alternativas de futuro más sólidas.

En primer lugar, su ventaja más evidente es que son capaces de transformar los rayos solares en energía. Se trata, por tanto, de una energía totalmente renovable e inagotable. La energía del sol no corre el riesgo de desaparecer, por tanto, no hay que preocuparse de que se agote, al menos en muchos millones de años.

Por otro lado, es una forma de producir energía totalmente limpia. Los paneles solares no necesitan de procesos químicos, no necesitan de combustión. Es decir, no emiten ningún tipo de sustancias contaminantes a la atmósfera y no contribuyen al cambio climático y al efecto invernadero.

Usando paneles solares se terminaría el problema del almacenamiento de residuos. Los combustibles fósiles tardan años en desaparecer, en llenar a rebosar los vertederos y en contaminar el aire, la tierra y el agua. Esto por no hablar del almacenamiento de los residuos resultantes de la energía nuclear.

Contribuyen a la autosuficiencia. Los paneles solares permitirían, por ejemplo, el acceso a la electricidad en las zonas menos favorecidas, a donde ni siquiera llega el tendido eléctrico.

Estos paneles pueden instalarse en gran escala para producir energía en grandes cantidades, o en forma de pequeñas instalaciones caseras para servir

de energía de apoyo. También pueden servir para reducir el gasto público en alumbrado por medio de las farolas solares, por ejemplo. Las posibilidades son múltiples.

Por otro lado, los paneles solares son relativamente fáciles de instalar y, además, no necesitan de un mantenimiento laborioso. Cabe decir también que suelen tener una vida útil de unos veinte años.

Se trata de una energía con mucho margen de desarrollo. Su implantación aún es escasa y todavía se pueden realizar muchos avances. En este sentido se trata de un sector, el de las energías renovables, que ofrece cada vez más salidas laborales y que presumiblemente creará aun mucho más empleo en el mediano plazo.

2.2.6 Desventajas de los paneles solares

La principal desventaja de los paneles solares es que la energía solar se entiende como una energía poco implantada y, sobre todo, poco apoyada por las grandes compañías energéticas.

En algunos países, entre los que se puede contar a España, la energía solar no representa ni 0,2% del total de energía que se produce. Además, las tasas e impuestos que gravan este tipo de instalaciones son demasiado elevados para que una persona con ingresos medios se pueda arriesgar a usar la energía solar. Por otra parte, entre las pocas desventajas que se pueden citar una es que los paneles necesitan de una ubicación y posición determinada para funcionar a pleno rendimiento, y no son tan efectivos en zonas en donde haya menos sol.

También, hay que citar que la instalación de placas o paneles solares implica un desembolso inicial bastante elevado. Sin embargo, para uso doméstico está demostrado que estos paneles pueden ser amortizados en un plazo de aproximadamente de siete a diez años, como máximo.

Por último, es cierto que los paneles solares suponen un importante impacto sobre el paisaje, de ahí que se suelen ubicar en zonas prácticamente desiertas (y desérticas), y también por razones de rendimiento obvias. Además, es verdad que estéticamente no resultan muy agradables en un edificio o en una casa de campo, pero si es en favor de la eficiencia energética y del ambiente quizá no sean un inconveniente tan importante.

2.2.7 Tipos de paneles solares

Tipos de paneles en función de los materiales. Existen diferentes tipos de paneles solares en función de los materiales semiconductores y de los métodos de fabricación que se empleen. Los tipos de paneles solares que se pueden encontrar en el mercado son³:

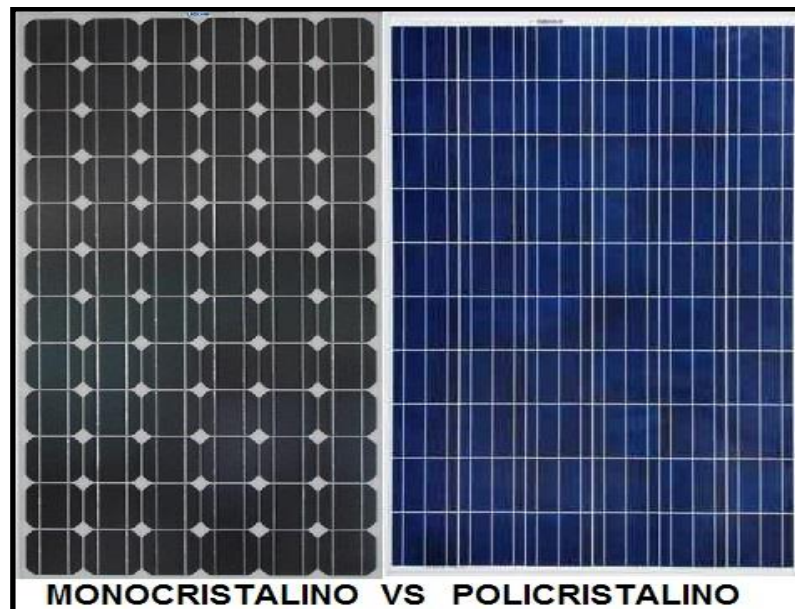
Los de silicio puro monocristalino. Están basados en secciones de una barra de silicio perfectamente cristalizado, en una sola pieza. En el laboratorio se han alcanzado rendimientos máximos de 24,7% para este tipo de paneles, y en los comercializados 16%.

De silicio puro policristalino. Los materiales son semejantes a los del tipo anterior, aunque en este caso el proceso de cristalización del silicio es

³<http://www.sitiosolar.com/los-paneles-solares-fotovoltaicos/>

diferente. Los paneles policristalinos se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales. Son visualmente muy reconocibles por presentar en su superficie un aspecto granulado. Con ellos se obtiene un rendimiento inferior que con los monocristalinos (en laboratorio de 19,8% y en los módulos comerciales de 14%) y su precio también es más bajo.

Figura 12: Panel de silicio puro monocristalino contra panel de silicio puro policristalino, respectivamente



Fuente:<http://energias-renovables-y-limpias.blogspot.com/2013/04/>

Por las características físicas del silicio cristalizado los paneles fabricados siguiendo esta tecnología presentan un grosor considerable. Mediante el empleo del silicio con otra estructura o de otros materiales semiconductores es posible conseguir paneles más finos y funcionales, que permiten incluso, en

algún caso, su adaptación a superficies irregulares. Son los denominados paneles de lámina delgada.

Así, entonces, los tipos de paneles de lámina delgada son:

Silicio amorfo (TFS). Se basan también en el silicio, pero, a diferencia de los dos anteriores, los de este material no siguen aquí estructura cristalina alguna. Paneles de este tipo son habitualmente empleados para pequeños dispositivos electrónicos (calculadoras, relojes), y en pequeños paneles portátiles. Su rendimiento máximo alcanzado en laboratorio ha sido de 13%. El de los módulos comerciales es de 8%.

2.2.8 Componentes de un sistema solar fotovoltaico

Los paneles solares o módulos fotovoltaicos están formados por la interconexión de células solares encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie. Estas son las encargadas de captar la energía procedente del sol en forma de radiación solar y transformarla en energía eléctrica por el efecto fotovoltaico.⁴

Célula fotovoltaica

Al grupo de células fotoeléctricas para energía solar se le conoce como panel fotovoltaico. Los paneles fotovoltaicos consisten en una red de células solares conectadas como circuito en serie, para aumentar la tensión de salida hasta el valor deseado (usualmente se utilizan 12 V ó 24 V), a la vez que se conectan varias redes como circuito paralelo para aumentar la corriente eléctrica que es capaz de proporcionar el dispositivo.

⁴<https://www.sfe-solar.com/suministros-fotovoltaica-aislada-autonoma/manual-calculo/>

Regulador

Se encarga de controlar la carga de las baterías, así como la descarga, y de evitar cargas o descargas excesivas.

De un modo sencillo, un regulador se puede entender como un interruptor, cerrado y conectado en serie entre paneles y batería para el proceso de carga, y abierto cuando la batería está totalmente cargada. Las intensidades máximas de entrada y salida del regulador adecuado para cada aplicación dependerán de la corriente máxima que pueda producir el sistema de generación fotovoltaico para la entrada, y de la corriente máxima de las cargas para la salida. Para tener en cuenta los posibles picos de irradiación o los cambios de temperatura es recomendable que, a la hora de escoger el regulador, sea aquel 15-25% superior a la corriente de cortocircuito que le puede llegar del sistema de generación fotovoltaico (entrada); o bien, de la que puede consumir la carga del sistema (salida). El regulador solar será aquel que soporte la mayor de las dos corrientes calculadas.

Inversores

La corriente eléctrica continua que proporcionan los módulos fotovoltaicos se puede transformar en corriente alterna mediante un aparato electrónico llamado inversor, e inyectarla en la red eléctrica (para venta de energía) o en la red interior (para autoconsumo). Las instalaciones fotovoltaicas tienen un elevado costo y no pueden permitirse fallas e imprudencias en la explotación de estas instalaciones. Por este motivo los inversores deben tener un alto rendimiento y fiabilidad. El rendimiento de los inversores oscila entre 90% y 97%.

Para evitar que el rendimiento disminuya con la variación de la potencia de entrada procedente de los paneles solares, los inversores deben estar equipados con dispositivos electrónicos que permitan un seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles y, a la vez, obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico en cualquier circunstancia de funcionamiento.

Uno de los parámetros importantes que definen a un inversor es el rango de tensiones al cual puede funcionar con mayor rendimiento. Esto es importante, ya que la tensión que suministran los paneles del generador fotovoltaico para entregar la máxima potencia no siempre es la misma, sino que varía con la temperatura. Si esta tensión aumenta o disminuye conforme disminuye o aumenta la temperatura se pueden llegar a tener tensiones a la entrada del inversor superiores o inferiores a la tensión normal de funcionamiento del inversor. En cuanto a la fiabilidad que debe aportar un inversor, debe estar equipado con protecciones que aseguren tanto el buen funcionamiento de la instalación como su seguridad. Algunas de las protecciones que incorporan los inversores son:⁵

Protección contra sobrecargas y cortocircuitos.

Protección contra calentamiento excesivo.

Protección de funcionamiento de modo isla.

Protección del aislamiento.

Se suele combinar la salida de varios microinversores para alimentar la red eléctrica. Los microinversores contrastan con los inversores de cadena convencional o dispositivos de inversión central, que están conectados a

⁵[tps://www.quiminet.com/articulos/que-es-un-sistema-fotovoltaico-2638847.htm](https://www.quiminet.com/articulos/que-es-un-sistema-fotovoltaico-2638847.htm)

múltiples paneles solares. Se debe cambiar el inversor cuando se añada uno o más paneles solares nuevos a la instalación inicial.

Los microinversores tienen varias ventajas sobre los inversores centrales convencionales. La principal ventaja es que cuando se presenta una pequeña cantidad de sombra, escombros o líneas de nieve sobre un mismo panel solar; o si, incluso, ocurre una falla completa de un panel, no se reduce de manera desproporcionada la producción de todo el conjunto. El microinversor que acepta la entrada de CC a partir de dos paneles solares, en lugar de uno, son un desarrollo reciente.

Dan seguimiento al punto de máxima potencia de forma independiente en cada panel conectado. Esto reduce el costo del equipo y convierte los sistemas fotovoltaicos basados en micro-inversores comparables en costo con el uso de los inversores de cadenas.⁶

Medidor bidireccional digital. El medidor bidireccional digital es un componente fundamental para sistemas fotovoltaicos solares con interconexión a la red, ya que con este medidor es posible registrar la energía excedente generada, y que no es consumida en determinado momento del periodo diurno. Los kWh inyectados a la red se toman como un crédito temporal, los cuales se restan del total de su consumo al final del bimestre.⁷

Estructura soporte

Estructuras móviles. El uso de seguidores solares a uno o dos ejes permite aumentar considerablemente la producción solar, en torno a 30% para

⁶David Katz, "[Micro-Inverters and AC Modules](#)"

⁷ <http://www.elephantsolar.com.mx/>

los primeros y en 6% adicional para los segundos, en lugares de elevada radiación directa.

Estructuras fijas. Tienen una orientación e inclinación fija que se calcula a la hora de diseñar la instalación. Esta inclinación y orientación suele ser impuesta por la situación de las instalaciones, como tejados con una determinada inclinación y orientación; o bien, las óptimas para la localización del lugar en donde se va a realizar la instalación solar dependiendo de la latitud.

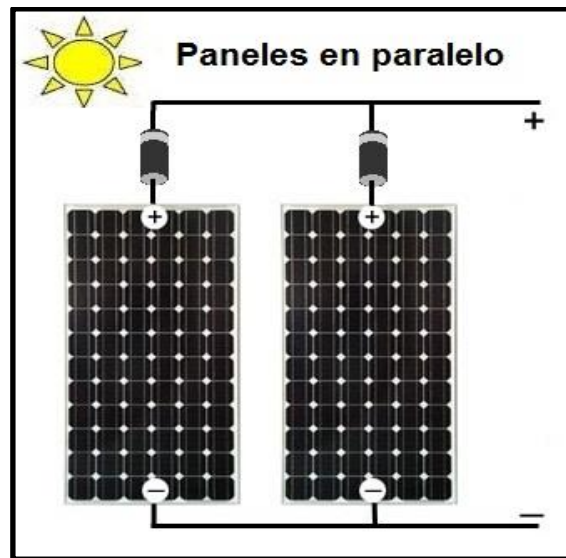
Cableado

Es el elemento que transporta la energía eléctrica desde su generación para su posterior distribución y transporte. Su dimensionamiento viene determinado por el criterio más restrictivo entre la máxima caída de tensión admisible y la intensidad máxima admisible. Para aumentar la potencia de la generación de los paneles solares existen tres tipos de cableado:⁸

Conexión en paralelo. La conexión en paralelo se realiza conectando, por un lado, todos los polos positivos de la placa de la instalación solar, y, por el otro, conectando todos los polos negativos. De esta forma se mantiene el voltaje o tensión (voltios) de las placas solares, mientras que se suma la intensidad (amperios).

⁸ https://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/conexion-paneles-solares-en-serie-en-paralelo_1

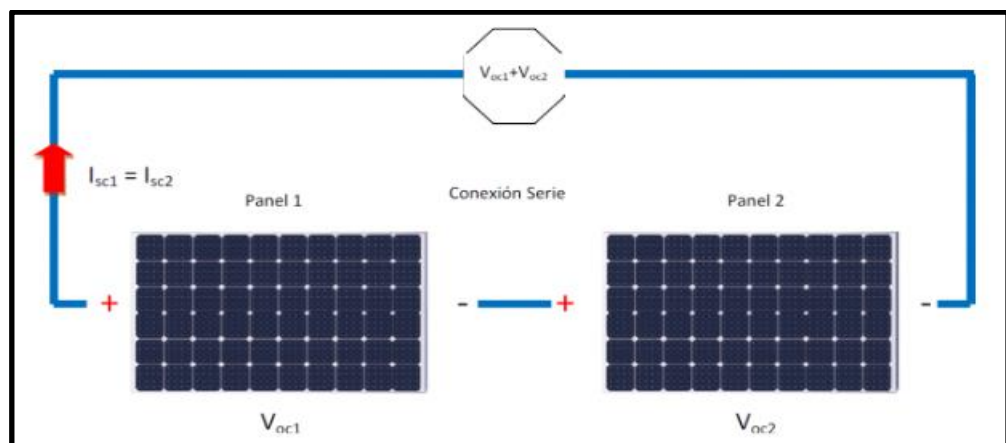
Figura 13: Conexión de paneles solares en paralelo



Fuente: <http://www.mpptsolar.com/es/paneles-solares-paralelo.html>

Conexión en serie. Mediante la conexión en serie se conectan directamente las placas solares entre sí, y se conecta el polo positivo de un panel con el polo negativo del siguiente panel. A diferencia de la conexión en paralelo se mantiene la intensidad y se suma el voltaje.

Figura 14: Conexión de paneles solares en serie

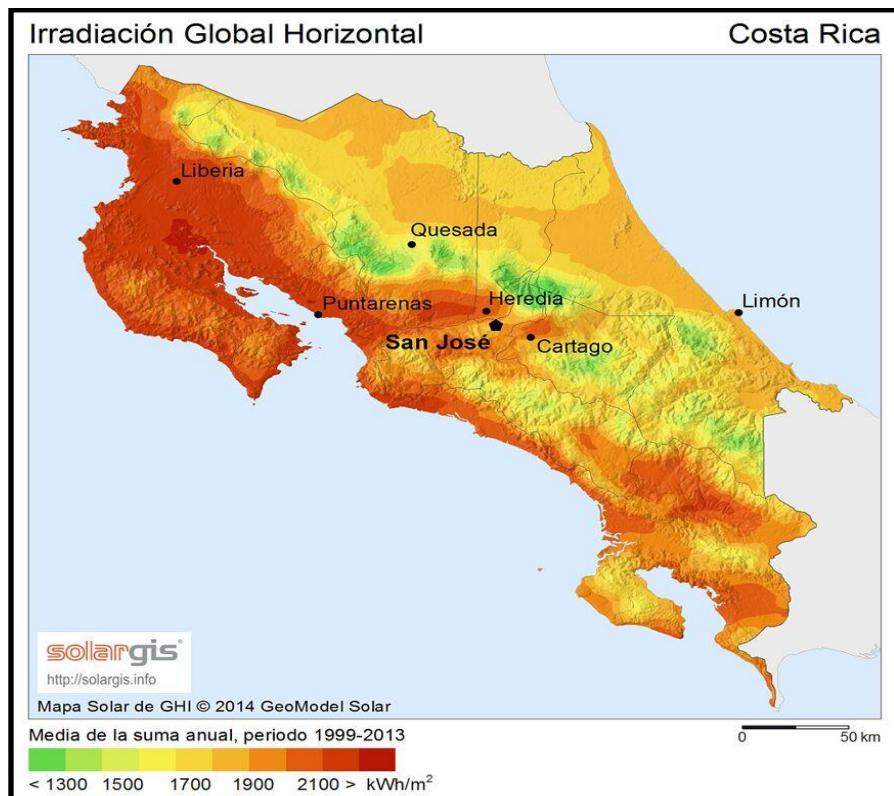


Fuente: <http://instalacionesyeficienciaenergetica.com>

2.3 Radiación solar en Costa Rica

La radiación solar es la energía emitida por el sol. El flujo de radiación recibido por la superficie terrestre es una de las variables más importantes del Planeta. Depende principalmente de factores astronómicos como la traslación de la Tierra alrededor del Sol, la inclinación sobre su eje y la actividad solar; aunque también se ve afectada por factores locales tales como la cobertura nubosa o la absorción energética atmosférica. Es claro que la presencia de elementos topográficos, tales como montañas, lagos o valles, es un factor determinante de la cantidad de radiación que recibe un lugar en cualquier época del año (Brillo solar en Costa Rica).⁹

Figura 15: Irradiación solar global en Costa Rica



Fuente: www.Solargis.com

⁹ <http://solargis.com/about-us/why-solargis/>

2.4 Procedimiento para el cálculo de una instalación fotovoltaica

Cálculo de consumo energético

Ecuación 1: Consumo energético

$$\text{Consumo (KWh)} = \frac{P(\text{W}) * \text{Hd} * \text{N}}{1000}$$

Donde:

P: Potencia real de cada dispositivo

Hd: Horas diarias de uso del dispositivo

N: Número de dispositivos utilizados

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 irradiación solar constante de 1000 W/m².¹⁰

Una hora solar pico equivale a 3,6 MJ/m² o, lo que es lo mismo, 1 kWh/m², tal y como se muestra en la siguiente conversión:

Ecuación 2: conversión de hora solar pico

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

Se utiliza en el dimensionamiento de paneles fotovoltaicos.

¹⁰ https://es.wikipedia.org/wiki/Hora_solar_pico

Número de paneles solares necesarios

Para el cálculo de la cantidad de paneles solares esta se especifica con la siguiente fórmula:

Ecuación 3: Número de paneles solares

$$\mathbf{NP = E / (0.9 * Wp * HSP)}$$

Donde:

Np: Es el número de paneles solares necesarios

E: Es el consumo energético real

Wp: Es la potencia pico del panel

HPS: Son las horas pico solares

También se puede utilizar otra fórmula:

Ecuación 4: Número de paneles solares

$$\mathbf{NP = E / (Pr * Wp * HSP)}$$

Donde:

Np: Es el número de paneles solares necesarios

E: Es el consumo energético real

Wp: Es la potencia pico del panel

HPS: Son las horas pico solar

Pr: Es el rendimiento energético de la instalación, definido como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, en el que se tienen en cuenta las siguientes pérdidas originadas:

Pérdida por dispersión de potencia de los módulos.

Pérdida por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas.

Pérdida por acumulación de suciedad.

Pérdida por sombra.

Pérdida por degradación de los módulos.

Pérdida eléctrica.

Pérdida por reflectancia.

Otra ecuación:

Ecuación 5: Cantidad de paneles solares

$$C_p = \frac{A_r}{P_p}$$

Donde:

C_p= cantidad de paneles

P_p= potencia del panel fotovoltaico

A_r=potencia total del arreglo de paneles

Para la potencia total del arreglo de los paneles se utiliza otra fórmula;

Ecuación 6: Potencial total del arreglo de paneles

$$A_r = \frac{1200 * E_d}{I_d}$$

Donde:

1200= factor compensación de pérdidas

E_d= potencia por cubrir (KWh/día)

I_d= irradiación de la zona diaria (KWh/m²)

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 nuestro 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 7: Ángulo de inclinación máxima en grados

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

Donde:

I_m : Es la inclinación máxima en grados

Φ : Es la latitud del lugar de la instalación.

Cálculo de inversor

Para dimensionar el inversor adecuado se hace necesario calcular la tensión y corriente generada en el punto de máxima potencia de funcionamiento de los paneles solares, y usarlo como dato mínimo para la selección.¹¹

¹¹ <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html#seccion44>

2.5 La energía eólica

Energía eólica es la energía obtenida del viento, o sea, la energía cinética por efecto de las corrientes de aire, y que es transformada en otras formas útiles para las actividades humanas.¹²

En la actualidad la energía eólica es utilizada principalmente para producir energía eléctrica mediante aerogeneradores. A finales del año 2007 la capacidad mundial de los generadores eólicos fue de 94.1 gigavatios¹. Es así como la energía eólica genera alrededor de 1% del consumo de electricidad mundial, y representa alrededor de 19% de la producción eléctrica en Dinamarca, 9% en España y Portugal, y 6% en Alemania e Irlanda (datos del año 2007)

2.5.1 ¿Cómo se produce y se obtiene la energía eólica?

La energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan de áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión, con velocidades proporcionales al gradiente de presión.

Para poder aprovechar la energía eólica es importante conocer las variaciones diurnas, nocturnas y estacionales de los vientos; la variación de la velocidad del viento con la altura sobre el suelo, la entidad de las ráfagas en espacios de tiempo breves, y los valores máximos ocurridos en series históricas de datos con una duración mínima de veinte años. Es también importante

¹² Allievi del corso di Meccanica, coordinati dal Professore A. Gatto (Anno Scolastico 2003/04)

conocer la velocidad máxima del viento. Para poder utilizar la energía del viento es necesario que este alcance una velocidad mínima de 12 km/h, y que no supere los 65 km/h.

La energía del viento es utilizada mediante el uso de máquinas eólicas (o aeromotores) capaces de transformar la energía eólica en energía mecánica de rotación utilizable, tanto para accionar directamente las máquinas operatrices, como para la producción de energía eléctrica.

En este último caso el sistema de conversión (que comprende un generador eléctrico con sus sistemas de control y de conexión a la red) es conocido como aerogenerador.

2.5.2 Generadores eólicos

En general, hay cuatro escalas de aplicaciones de la energía eólica con fines de generación eléctrica, los cuales se detallan a continuación:

Sistemas eólicos en gran escala conectados a la red eléctrica, también denominados parques eólicos, con potencias superiores a 1 MW.

Sistemas medianos utilizados para abastecer pequeños poblados que requieren sistemas de respaldo por medio de generadores de diesel, con potencias superiores a 100 kW e inferiores a 1 MW.

Sistemas pequeños utilizados para abastecer a pequeñas comunidades. Constan de una turbina eólica, un generador de diesel de respaldo y un banco de baterías, con potencias superiores a 1 kW e inferiores a 100 kW.

Sistemas individuales por vivienda, que constan básicamente de una turbina eólica y baterías para el almacenamiento de energía. Potencias

inferiores a 1kW. Las turbinas eólicas cada año cuestan menos por unidad de energía instalada. La unidad de energía eólica de sistemas de gran escala en lugares con vientos adecuados puede ser más barata que el recurso energético hídrico. Por otro lado, estos sistemas, en cualquier escala, permiten tener acceso a la energía en distintos lugares; hay años de sequía, pero no hay años sin viento.

2.5.3 La velocidad del viento

El rotor toma la energía proveniente del viento. La cantidad de energía transferida al rotor dependerá de la velocidad del viento, de la densidad del aire y del área de barrido de las palas.¹³

A sí, entonces, la energía cinética del viento dependerá de la densidad del aire y este, a su vez, de la cantidad de humedad que exista en el medio. Habrá también mayor energía capturada en cuanto mayor sea el área de barrido del rotor.

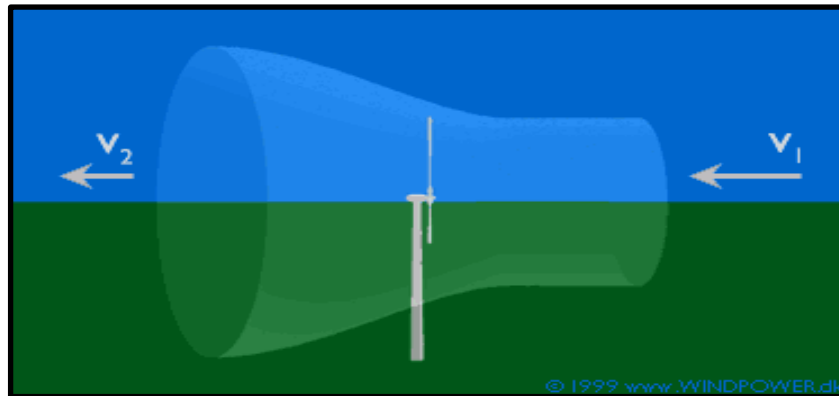
La velocidad del viento es factor determinante en el buen funcionamiento del aerogenerador. A mayor velocidad mayor energía se obtiene. Para mayores velocidades se puede recurrir a los efectos aceleradores túnel y colina.

El buje está acoplado al eje de baja velocidad y este al multiplicador, que se encarga de aumentar la velocidad por un mecanismo de engranaje. El eje de alta velocidad está acoplado al generador, que finalmente se encarga de transformar la energía mecánica en energía eléctrica. Esto desde el principio en que un alambre en movimiento en presencia de un campo magnético tiene un

¹³ <http://www.windpower.org/>

voltaje inducido en él. Pero el rotor no toma toda la energía del viento. Resulta que incluso el viento se desvía antes de llegar al rotor o, más bien, en el área de barrido; así que nunca se podrá capturar toda esa energía.

Figura 16: Las velocidades del viento por medio del rotor



Fuente: www.windpower.org

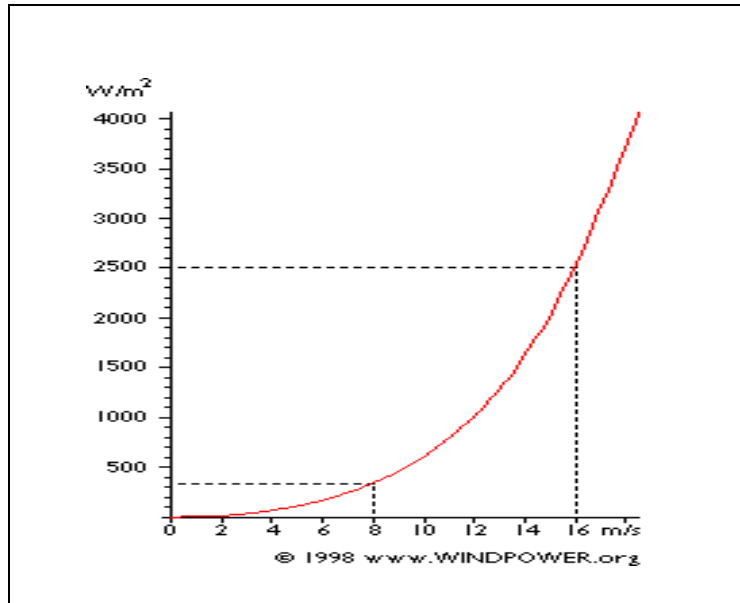
El rotor captura la energía cinética del viento para convertirla en energía de rotación. En este momento el viento se ve frenado por el rotor. Del otro lado, entonces, se tendrá menor velocidad del viento; pero, además de eso, el volumen de aire que entra por el área barrida por el rotor debe ser igual al que sale, para que esto se cumpla, ya que la velocidad del viento en esta parte es menor y el área de flujo de salida es mayor. Este cambio de tamaño en la sección transversal del flujo de aire crea lo que se conoce en este ámbito como tubo de corriente, y puede apreciarse bien en la figura anterior.

2.5.4 La potencia del viento

La velocidad del viento es de suma importancia para la cantidad de energía que se desea transformar en electricidad.

La cantidad de energía que posee el viento varía con la tercera potencia de su velocidad media.

Figura 17: La potencia del viento



Fuente: www.windpower.org

Si la velocidad del viento se duplica la cantidad de energía que contenga será $2^3 = 8$ veces mayor.

El gráfico muestra que con una velocidad del viento de 8 metros por segundo se obtiene una potencia (cantidad de energía por segundo) de 314 W por cada metro cuadrado expuesto al viento (viento que incide perpendicularmente en el área barrida por el rotor). A 16 m/s se obtendrá una potencia ocho veces mayor, esto es, de 2.509 W/m^2 .

La potencia del viento es la que se obtiene de la siguiente ecuación:

Ecuación 8: Potencia del viento

$$P = 1/2 \rho v^3$$

Donde:

P = potencia del viento medida en vatios (W).

ρ = densidad del aire seco = 1.225 medida en kilogramos por metro cúbico, a la presión atmosférica promedio del nivel del mar y a 15° C (Kg. /m³)

v = velocidad del viento medida en metros por segundo (m/s).

La potencia del viento que pasa perpendicularmente por un área circular:

Ecuación 9: Potencia del viento en un área circular

$$P=1/2.\rho v^3\pi r^2$$

P=potencia del viento medida en vatios (W).

ρ = densidad del aire seco = 1.225 medida en kilogramos por metro cúbico, a la presión atmosférica promedio del nivel del mar y a 15° C (Kg. /m³).

v = velocidad del viento medida en metros por segundo (m/s).

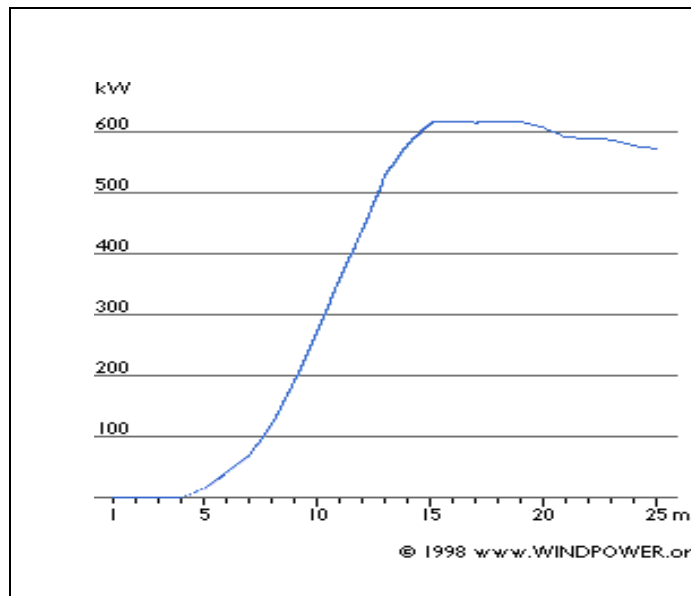
π = 3.1415926535...

r = radio del rotor medido en metros (m).

2.5.5 Curva de potencia de un aerogenerador

Esta curva indica cuál es la potencia eléctrica que producirá un aerogenerador a diferentes velocidades de viento. Observe el siguiente ejemplo.

Figura 18: Ejemplo de curva de potencia de un aerogenerador de 600KW



Fuente: www.windpower.org

Las curvas de potencia se obtienen a partir de medidas realizadas en campo, en donde se sitúa un anemómetro sobre un mástil relativamente cerca del aerogenerador (no sobre el mismo aerogenerador ni demasiado cerca de él, pues el rotor del aerogenerador puede crear turbulencia y hacer que la medida de la velocidad del viento sea poco fiable).

En realidad, en el gráfico puede verse una nube de puntos esparcidos alrededor de la línea azul, y no una curva bien definida.

El motivo es que en la práctica la velocidad del viento siempre fluctúa, y no se puede medir exactamente la columna de viento que pasa a través del rotor del aerogenerador.

Así, pues, en la práctica se debe tomar un promedio de las diferentes medidas para cada velocidad del viento, y elaborar el gráfico con esos promedios.

Además, es difícil obtener medidas exactas de la propia velocidad del viento. Si se tiene 3% de error en las mediciones de la velocidad del viento entonces la energía del viento puede ser 9% superior o inferior (recuerde que el contenido energético varía con la tercera potencia de la velocidad del viento).

En consecuencia, pueden existir errores hasta de $\pm 10\%$, incluso en curvas certificadas.

Recuérdese que el contenido de energía varía fuertemente con la velocidad del viento, tal como se vio en la sección sobre la energía en el viento. Por lo tanto, es muy importante la forma en que se ha llegado a ese promedio, es decir, saber si los vientos varían mucho o si soplan a una velocidad relativamente constante.

También puede recordarse el ejemplo en la sección sobre la función de densidad de potencia, en que la mayor parte de energía eólica está disponible a las velocidades del viento, que son del doble de la velocidad del viento más frecuente en dicho emplazamiento.

Finalmente, debe tenerse en cuenta el hecho de que la turbina puede no estar girando a la temperatura y presión de aire estándar, y, consecuentemente, hacer correcciones de los cambios en la densidad del aire.

2.6 Instalaciones híbridas

En muchas ocasiones el dimensionado de la instalación fotovoltaica por si sola se encuentra por debajo del margen de seguridad que garantiza la cobertura del suministro eléctrico todo el año, ya sea por motivos económicos o porque se dispone de otra fuente de generación eléctrica que completará la

generada por la instalación. Incluso, aunque el dimensionado sea el correcto se pueden producir puntas de consumo muy por encima delo habitual, o simplemente tener periodos anormalmente largos de tiempo nublado y que por diferentes necesidades se deba garantizar en cualquier situación.

Por tanto, en estos casos se recomienda disponer de algún sistema de generación auxiliar que permita hacer frente con seguridad a las circunstancias mencionadas, para garantizar así un estado de carga aceptable en los acumuladores y una prolongación de su vida útil. Estos sistemas son una combinación entre un sistema fotovoltaico y otra fuente de suministro de energía eléctrica complementaria que no se trate de la red eléctrica, como son los generadores de diesel o eólicos, los cuales son pequeñas plantas hidroeléctricas y, en general, cualquier otro tipo de fuente energética.¹⁴

2.6.1 Paneles solares y aerogeneradores (sistema híbrido)

Son los encargados de transformar la energía del sol y del viento en energía eléctrica. La orientación ideal de los paneles es hacia el sur geográfico y con una inclinación equivalente a la latitud del lugar en donde se vaya a realizar la instalación.¹⁵

¹⁴<http://www.evwind.com/2013/instalacion-del-sistema-hibridodeeolicayenergiasolar/>

¹⁵ <http://www.solaryeolica.com.ar/solaryeolica/contents/es/p711.html>

Ventajas de los sistemas híbridos

La principal ventaja de un sistema híbrido es la posibilidad del aprovechamiento conjunto y optimizado de los recursos locales disponibles, en el que se pueden garantizar altos niveles de calidad, confiabilidad y rendimiento. Con reducción de costos en la instalación y operación del sistema, los sistemas híbridos representan actualmente una solución viable para las exigencias de energía eléctrica en áreas aisladas o no electrificadas. En el pasado, de hecho, se utilizaban solo generadores de diesel, que en la modalidad operativa de baja carga muestran una eficiencia reducida en el funcionamiento, altos costos de mantenimiento y un breve tiempo de vida de la instalación. Los sistemas híbridos permiten reducir esos problemas y aprovechar los recursos renovables existentes en el territorio, lo que constituye con una opción viable y favorable ambiental y socialmente.

2.7 Autoconsumo fotovoltaico

El autoconsumo fotovoltaico se refiere a la producción individual de electricidad para el propio consumo por medio de paneles solares fotovoltaicos.¹⁶

Gracias a los avances tecnológicos, la sofisticación y la economía de escala el costo de la energía solar fotovoltaica se ha reducido de forma constante, desde que se fabricaron las primeras células solares comerciales y desde que su costo medio de generación eléctrica es competitivo con las

¹⁶ https://es.wikipedia.org/wiki/Autoconsumo_fotovoltaico#Sistemas_de_conexi.C3.B3n_a_red

fuentes de energía convencionales, en un creciente número de regiones geográficas y hasta alcanzar la red. El costo de la electricidad solar ha disminuido lo suficiente como para alcanzar el momento en el que se realizan instalaciones, aunque esto no se incentive.

2.8 Autoconsumo eléctrico con balance neto

La modalidad de suministro eléctrico con balance neto es un sistema de compensación de saldos de energía de manera instantánea o diferida que permite a los consumidores producirla individualmente para su propio consumo, de manera que compatibilizan su curva de producción con su curva de demanda.

Es decir, el procedimiento permite verter en la red eléctrica el exceso producido por un sistema de autoconsumo, con la finalidad de poder hacer uso de ese exceso en otro momento. De esta forma, la compañía eléctrica que proporcione la electricidad cuando la demanda sea superior a la producción del sistema de autoconsumo descontará, del consumo de la red de la factura, los excesos vertidos en ella.

Este sistema permite hacer uso de la electricidad producida en exceso, por ejemplo, en vacaciones, por un sistema de autoconsumo.

2.9 Libre acceso a la red de distribución nacional

El artículo 123 de la Norma Técnica POASEN actualmente propone:¹⁷

“El acceso a la red de distribución nacional, para efectos de interconectar y operar micro o mini generadores para autoconsumo a partir de fuentes de energía renovable es libre para cualquier abonado o usuario, siempre y cuando la red de distribución cuente con las condiciones técnicas para tal efecto y el interesado cumpla con las condiciones técnicas, comerciales y requisitos establecidos en esta norma, que, con fundamento en ella, establezcan las empresas distribuidoras. Además, deberá contar con la concesión respectiva de conformidad con la legislación vigente.”

Se solicita aclarar en el texto del artículo que la concesión de servicio público se necesita únicamente para la medición neta compleja, pues actualmente el texto es omiso y se podría interpretar que para la medición neta sencilla también se requiere concesión. Ello no es necesario de conformidad con la legislación vigente, pues con la medición neta sencilla no hay venta ni reconocimiento económico de energía, por cuanto no se configura el servicio de generación de energía regulado en el artículo 5 de la Ley N.º 7543.

¹⁷<http://www.acesolar.org/>

Para el caso se propone el siguiente texto:

“El acceso a la red de distribución nacional, para efectos de interconectar y operar micro o mini generadores para autoconsumo, a partir de fuentes de energía renovable, es libre para cualquier abonado o usuario, siempre y cuando la red de distribución cuente con las condiciones técnicas para tal efecto y el interesado cumpla con las condiciones técnicas y comerciales y con los requisitos establecidos en esta norma que, con fundamento en ella, establezcan las empresas distribuidoras. Además, para la medición neta compleja se deberá contar con la concesión respectiva de conformidad con la legislación vigente.”

Artículo 131. Modalidades de régimen contractual

Para la conexión y operación de un micro o mini generador en paralelo con la red de distribución que suministre energía a la red de la empresa, se establecen dos modalidades:

Medición neta sencilla, con compensación física de excedentes (intercambio). Página 96 de 108: Cuando el generador “acumula” el excedente mensual de energía producida, si existiese, para utilizarlo en el mes o meses siguientes en el mismo año calendario, tras el cual el excedente no será reconocido por la empresa distribuidora.

Medición neta completa con liquidación anual (venta de excedentes). Cuando el generador “acumula” el excedente mensual de energía producida para utilizarlo en el mes o meses siguientes, y se vende el saldo anual de excedentes a la empresa distribuidora mediante una liquidación el día 1° de

diciembre de cada año. Para tal efecto el periodo de liquidación comprende del 1° de diciembre del año anterior al 30 de noviembre del año de la liquidación.

Artículo 132. Costo del acceso a la red

En ambas modalidades de régimen contractual, tanto en el caso de excedentes de producción como en el caso en cual el consumo iguale a la producción, el generador en pequeña escala deberá cancelar mensualmente a la empresa el costo del acceso a la red de distribución, de acuerdo con el pliego tarifario vigente.

Según se indica en las cláusulas contractuales mínimas, Capítulo XII, ubicado en el artículo 133 de la norma POASEN, se citan los requerimientos mínimos para que se posible conectar un micro o mini generador en paralelo a la red:

Artículo 133. Cláusulas contractuales mínimas

El contrato para la conexión y operación de un micro o mini generador en paralelo con la red de la empresa distribuidora deberá contemplar al menos las cláusulas siguientes:

Definición de la terminología utilizada y la forma como debe interpretarse en el contrato.

Objeto y alcance contractuales incluidas las obligaciones que se impongan a las partes.

Normas jurídicas que forman parte del contrato y rigen para su aplicación y alcances, con mención al menos de la Ley N,° 7593 y sus reformas, los reglamentos y las leyes conexas; así como las normativas técnicas y

económicas emitidas por la Autoridad Regulatoria, específicamente la presente norma.

Régimen contractual elegido por el abonado-usuario de acuerdo con el artículo 131 de esta norma.

Obras y equipos que forman parte de la conexión, así como los límites físicos de propiedad y responsabilidad.

Los aspectos operacionales de la conexión y operación del generador en condiciones normales y de contingencia.

Convenio de responsabilidad y de condiciones técnicas de operación y mantenimiento.

Derechos y condiciones de acceso de personal de la empresa distribuidora a las instalaciones del generador.

Especificaciones de duración, terminación, modificaciones y cancelaciones del contrato.

Cualquier otro aspecto importante que regulen los deberes y derechos de las partes.

Artículo 151. Obligaciones de los generadores en pequeña escala para autoconsumo

Será responsabilidad de los generadores:

Cumplir con las disposiciones técnicas establecidas en esta norma que les competan.

Construir y mantener en buen estado las instalaciones de interconexión.

Operar y mantener sus equipos de acuerdo con los requisitos establecidos en esta norma y con los que las empresas eléctricas establezcan con base en sus disposiciones.

Adquirir y mantener la póliza de responsabilidad civil indicada en el artículo 149 de esta norma.

Permitir a las empresas eléctricas, en forma debidamente coordinada, inspeccionar las instalaciones y los equipos del generador en aras de la seguridad operativa y del resguardo de la calidad del suministro eléctrico.

Artículo 156. Precios para la compensación de excedentes

El precio aplicable para la compensación económica de los excedentes de producción, en el régimen contractual “Medición neta completa, con liquidación anual”, será el correspondiente al precio y estructura tarifaria que establezca la Autoridad Reguladora oportunamente.

Artículo 157. Facturación, modalidad contractual y “Medición Neta Sencilla”

Para el caso de los generadores bajo la modalidad contractual de “Medición Neta Sencilla”, en la facturación mensual, de existir un excedente de producción con respecto al consumo (consumo neto menor a cero) la empresa eléctrica deberá indicarlo en la facturación (kWh excedentes), a efectos de compensar al generador por dicho excedente en las facturaciones subsiguientes y facturar el costo de acceso indicado en el artículo 132 de esta norma. El cierre para la liquidación de excedentes se hará en la facturación correspondiente al mes de diciembre de cada año.

En el caso de una igualdad entre el consumo y la producción (consumo neto igual a cero), la empresa eléctrica deberá facturar al generador el monto correspondiente al costo de acceso, indicado en el artículo 132 de esta norma.

Artículo 158. Facturación, modalidad contractual “Medición Neta Completa”

En la modalidad contractual “Medición Neta Completa”, en la facturación mensual, de existir un excedente de producción con respecto al consumo (consumo neto menor a cero), la empresa deberá indicarlo en la facturación y acumular el exceso de producción a efecto de descontar dicha energía en el mes o meses siguientes.

En cada mes la empresa deberá descontar del consumo del interesado la energía acumulada del mes o meses anteriores, y cobrar al generador el costo de acceso indicado en el artículo 132 de esta norma; independientemente de que el consumo neto del mes facturado sea cero, o que exista un consumo neto menor a cero o un consumo neto mayor a cero que pueda compensarse del excedente de producción acumulado de meses anteriores.

Artículo 159. Liquidación anual

Para la modalidad contractual “Medición Neta Completa”, en la facturación del mes de diciembre la empresa eléctrica deberá compensar económicamente al generador los posibles excedentes de energía acumulados a la fecha aplicándoles el precio de la energía correspondiente a la estructura tarifaria vigente en el momento en que esos excedentes se produjeron.

2.10 Aspectos financieros

Es importante conocer algunos conceptos básicos en cuanto a la parte financiera cuando se desea incursionar en algún proyecto, más que todo determinar si es rentable económicamente. De este proyecto se explican dos conceptos muy importantes de tomar en cuenta.

2.10.1 Valor actual neto

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 por 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.¹⁸

¹⁸LÓPEZ DUMRAUF, G. (2006), *Cálculo Financiero Aplicado, un enfoque profesional*, 2a edición, Editorial La Ley, Buenos Aires.

La fórmula que permite calcular el valor actual neto es:

Ecuación 10: Valor actual neto (VAN)

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

Donde:

Vt: Representa los flujos de caja en cada periodo t.

Io: 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.

Cuadro2: 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: www.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 u 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:

Si el VAN de un proyecto es positivo, el proyecto crea valor.

Si el VAN de un proyecto es negativo, el proyecto destruye valor.

Si el VAN de un proyecto es cero, el proyecto no crea ni destruye valor.

2.10.2 Tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR)

De una inversión la tasa interna de retorno 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 11: Tasa interna de retorno (TIR)

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

Es la tasa de interés para la cual los ingresos totales actualizados es igual a los costos totales actualizados:

Ecuación 12: Tasa interés de ingresos totales igual a los costos totales

$$ITAc = CTAc$$

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.

Es la tasa de interés compuesto al que permanecen invertidas las cantidades no retiradas del proyecto de inversión.

2.10.2.1 Uso general de la TIR

Y como ya se ha comentado anteriormente, 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 $TIR \leq r \rightarrow$ se rechazará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.

2.10.2.2 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 $TIR > r \rightarrow$ 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 III Marco metodológico

La presente investigación se considera que es descriptiva, cuantitativa y deductiva.

En el presente proyecto se evalúa la posibilidad de implementar la generación distribuida mediante el uso de energías renovables como la energía solar y la eólica, en una institución de educación superior ubicada en el barrio Aranjuez, San José. Para ello se hacen los respectivos análisis de variables técnicas y de regulación.

Las investigaciones de tipo descriptivo tienen como objetivo llegar a conocer las situaciones, costumbres y actitudes predominantes por medio de la descripción exacta de las actividades, objetos, procesos y personas. Su meta no se limita a la recolección de datos, sino que se hacen la predicción e identificación de las relaciones que existen entre dos o más variables. Los investigadores no son meros tabuladores, sino que recogen los datos sobre la base de una hipótesis o teoría, exponen y resumen la información de manera cuidadosa y luego analizan minuciosamente los resultados, a fin de extraer generalizaciones significativas que contribuyan al conocimiento. Por presentare aquí todo esto es que se considera de tipo descriptivo.

Expresión de los datos

Los datos descriptivos se expresan en términos cualitativos y cuantitativos. Se pueden utilizar uno de ellos o ambos a la vez.

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

poseen un limitado grado de precisión, porque 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, por lo cual la tesina cuenta con ciertos rasgos cualitativos, debido a que se hace uso de fuentes bibliográficas para describir la situación actual relacionada con el tema en cuestión y de fichas técnicas de tecnologías por valorar. El enfoque cualitativo se caracteriza por generar nuevas teorías y por utilizar la observación, el video, grabaciones, bibliografías, como técnicas de recolección de datos.

Por otra parte, el enfoque cuantitativo hace uso de técnicas de contar, medir, de razonamiento abstracto, destinadas a la comprobación de teorías mediante estudios de muestreo representativos y por la aplicación de medidas objetivas mediante el uso de instrumentos, para así obtener datos fiables y repetibles. Como es sabido, con este documento se pretende determinar, si es posible, abastecer o lograr un ahorro energético en la institución de educación superior con generación distribuida, mediante energías renovables, por medio de la realización de diversos cálculos y diseños, lo cual lo convierte en cuantitativo.

Al mismo tiempo la investigación se considera de tipo deductivo debido a que este tipo de enfoque va de lo más general a lo más específico y permite comprobar una teoría a partir de la generación de datos, tal y como sucede en el presente estudio.

En cuanto al procedimiento metodológico, la investigación se desarrollará en cinco etapas, las cuales buscan el cumplimiento de los objetivos planteados,

que corresponden a la puesta en acción de actividades, haciendo uso de distintas herramientas.

3.1 Etapa I: Planteamiento del problema

En esta parte se definieron el problema, los objetivos, el alcance y las limitaciones de la labor investigativa. Se hizo uso de fuentes tanto primarias como secundarias.

3.2 Etapa II: Investigación

Se realizó una búsqueda de información bibliográfica sobre generación distribuida y tecnologías de generación de electricidad, tanto convencional como alterna; además de que se estudió la normativa legal vigente en el país que corresponde al tema. Se hizo uso de fuentes secundarias, únicamente.

3.3 Etapa III. Desarrollo

Se plantearon los dos posibles diseños por escoger, dependiendo de su funcionalidad técnica y económica. Se establecieron los gastos de consumo eléctrico en el año 2016-2017, para tener una diferencia entre la generación de los sistemas contra esta facturación. 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.

En esta etapa se utilizaron fórmulas y métodos ya conocidos. Se valoraron la incidencia de la radiación solar y las velocidades medias del viento en la zona.

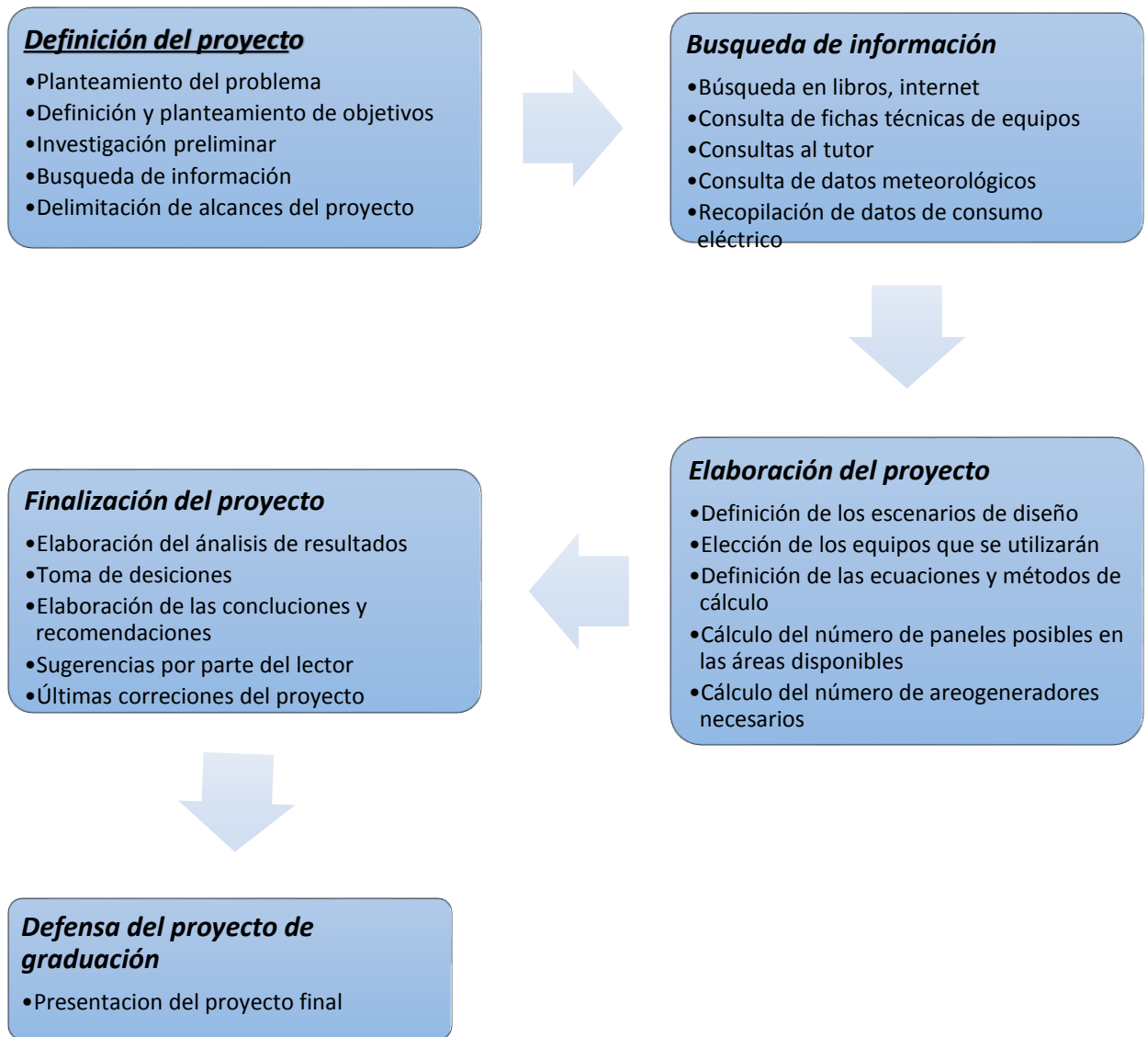
Para el cálculo de la inversión se pidió cotizara diferentes empresas en el país, para obtener el tiempo de retorno de la inversión.

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

3.4 Etapa IV: Conclusión

Al finalizar todas las fases explicadas se procedió a emitir las conclusiones del trabajo ya efectuar las correspondientes recomendaciones.

Figura 19: Diagrama de flujo del marco metodológico



Fuente: Elaboración propia

CAPÍTULO IV Desarrollo

4.1 Diseño del sistema mixto fotovoltaico y eólico

Para diseñar el sistema mixto fotovoltaico y eólico se empleará un sistema conectado a la red, con el que se busca que el sistema cubra el total de la carga anual demandada (100%).

Lo dicho anteriormente correspondería al caso de diseño número uno, pero para efectos de este estudio se realizará al menos otro caso más. En el segundo planteamiento de diseño se hará la estimación de módulos fotovoltaicos que pueden alcanzar en el área disponible que se mostró en el diagnóstico, al igual que en el caso número uno, pero con la diferencia de que no se contemplará la producción de los aerogeneradores; esto con el fin de poder comparar ambos diseños.

Por otra parte, se determinará cuál de los dos casos es el más adecuado técnico y económicamente para la institución para la que se realiza el estudio.

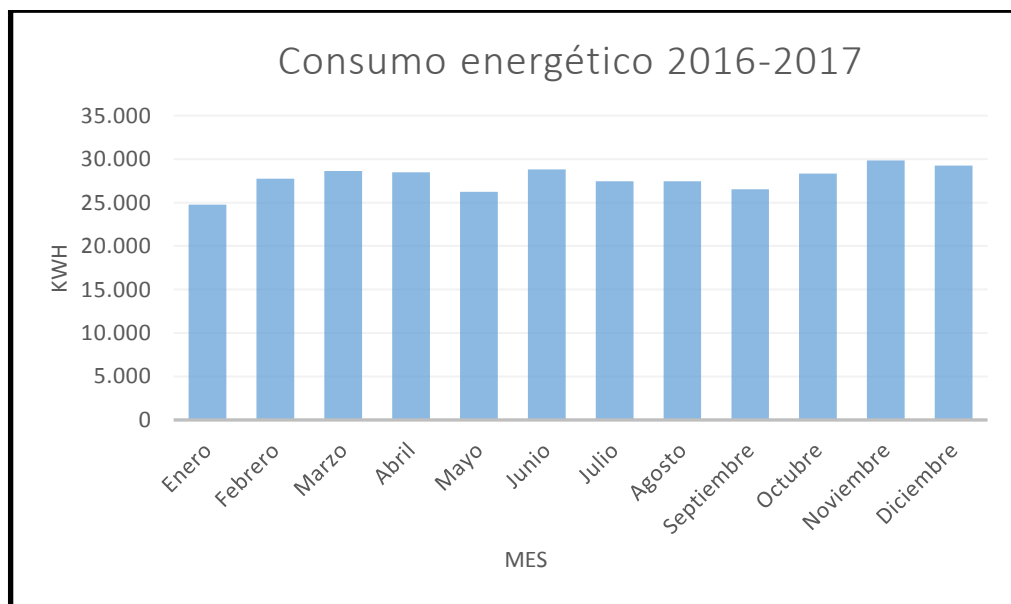
4.2 Consumo eléctrico

Cuadro 3: Consumo de electricidad del 2017-2016

Consumo energético, periodo 2016-2017		
Mes	Días	Consumo eléctrico mensual (KWh/mes)
Enero	31	24.750
Febrero	28	27.750
Marzo	31	28.650
Abril	30	28.500
Mayo	31	26.250
Junio	30	28.800
Julio	31	27.450
Agosto	31	27.450
Septiembre	30	26.550
Octubre	31	28.350
Noviembre	30	29.850
Diciembre	31	29.250
Anual		333.600

Fuente: Cuadro uno

Figura 20: Gráfico de consumo de energía en el periodo 2016-2017



Fuente: Elaboración propia

El cuadro número 3, adjuntado anteriormente, sirve como dato para calcular la cantidad necesaria de paneles solares y de aerogeneradores para este proyecto, debido a que nos refleja el consumo eléctrico de cada mes de año que se presenta en la institución donde se realiza el estudio; por lo tanto, lo primero que se va a realizar es la estimación de la cantidad posible de paneles solares que se puedan instalar en las áreas disponibles, para determinar la energía eléctrica que ese arreglo pueda proveer.

4.3 Las fuentes renovables

Es necesario conocer cuáles son las condiciones del viento y la radiación solar en la zona en donde se encuentra la institución de educación superior. Es importante conocer datos estadísticos para identificar si realmente ahí existen condiciones apropiadas para la instalación del sistema híbrido.

4.3.1 Estimación del promedio mensual de energía solar

Cuadro 4: Radiación solar, barrio Aranjuez

Radiación solar en barrio Aranjuez, periodo de 1999 a 2016		
Mes	Radiación (MJ/m ²)	Horas solar pico (HSP)
Enero	13,2	3,67
Febrero	15,6	4,33
Marzo	17,6	4,89
Abril	17,1	4,75
Mayo	13,5	3,75
Junio	11,6	3,22
Julio	11,5	3,19
Agosto	12,5	3,47
Septiembre	12,3	3,42
Octubre	11,2	3,11
Noviembre	9,6	2,67
Diciembre	10,8	3
Promedio anual	13	3,63

Fuente: Instituto Meteorológico Nacional (IMN)

Los resultados presentados corresponden a información recopilada por el Instituto Meteorológico Nacional ubicado en el barrio Aranjuez (ver el anexo 1 en la sección de anexos). Estos datos estadísticos se tomarán de las condiciones del clima para el dimensionamiento de los sistemas.

En el cuadro anterior, columna tres, se pueden observar las horas solares pico de cada mes. Estos resultados salen a partir de los datos de radiación solar facilitados por el IMN. Por ejemplo, el mes de enero tiene una radiación solar de 13,2 megajulios por cada metro cuadrado de área. Para convertir este dato a horas solar pico es necesario recurrir a un factor de conversión cuya

explicación se especifica en el marco teórico. Estos 13,2 MJ/m² se dividen entre 3,6 MJ/m² que es el equivalente a una hora pico de sol.

$$13,2 \frac{\text{MJ}}{\text{m}^2} \times \frac{1 \text{ HSP}}{3,6 \frac{\text{MJ}}{\text{m}^2}} = 3,67 \text{ hsp}$$

Los 3,67 hsp corresponden a las horas solares pico diarias durante el mes de enero. Para los cálculos del número de paneles se va a utilizar la tabla anterior, en la que se establecen las horas pico de cada mes como se había dicho anteriormente.

El estudio del sistema fotovoltaico se va a realizar con el promedio anual de radiación solar, para que los módulos entreguen un promedio de energía en los meses con menores y mayores horas pico de sol. En el sector en donde se va a realizar el proyecto el promedio anual de horas sol pico es de 3,66 horas. Este es el dato que se va a utilizar para obtener la cantidad óptima de paneles solares.

4.3.2 Estimación de la velocidad del viento

Respecto de la velocidad del viento se tomará el promedio de las lecturas de cada mes del año para realizar la estimación mensual de energía generada. Estos datos son suministrados igualmente por el Instituto Meteorológico Nacional (IMN), dueño de la torre de medición del viento en la que, según el IMN, el punto de medición se encuentra aproximadamente a 22m de altura, altura de medición muy semejante a la que se planea escoger para colocar las turbinas eólicas.

A continuación, se detallan los datos obtenidos en el Instituto Meteorológico Nacional.

Cuadro 5: Velocidad media del viento, barrio Aranjuez

Velocidad media del viento en barrio Aranjuez, periodo de 1999 a 2016		
Mes	Velocidad media del viento (Km/h)	Velocidad media del viento (m/s)
Enero	13,7	3,81
Febrero	13,9	3,86
Marzo	13,3	3,69
Abril	11,9	3,30
Mayo	8,7	2,42
Junio	7,8	2,17
Julio	9	2,5
Agosto	8,1	2,25
Septiembre	6,8	1,89
Octubre	6,9	1,92
Noviembre	9,6	2,67
Diciembre	11,9	3,31
Promedio anual	10,1	2,73

Fuente: Instituto Meteorológico Nacional (IMN)

4.4 Zona de instalación de los sistemas eólicos y fotovoltaicos

Como se especificó en el diagnóstico del proyecto, la instalación se hará en una zona que se encuentra desocupada y que al mismo tiempo beneficia las fuentes renovables por captar por los sistemas de transformación de energía. El área disponible para los módulos fotovoltaicos es la zona del tejado del edificio principal, zona uno, y el edificio anexo, zona dos, y que, además de esto, es una zona de parqueo bajo techo. En el perímetro del edificio principal se planea colocar las turbinas eólicas posibles. Un punto muy importante es que en esa zona hay vigas de concreto que posibilitan esa instalación.

4.5 Selección de la turbina eólica

En este apartado se determinará cuál será el aerogenerador que se utilizará para efectos de este estudio. A continuación se presenta un cuadro comparativo de una turbina eólica de eje horizontal modelo Wind plus 25.3 + con otra de eje vertical modelo Kliux Zebra. Estos datos técnicos provienen de los fabricantes de las turbinas eólicas ya antes mencionadas. Las fichas técnicas de ambos aerogeneradores se pueden observar en la sección de anexos, el 3 y el 4, respectivamente.

Cuadro 6: Turbina eólica de eje horizontal contra turbina eólica de eje vertical

Wind plus contra Kliux Zebra		
Artículo	Wind Plus 25.3+ (Eje Horizontal)	Kliux Zebra (Eje Vertical)
Potencia nominal	5000 W	1800 W
De la velocidad del viento		
Velocidad de arranque	3m/s	3m/s
Velocidad para potencia nominal	12 m/s	11m/s
Rango de funcionamiento	2-30 m/s	No especificado
Máxima velocidad del viento	60m/s	No especificada
Características físicas		
Peso total del aerogenerador	165 Kg	726 Kg
Altura total del aerogenerador	5,35m	9,93m
Características de producción anual a diferentes velocidades medias del viento		
2 m/s	500 KWh/año	No especificada
4 m/s	5.000 KWh/año	736 KWh/año
6 m/s	10.000 KWh/año	2.616 KWh/año
8 m/s	19.000 KWh/año	4.793 KWh/año
12 m/s	25.000 KWh/año	6.892 KWh/año

Fuente: Bornay energies y Kliux energies

Según el cuadro número 6, donde se recopila la información que se considera de mayor importancia, para la toma de decisiones, se opta por utilizar el aerogenerador *Wind plus 25.3+*, ya que si se da una futura instalación el impacto visual y la contaminación sónica se busca que sean los menores posibles. Esto porque van a estar en una zona cercana a las aulas, en donde se imparten lecciones; además de que el área disponible no es la óptima, y no se podrá instalar la turbina Kliux Zebra debido a sus dimensiones, como se pudo apreciar en el cuadro anterior. Por lo que tampoco se podría contemplar una turbina de mayor potencia, debido a que el espacio que requeriría sería aun mayor. También se puede apreciar que la turbina de eje horizontal tiene una producción de electricidad mayor a la de eje vertical, a pesar de que el tamaño del aerogenerador de eje horizontal es menor.

Por estos motivos el estudio se realiza con una turbina eólica de tipo residencial que, además, funciona a bajas velocidades del viento.

4.6 Potencia eléctrica esperada debido a las turbinas eólicas

En la sección de anexos, anexo 2, se adjunta la información técnica de la turbina escogida, que es una turbina de eje horizontal Wind Plus de 5000 W.

Cuadro 7: Datos de potencia producida según la curva de energía

Velocidad media del viento (m/s)	Energía producida anualmente (KWh/año)	Energía producida mensualmente (KWh/mes)
2	500	42
4	5000	417
6	10000	833
8	19000	1.583
12	25000	2.083

Fuente: Elaboración propia

En el cuadro anterior se detalla la energía estimada por el fabricante que puede llegar a producir una turbina eólica Wind plus de 5000W.

El cuadro anterior es obtenido de la curva de energía presente en las fichas técnicas del aerogenerador. En esta curva se puede apreciar la generación eléctrica anual para diferentes velocidades del viento, como se puede analizar en el cuadro número 7, el comportamiento de la generación eléctrica es directamente proporcional a la velocidad media del viento, a como se había estudiado en el marco teórico de este documento, se observa claramente que a mayor velocidad de viento la energía obtenida crece de manera exponencial. También se calcula la energía de entrega en periodos de meses, esto se da con la conversión de KWh/año a KWh/mes, para cada mes del año. Con estos datos y la información obtenida en el cuadro 5 se puede estimar la energía producida por nuestros aerogeneradores, interpolando entre los valores superiores e inferiores de la energía producida con nuestros datos de velocidades medias del viento para cada mes del año.

Cabe destacar que para el caso del diseño número uno se utilizarán los aerogeneradores necesarios para cubrir la demanda en el edificio principal, que va a variar dependiendo de la cantidad de los módulos fotovoltaicos que se puedan instalar.

Cuadro 8: Energía producida por el aerogenerador

Energía mensual producida por un aerogenerador			
Mes	Días	Velocidad promedio mensual (m/s)	Energía entregada por aerogenerador (KWh/mes)
Enero	31	3,81	381
Febrero	28	3,86	390,1
Marzo	31	3,69	359
Abril	30	3,30	286
Mayo	31	2,42	121
Junio	30	2,17	74
Julio	31	2,5	136
Agosto	31	2,25	89
Septiembre	30	1,89	0
Octubre	31	1,92	0
Noviembre	30	2,67	168
Diciembre	31	2,31	100,13
	Promedio anual	2,73	175,35
		Resultados anuales (KWh/año)	2.104,23

Fuente: Elaboración propia

El cuadro presentado anteriormente se refiere a la interpolación de cada una de las velocidades medias del viento durante cada mes del año.

El mes de mayor generación eólica fue febrero, con 390,1 KWh/mes; esto debido a que esa época del año presenta las mejores condiciones de viento, a diferencia de meses como agosto o septiembre que presentan niveles de generación muy bajos o inclusive nulos.

4.7 Cantidad de paneles solares

Esta cantidad de paneles solares por calcular se realiza como guía para observar el cálculo teórico de los mismos, ya que en este apartado no se va a tomar en cuenta el espacio requerido que vaya a abarcar esta cantidad resultante de paneles solares. Por lo que se adelanta que la cantidad real de módulos fotovoltaicos va a depender directamente del área disponible.

Antes de este cálculo se debe definir la marca del fabricante para obtener los datos técnicos de los paneles fotovoltaicos, ya que se tienen que usar para la estimación del número de paneles solares. Los paneles por utilizar son de la marca Jinko Solar, modelo JKM320PP, la información técnica de este equipo se encuentra adjuntada en la sección de anexos de este documento, específicamente en el anexo número 4, estas fichas son facilitadas por la empresa con la cual se realiza el estudio. Este modelo se utiliza ya que es el panel de mayor potencia con la que trabaja la empresa con la cual se está realizando el estudio

Cabe destacar que la potencia por cubrir son KWh diarios. Entonces, se debe pasar el consumo mensual del mes de noviembre a KWh/día, que es el de mayor gasto energético, como se había dicho anteriormente, que sería de

29.850 KWh/mes, divididos entre 30 días, que son los días del mes de noviembre. Esta división daría como resultado un consumo energético de 995KWh/día.

El siguiente es el cálculo de paneles, en el que se utiliza una de las ecuaciones especificadas en el marco teórico, que es la siguiente:

$$NP = E/(0.9 * Wp * HSP)$$

Donde:

Np: Es el número de paneles solares necesarios

E: Es el consumo energético real

Wp: Es la potencia pico del panel

HPS: Son las horas pico solar

En la ecuación anterior el autor considera un rendimiento energético del 90%, esto se traduce a la eficiencia de los paneles solares fotovoltaico.

$$Np = \frac{995KWh/día}{(0,9 * 320W * 3,63hsp)}$$

$$Np = 952 \text{ paneles solares}$$

Cabe destacar, que este número de módulos fotovoltaicos aún no se ha determinado si es posible su instalación, esto debido a las restricciones de área, se determinará, si es posible de instalar en las áreas disponibles puntos más adelante.

4.8 Cálculo de la potencia esperada por el arreglo de 952 paneles solares

En este punto es de vital importancia la determinación de la cantidad de energía que los paneles solares van a entregar. Según la ecuación utilizada anteriormente se necesitarán 952 paneles. Para obtener la generación eléctrica

de este arreglo, se multiplica esta cantidad de módulos por la potencia nominal de un solo panel, que en este caso es de 320 W. En total son 304.640 W.

Teniendo ya la potencia total que entregan los 952 paneles se puede conocer la cantidad de energía eléctrica que generan. Para obtener este dato se multiplica la potencia total del arreglo de paneles por la irradiación solar del mes que se requiera, y esto por la cantidad de días que tiene ese mes. Este dato va a ser la generación mensual de energía proveniente de los paneles fotovoltaicos. Por ejemplo, en el mes de febrero existe una irradiación diaria de 4,33 hps, y este mes tiene 28 días.

Entonces son $304.640 \text{ W} * 4,33\text{hps} * 28 \text{ días} = 36.935 \text{ KWh/mes}$. Este procedimiento se repite para cada uno de los meses del año.

El objetivo de este procedimiento es obtener la generación anual de los paneles solares, para poder comparar el dato con el consumo anual de la institución. Para calcular la generación anual debido a los paneles solares se suman las generaciones de electricidad de cada mes del año. En el siguiente cuadro se estima la cantidad de energía en exceso o que falte respecto al consumo anual, para posteriormente realizar un cálculo más adecuado del número de paneles solares necesarios.

Cuadro 9: Energía generada por los 952 módulos fotovoltaicos

Potencia generada por el sistema fotovoltaico de 952 paneles			
Mes	Días	Horas pico sol (HSP)	Energía generada por arreglo (KWh/mes)
Enero	31	3,67	34.659
Febrero	28	4,33	36.935
Marzo	31	4,89	46.181
Abril	30	4,75	43.411,2
Mayo	31	3,75	35.414,4
Junio	30	3,22	29.428,2
Julio	31	3,19	30.126
Agosto	31	3,47	32.770,1
Septiembre	30	3,42	31.256
Octubre	31	3,11	29.370,4
Noviembre	30	2,67	24.402
Diciembre	31	3	28.332
Generación anual fotovoltaica (KWh/año)			402.30
Consumo energético anual (KWh/año)			333.60
Sobre generación (%)			20,59

Fuente: Elaboración propia

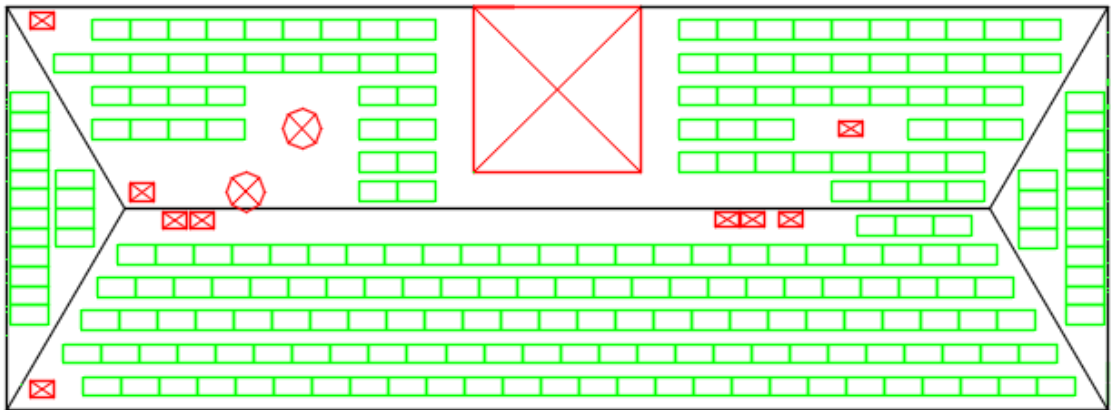
Una vez realizado el cálculo de la generación mensual del arreglo de 952 paneles solares, se observa el comportamiento no lineal debido principalmente a las variaciones del clima para cada mes del año. Ya con esto, se procede a realizar la suma de generación eléctrica de cada mes con el fin de obtener la generación anual. Según el cuadro anterior se observa que los paneles solares generan un 20,59% de energía por encima del consumo anual en la institución, en el periodo 2016-2017.

4.9 Montaje de los módulos fotovoltaicos en las áreas disponibles

Como se estableció, los paneles serán instalados a nivel del techo. Las dimensiones de los paneles se obtienen de la ficha técnica del panel JKM320PP propuesto, (ver la sección de anexos, anexo 4).

A continuación se puede observar el montaje de los paneles solares en el techo de la zona uno:

Figura 21: Montaje de módulos fotovoltaicos (zona 1)



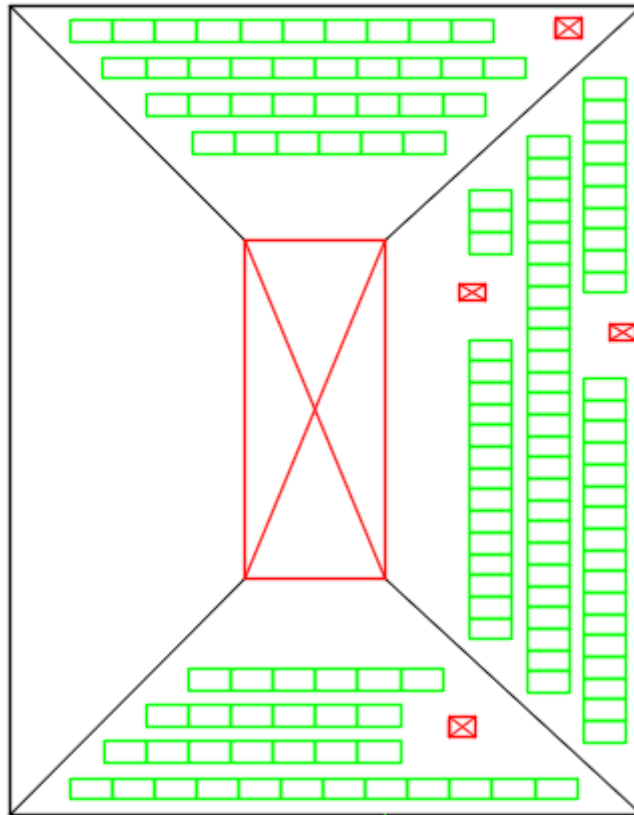
Fuente: Elaboración propia con AutoCad 2014

En la figura 20 se muestra la colocación de los módulos fotovoltaicos. Cabe destacar que la distancia entre filas es de 42 centímetros; esto para que la persona encargada del mantenimiento pueda movilizarse con mayor facilidad, esta misma lógica se mantendrá para el resto de las zonas.

En la zona uno se pudieron colocar 210 módulos fotovoltaicos de 1,94 m² cada uno, que abarcan un área efectiva de 407,4m² del total de las zonas, que es 3.035,4 m². Esta fue la forma más eficiente que se encontró para que alcanzara la mayor cantidad posible de módulos.

A continuación se muestra la distribución de paneles solares en la zona dos:

Figura 22: Montaje de módulos fotovoltaicos (zona 2)

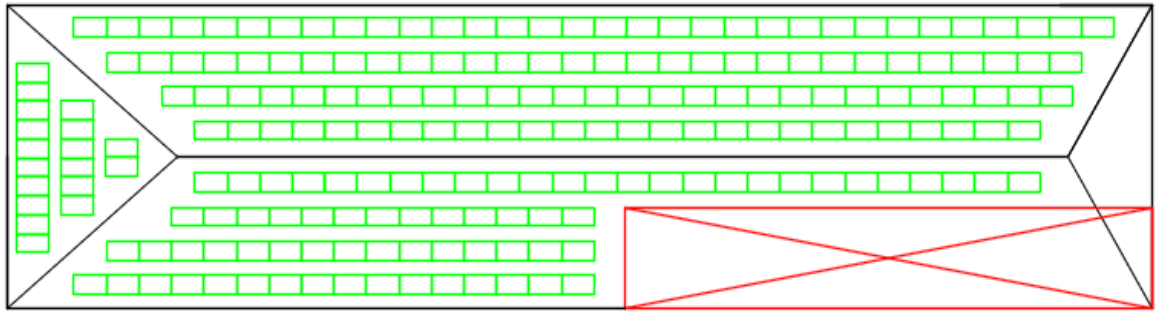


Fuente: Elaboración propia con AutoCad 2014

En la figura anterior se muestra la zona dos. En esta área de techo se colocaron 134 módulos fotovoltaicos de 1,94 m² cada uno, que abarcan un área efectiva de 260 m² del total de las tres zonas, que es 3.035,4 m².

A continuación se muestra la distribución de paneles solares en la tercera zona:

Figura 23: Montaje de módulos fotovoltaicos (zona 3)



Fuente: Elaboración propia con AutoCad 2014

En la figura anterior se muestra la distribución de los módulos fotovoltaicos. El rectángulo en rojo es un área que no se puede utilizar debido a la sombra que produce el edificio adyacente. En el área de techo disponible en la zona 3 se colocaron 204 módulos fotovoltaicos de $1,94 \text{ m}^2$ cada uno, los cuales abarcan un área efectiva de $395,76 \text{ m}^2$ del total, que es $3.035,4 \text{ m}^2$.

Por lo tanto, entre las tres zonas el área efectiva es de $1.063,16 \text{ m}^2$, debido a que los equipos de aire acondicionado, antenas parabólicas y edificios adyacentes que provocan áreas no utilizables.

Una vez determinado el número de paneles posible que se puede instalar, se determina que el planteamiento del arreglo de los 952 paneles solares no es posible, debido a que esa cantidad no se puede instalar con el espacio que se cuenta en la institución donde se realiza el estudio.

4.10 Caso de diseño uno, sistema mixto fotovoltaico y eólico

El objetivo de este primer diseño es el de generar el total (100%) del consumo eléctrico en el periodo 2016-2017, que fue de 333.600 KWh al año, mediante el uso de los aerogeneradores en combinación con el arreglo de 548 paneles solares, que se pudo ver su cálculo en el punto anterior.

Para hacer posible este planteamiento de diseño se debió calcular la cantidad de módulos fotovoltaicos que se pueden llegar a instalar en las zonas que se mostraron en el capítulo uno de este documento, para estimar la generación anual de ese arreglo de 548 paneles solares y calcular la diferencia de energía que tengan que cubrir los aerogeneradores.

Se procede a calcular el porcentaje de energía eléctrica que puede cubrir este arreglo fotovoltaico. Por lo tanto, primeramente, hay que calcular la potencia entregada por los 548 módulos, que se obtiene de la multiplicación de 548 módulos fotovoltaicos por la potencia pico del panel utilizado, que es de 320 W.

Eso da como resultado 175.360W. Este dato se multiplica por las horas solares pico del mes que se quiera calcular y por el número de días de ese mismo mes.

Lo anterior con el fin de sumar la energía generada de cada mes y así obtener la producción energética anual. De esta manera, se obtiene el porcentaje que se puede llegar a cubrir. Este procedimiento se puede ver en el siguiente cuadro:

Cuadro10: Energía generada por los 548 módulos fotovoltaicos

Mes	Días	Horas pico sol (HSP)	Energía generada por arreglo (KWh/mes)
Enero	31	3,67	19.951
Febrero	28	4,33	21.261
Marzo	31	4,89	26.583
Abril	30	4,75	24.989
Mayo	31	3,75	20.387
Junio	30	3,22	16.940
Julio	31	3,19	17.341,4
Agosto	31	3,47	18.863,5
Septiembre	30	3,42	17.992
Octubre	31	3,11	16.906,5
Noviembre	30	2,67	14.046,3
Diciembre	31	3	16.308,5
		231.566,4	Generación anual fotovoltaica (KWh/año)
		333.600	Consumo energético anual (KWh/año)

Fuente: Elaboración propia

Según el cuadro 10 los 548 paneles solares generan 69,41% del consumo anual en la institución.

Con estos datos se puede estimar cuál sería cantidad de aerogeneradores necesarios para cubrir 30,59% de la energía restante.

Lo que procede es restarle la energía producida por el arreglo de paneles solar de cada mes del año al consumo de esos mismos meses; esto para identificar cuál sería la cantidad de energía que tendrían que producir los aerogeneradores mensualmente. Lo anterior se puede ver en el siguiente cuadro:

Cuadro11: Diferencia de energía por cubrir

Mes	Consumo energético (KWh/mes)	Generación solar(KWh/mes)	Energía por cubrir por los aerogeneradores (KWh/mes)
Enero	24.750	19.951	4.799
Febrero	27.750	21.261	6.489
Marzo	28.650	26.583	2.067
Abril	28.500	24.989	3.511
Mayo	26.250	20.387	5.863
Junio	28.800	16.940	11.860
Julio	27.450	17.341,4	10.109
Agosto	27.450	18.863,5	8.587
Septiembre	26.550	17.992	8.558
Octubre	28.350	16.906,5	11.444
Noviembre	29.850	14.046,3	15.804
Diciembre	29.250	16.308,5	12.942
		Diferencia anual por cubrir (KWh/año)	102.031

Fuente: Elaboración propia

La diferencia energética anual que deben producir los aerogeneradores es de 102.031KWh. Por lo tanto, para obtener la cantidad de aerogeneradores se utiliza la tabla 7, que indica que un aerogenerador Wind plus 25.3+ en las condiciones de viento dadas en la zona genera anualmente 2.104,23 KWh; por lo que se ocuparán 49 aerogeneradores para suplir 30,59% de la demanda anual. En el siguiente cuadro se muestra el comportamiento mensual de producción de los aerogeneradores:

Cuadro 12: Energía generada por el sistema eólico

Energía mensual producida por los aerogeneradores			
Mes	Días	Velocidad media del viento (m/s)	Energía entregada por aerogeneradores(49) (KWh/mes)
Enero	31	3,81	18.669
Febrero	28	3,86	19.114,9
Marzo	31	3,69	17.591
Abril	30	3,30	14.014
Mayo	31	2,42	5.929
Junio	30	2,17	3.626
Julio	31	2,5	6.664
Agosto	31	2,25	4.361
Septiembre	30	1,89	0
Octubre	31	1,92	0
Noviembre	30	2,67	8.232
Diciembre	31	2,31	4.906,3
	Promedio anual	2,73	8.592,3
		Resultados anuales (KWh/año)	103.107,3

Fuente: Elaboración propia

De los cuadros 11 y 12 se obtiene la siguiente tabla, que representa la energía mensual de la generación del sistema mixto respecto de la facturación mensual eléctrica.

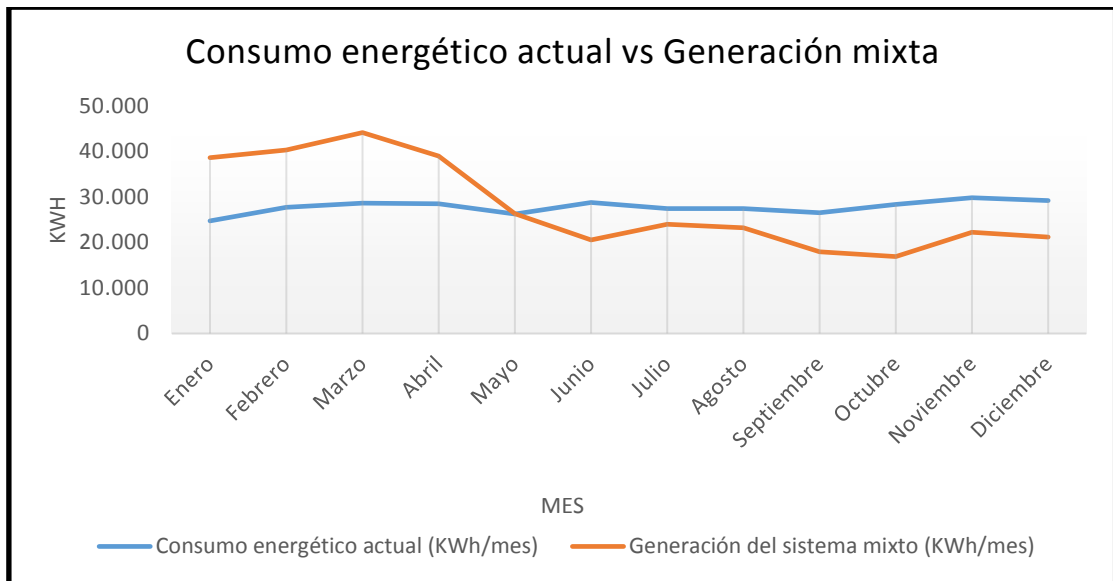
Cuadro 13: Consumo energético frente a generación del sistema mixto

Consumo energético frente a generación mixta			
Mes	Consumo energético actual (KWh/mes)	Generación del sistema mixto (KWh/mes)	Consumo energético con sistema mixto (KWh/mes)
Enero	24.750	38.620	-13.870
Febrero	27.750	40.376	-12.626
Marzo	28.650	44.174	-15.524
Abril	28.500	39.003	-10.503
Mayo	26.250	26.316	-66
Junio	28.800	20.566	8.234
Julio	27.450	24.005	3.445
Agosto	27.450	23.225	4.225
Septiembre	26.550	17.992	8.558
Octubre	28.350	16.907	11.443
Noviembre	29.850	22.278	7.572
Diciembre	29.250	21.215	8.035
Anual (KWh/año)	333.600	334.677	51.512

Fuente: Elaboración propia

Con base en el cuadro anterior se elabora un gráfico para visualizar el comportamiento del consumo actual contra la generación eléctrica del sistema mixto.

Figura 24: Consumo energético actual frente a generación del sistema mixto



Fuente: Elaboración propia

En la figura 23, se puede observar de forma más sencilla como en los meses de enero a mayo la generación del sistema mixto está por encima del consumo eléctrico, y para los meses de junio a diciembre la generación del sistema está por debajo del consumo de energía.

4.11 Caso del diseño número dos, únicamente sistema fotovoltaico

En este segundo planteamiento de diseño se utilizará la misma distribución de los módulos fotovoltaicos en los techos, pero con la diferencia de que se utilizarán únicamente módulos fotovoltaicos, para posteriormente poder realizar una comparación económica entre el caso uno y el caso dos.

Por lo tanto, se utilizarán el arreglo de los 548 paneles solares y los datos de generación obtenidos del sistema solar del diseño uno.

Con estos datos se estima la facturación mensual en la institución una vez instalados los paneles solares. Entonces, con base en el cuadro de generación solar del diseño uno se elabora la siguiente tabla, que representa la energía mensual generada por los paneles contra la facturación mensual actual, y la energía consumida por la institución una vez instalados los módulos fotovoltaicos.

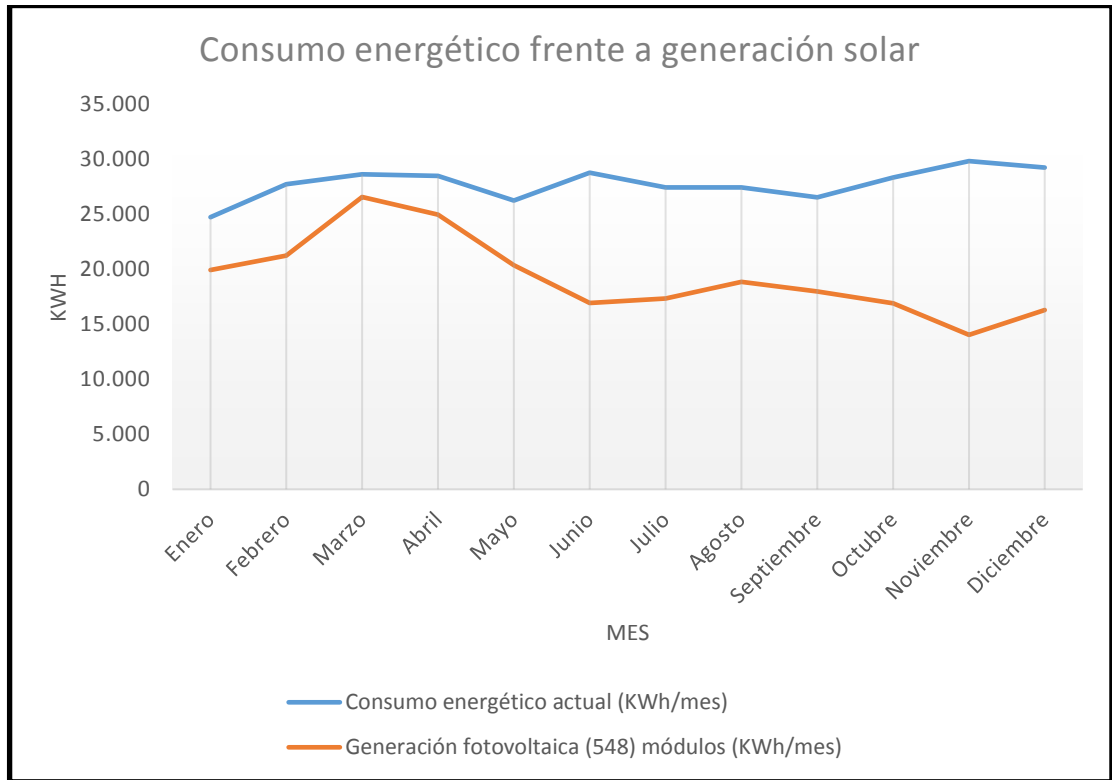
Cuadro 14: Consumo energético frente a generación del sistema fotovoltaico

Consumo energético frente a generación solar				
Mes	Consumo energético actual (KWh/mes)	Generación fotovoltaica (548) módulos (KWh/mes)	Consumo energético con sistema fotovoltaico (KWh/mes)	Porcentaje de disminución del consumo (%)
Enero	24.750	19.951	4.799	80,6
Febrero	27.750	21.261	6.489	76,6
Marzo	28.650	26.583	2.067	93,8
Abril	28.500	24.989	3.511	87,7
Mayo	26.250	20.387	5.863	77,7
Junio	28.800	16.940	11.860	58,8
Julio	27.450	17.341,4	10.109	63,2
Agosto	27.450	18.863,5	8.587	68,7
Septiembre	26.550	17.992	8.558	67,8
Octubre	28.350	16.906,5	11.444	59,6
Noviembre	29.850	14.046,3	15.804	47
Diciembre	29.250	16.308,5	12.942	55,8
Anual (KWh/año)	333.600	231.566,4	103.107,3	69,41

Fuente: Elaboración propia.

Con base en el cuadro anterior se elabora un gráfico para visualizar el comportamiento de la generación mensual del sistema fotovoltaico con respecto al consumo eléctrico de cada mes.

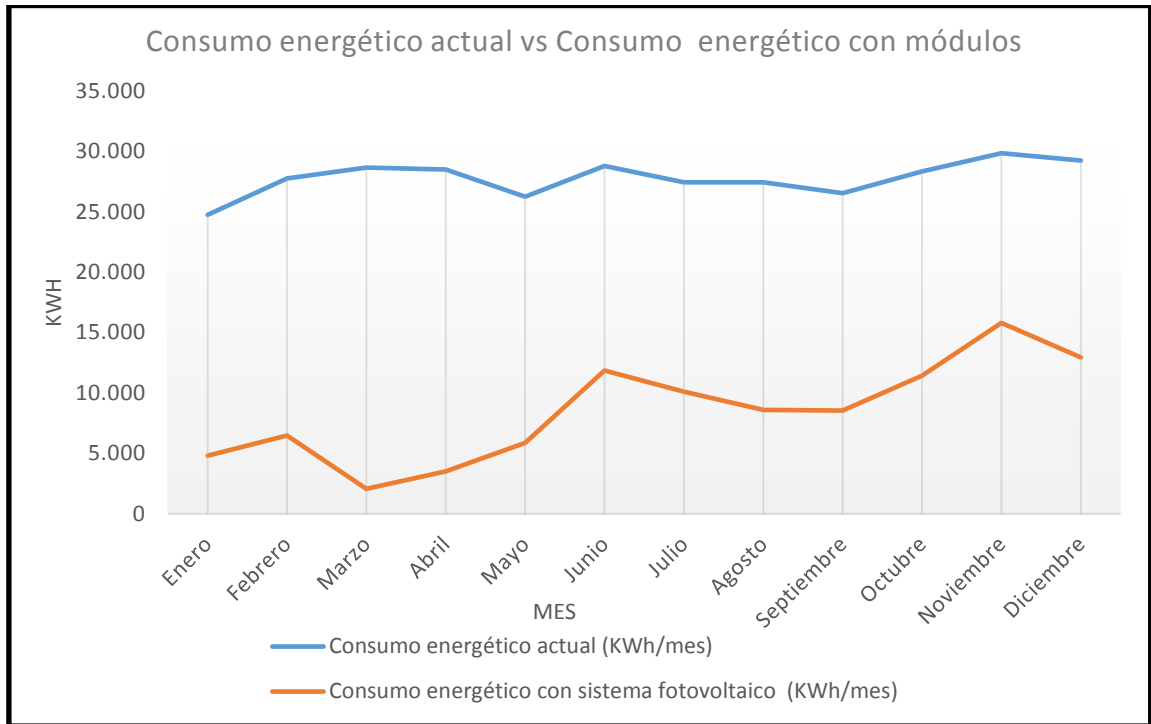
Figura 25: Consumo energético frente a generación fotovoltaica



Fuente: Elaboración propia

Con base en el cuadro número 14 se elabora un gráfico para visualizar el comportamiento de la facturación eléctrica actual y estimación de la facturación con la puesta en práctica de los módulos fotovoltaicos.

Figura 26: Consumo energético actual con respecto al consumo con módulos



Fuente: Elaboración propia

En la figura número 25 se puede apreciar visualmente la disminución en la curva de consumo una vez puesto en funcionamiento el sistema solar.

4.12 Cálculo del inversor

Para la selección del inversor del sistema de paneles solares se expondrán dos casos. El primero es con un inversor central o inversor normal y el segundo se calculará con microinversores. Esto con el fin de determinar cuál es el tipo de inversor óptimo para este estudio, lo que dependerá del espacio que abarquen los dos tipos y de su viabilidad técnica. También se analizará la diferencia económica que haya entre el uso de inversores comunes y el de microinversores.

4.12.1 Cálculo del inversor solar común

La conexión de paneles que se utilizará será la conexión en serie. Entonces, con el fin de calcular el inversor se deben sumar los voltajes de cada panel solar, como se explica en la figura 12 del marco teórico de este documento.

Según la ficha técnica del panel solar escogido el voltaje máximo por circuito es de 1.000 V_{DC}. Para obtener el voltaje total de los paneles esto se hace de la siguiente forma:

Ecuación 13. Voltaje total del arreglo de paneles solares

$$VT \text{ arreglo} = \text{Número de paneles} * \text{Voltaje máximo panel}$$

$$VT \text{ paneles} = 548 \text{ paneles} * 37,4 \text{ V} = 20.495,2 \text{ V}$$

Como se ve, el voltaje del arreglo no cumple con las especificaciones de la ficha técnica; por lo que no se podrá hacer un solo circuito o sistema. Por lo tanto, se calculará el número de sistemas necesarios para cumplir con las especificaciones técnicas del panel solar, y eso se hace de la siguiente manera:

Ecuación 14. Número de sistemas solares necesarios

$$\text{Número de sistemas} = \frac{VT \text{ paneles}}{VMáx \text{ por sistema}}$$

que es:

VT paneles: Voltaje total de los 548 módulos fotovoltaicos.

V Máx por sistema: Voltaje máximo permisible por sistema.

$$\text{Número de sistemas} = \frac{20.495,2 \text{ V}}{1.000 \text{ V}} = 21 \text{ Sistemas}$$

Ahora se calculará el número de paneles por sistema, lo que se hace mediante la división de los 548 paneles solares entre los 21 sistemas necesarios, lo que da como resultado 26,1 paneles por sistema, ó 20 sistemas de 26 paneles y un sistema de 28, y continuaría cumpliendo con las especificaciones.

Para calcular la potencia de los sistemas se requiere la corriente máxima de los paneles, que se obtiene de la ficha técnica del JKM320PP-72 (anexo 4) y que es de 8,56A. Entonces se calcula de la siguiente forma:

Ecuación 15. Potencia por sistema

$$\text{Potencia} = \text{Voltaje del sistema} * \text{Corriente máxima del panel}$$

Como se había dicho anteriormente, serán 20 sistemas de 26 módulos y un sistema de 28, por lo cual se debe hacer el cálculo de la potencia por aparte.

Para sistemas de 26 módulos

Para poder obtener la potencia primero se debe calcular la potencia del sistema de los 26 paneles, lo que se hace utilizando la ecuación 14:

$$VT \text{ paneles} = 26 \text{ paneles} * 37,4 V = 972,4$$

$$\text{Potencia} = 972,4 V * 8,56 A = 8.323,7 W$$

Por lo tanto, el inversor necesario debe ser de un mínimo de 8.323, 7 W.

Para el único sistema de 28 módulos

Para este único sistema se repite el procedimiento anterior:

$$VT \text{ paneles} = 28 \text{ paneles} * 37,4 V = 1.047,2 V$$

$$\text{Potencia} = 1047,2 V * 8,56 A = 8.964 W$$

Por lo tanto, el inversor debe ser de un mínimo de 8.965 W para este sistema.

Como los 21 sistemas no pasan de los 9kw se utilizarán 21 inversores FRONIUS PRIMO modelo 10.0-1 de 9.995W, cuya ficha técnica se encuentra en el anexo 5 de la sección de anexos. Cabe destacar que este inversor cuenta con un sistema de monitoreo integrado, por lo cual no será necesario un elemento anexo.

4.12.1.1 Conductores y protecciones contra sobre tensión

En este procedimiento se calcularán los conductores y la protección contra la sobretensión de los circuitos en DC y AC.

Por eso los cálculos van a depender del edificio en donde estén los circuitos, por lo que se van a dividir en tres cálculos, uno por cada edificio o zona, como se especificó en el diagnóstico.

Edificio principal (zona 1)

A continuación se realizan los cálculos de los conductores y las protecciones para la zona uno. Cabe destacar que esta área va a contar con 7 circuitos/sistemas de 26 paneles cada uno y un sistema de 28 paneles, debido a los 210 paneles ubicados en ese lugar. Por ello se hará el cálculo para el sistema de 26 paneles y será el mismo para todos los demás de esa misma configuración, y en paralelo para el arreglo de 28 paneles.

Conductores en DC

Al estar los paneles conectados en serie la corriente del circuito es igual a la corriente máxima de un solo panel, la cual -según la ficha técnica- es de 8,56 A_{DC}.

Para efectos del dimensionamiento de los conductores y protecciones se utilizará como guía el Código Eléctrico Nacional del año 2008, el vigente hasta el momento.

Según el Código Eléctrico Nacional del año 2008 (NEC 2008), artículo 690.8, inciso B (1):

Ecuación 16. Corriente del circuito DC

$$I_{\text{circuito DC}} = I_{\text{máx panel}} * 1,25$$

$$I_{\text{circuito DC}} = 8,56 A * 1,25 = 10,7A$$

Así, para esta corriente calculada para el circuito DC se tiene que el cable N.º 12 AWG THHN cumple con lo necesario, ya que el máximo que soporta son 25 amperios; esto según el NEC 2008, tabla 310.16.

Por ese motivo la caída de tensión admisible para un inversor va de 1% a 0,5%.

Así, la caída de tensión de los circuitos DC se calcula con las siguientes ecuaciones:

Caída de tensión monofásica

Ecuación 17. Caída de tensión monofásica

$$\Delta V_{1\phi} = \frac{2 * R * L * I}{1000}$$

Donde:

$\Delta V_{1\phi}$: Es la caída de tensión monofásica (V)

R: Es la resistencia eléctrica del conductor (Ω/Kpie)

L: Distancia en pies (pie)

I: Es la intensidad de la corriente (A)

Porcentaje de caída de tensión

Ecuación 18. Porcentaje de caída de tensión

$$\% \Delta V_{1\phi} = \frac{\Delta V_{1\phi}}{V_{\text{alimentacion}}}$$

Donde:

$\% \Delta V_{1\phi}$: Es el porcentaje de la caída de tensión

$\Delta V_{1\phi}$: Es la caída de tensión monofásica (V)

Valimentación: Es el voltaje del alimentador

Tabla 15: Caída de tensión y calibre del conductor en DC

Sistema de paneles	Longitud (pie)	Corriente (A)	Calibre AWG	Resistencia (ohm/Kpie)	Voltaje (V)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
26	119	10,7	12	1,98	972,4	5,1	0,51
28	119	10,7	12	1,98	1.047,2	5,04	0,48

Fuente: Elaboración propia

Protección contra la sobretensión en DC

El inversor FRONIUS PRIMO, modelo 10.0-1, tiene integrada una protección contra fallas por arco eléctrico; además, una protección de falla a tierra con un interruptor de monitor de aislamiento, protección de polaridad inversa y un medio de desconexión DC certificados para sus parámetros de funcionamiento; por lo tanto, se considera innecesario el cálculo de una protección en este punto.

Conductor en AC

El Código Eléctrico Nacional especifica, en el artículo 690.10 inciso (b), que la corriente del circuito AC debe ser igual a la corriente nominal de la salida del inversor utilizado; además de que esta corriente se tiene que sobredimensionar 25% para efecto del cálculo del conductor. Esto debido a lo que indica el 690.8 (b) del NEC.

Así, según la ficha técnica del inversor se tiene que la corriente máxima continua de salida es de 41,6 A; por lo tanto:

Ecuación 19. Corriente del circuito AC

$$I_{\text{circuito AC}} = I_{\text{máx salida}} * 1,25$$

$$I_{\text{circuito AC}} = 41,6A * 1,25 = 52 A$$

Debido a que la corriente que tiene que trasegar el conductor es de 52 A, se escoge el cable calibre N.º6 AWG THHN, ya que puede soportar hasta 55 A (60°C), según la tabla 310.16 del (NEC)

Así, la caída de tensión y el porcentaje de caída de tensión se calculan según las ecuaciones 18 y 19, respectivamente:

Cuadro 16: Caída de tensión y calibre del conductor AC

Longitud (pie)	Corriente (A)	Calibre AWG	Resistencia (ohm/Kpie)	Voltaje (V)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
79	52	6	0,491	240	4	1,68

Fuente: Elaboración propia

Protección de sobretensión AC

Según el artículo 240.6 inciso (A), de fusibles e interruptores automáticos de disparo fijo, se establece una protección contra sobretensión en AC de 60 A,

que según las fichas técnicas del inversor es la máxima protección que se puede utilizar.

Edificio anexo (zona 2)

A continuación se realizan los cálculos de los conductores y las protecciones para la zona dos. Cabe destacar que esta área va a contar con 5 circuitos/sistemas de 26 paneles cada uno, debido a la cantidad de paneles ubicados en ese lugar. Por eso se hará el cálculo para un sistema de 26 paneles y será el mismo para todos los demás de esa misma configuración.

Conductores en DC

Al estar los paneles conectados en serie la corriente del circuito es igual a la corriente máxima de un solo panel, la cual, según la ficha técnica, es de 8,56 A_{DC}, así que -según (NEC 2008), artículo 690.8 inciso (B) (1)- se utiliza la ecuación número 16:

$$I_{\text{circuito DC}} = 8,56 A * 1,25 = 10,7A$$

Así, para esta corriente calculada para el circuito DC se tiene que el cable N.º 12 AWG THHN cumple con lo necesario, ya que el máximo que soporta son 25 amperios; esto según el NEC 2008, tabla 310.16.

Por tanto, la caída de tensión admisible para un inversor va de 1% a 0,5%. Así, la caída de tensión de los circuitos DC se calcula con las ecuaciones 18 y 19:

Cuadro 17: Caída de tensión y calibre del conductor en DC

Longitud (pie)	Corriente (A)	Calibre AWG	Resistencia (ohm/Kpie)	Voltaje (V)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
128	10.7	2	1,98	972,4	5,4	0,55

Fuente: Elaboración propia

Protección contra sobretensión en DC

El inversor FRONIUS PRIMO, modelo 10.0-1, tiene integrada una protección contra fallas por arco eléctrico; además, una protección de falla a tierra con un interruptor de monitor de aislamiento, una protección de polaridad inversa y un medio de desconexión DC certificados para sus parámetros de funcionamiento. Por lo tanto, se considera innecesario el cálculo de una protección en este punto.

Conductor en AC

El NEC especifica, en el artículo 690.10 inciso (b), que la corriente del circuito AC debe ser igual a la corriente nominal de la salida del inversor utilizado; además de que esta corriente se tiene que sobredimensionar 25% para efectos del cálculo del conductor. Esto debido a lo que indica el 690.8 (b) del NEC.

Así, según la ficha técnica del inversor, se tiene que la corriente máxima continua de salida es de 41,6 A, que se utiliza en la ecuación 19:

$$I_{\text{circuito AC}} = 41,6A * 1,25 = 52 A$$

Debido a que la corriente que tiene que trasegar el conductor es de 52 A se escoge el cable calibre N.º 6 AWG THHN, que ya puede soportar hasta 55 A (60°C), según la tabla 310.16 del (NEC).

Así, la caída de tensión y el porcentaje de caída de tensión se calculan según las ecuaciones 17 y 18, respectivamente:

Cuadro 18: Caída de tensión y calibre del conductor en AC

Longitud (pie)	Corriente (A)	Calibre AWG	Resistencia (ohm/Kpie)	Voltaje (V)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
79	52	6	0,491	240	4	1,68

Fuente: Elaboración propia

Protección de sobretensión AC

Según el artículo 240.6 inciso (A), sobre fusibles e interruptores automáticos de disparo fijo, se establece una protección contra sobretensión en AC de 60 A que, según las fichas técnicas del inversor, es la máxima protección que se puede utilizar para él.

Parqueo bajo techo (zona 3)

A continuación se realizan los cálculos de los conductores y las protecciones para la zona tres. Es de destacar que esta área va a contar con 8 circuitos/sistemas de 26 paneles cada uno, por la cantidad de paneles ubicados en ese lugar. Por ello se hará el cálculo para un sistema de 26 paneles y será el mismo para todos los demás de esa misma configuración.

Conductores en DC

Al estar los paneles conectados en serie la corriente del circuito es igual a la corriente máxima de un solo panel, la cual, según la ficha técnica, es de 8,56 A_{DC}, así que, según (NEC 2008), artículo 690.8 inciso (B) (1), se utiliza la ecuación número 16:

$$I_{\text{circuito DC}} = 8,56 \text{ A} * 1,25 = 10,7 \text{ A}$$

Así, para esta corriente calculada para el circuito DC se tiene que el cable N.º 12 AWG THHN cumple con lo necesario, ya que el máximo que soporta son 25 amperios; esto según el NEC 2008, tabla 310.16.

Por ello la caída de tensión admisible para un inversor va de 1% a 0,5%, y la caída de tensión de los circuitos DC se calcula con las ecuaciones 17 y 18:

Cuadro 19: Caída de tensión y calibre del conductor en DC

Longitud (pie)	Corriente (A)	Calibre AWG	Resistencia (ohm/Kpie)	Voltaje (V)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
200	10.7	2	1,98	972,4	8,47	0,87

Fuente: Elaboración propia

Protección contra sobretensión en DC

El inversor FRONIUS PRIMO modelo 10.0-1 tiene integrada una protección contra fallas por arco eléctrico; además, una protección de falla a tierra con un interruptor de monitor de aislamiento, una protección de polaridad inversa y un medio de desconexión DC certificados para sus parámetros de funcionamiento. En tal caso se considera innecesario el cálculo de una protección en este punto.

Conductor en AC

El NEC especifica, en el artículo 690.10 inciso (b), que la corriente del circuito AC debe ser igual a la corriente nominal de la salida del inversor utilizado; además de que esta corriente se tiene que sobredimensionar 25% para efectos del cálculo del conductor; esto debido a lo que indica el 690.8 (b) del NEC.

Así, según la ficha técnica del inversor, se tiene que la corriente máxima continua de salida es de 41,6A, por lo cual se utiliza la ecuación 19:

$$I_{\text{circuito AC}} = 41,6A * 1,25 = 52 A$$

Debido a que la corriente que tiene que trasegar el conductor es de 52 A, se escoge el cable calibre N.º 6 AWG THHN, ya que puede soportar hasta 55 A (60°C), según la tabla 310.16 del (NEC).

Así, la caída de tensión y el porcentaje de caída de tensión se calculan según las ecuaciones 17 y 18, respectivamente:

Cuadro 20: Caída de tensión y calibre del conductor AC

Longitud (pie)	Corriente (A)	Calibre AWG	Resistencia (ohm/Kpie)	Voltaje (V)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
79	52	6	0,491	240	4	1,68

Fuente: Elaboración propia

Protección de sobretensión AC

Según el artículo 240.6, inciso (A), sobre fusibles e interruptores automáticos de disparo fijo, se establece una protección contra sobretensión en AC de 60 A que, según las fichas técnicas del inversor, es la máxima protección que se puede utilizar para él.

4.12.2 Cálculo de los microinversores solares

En este caso se van a utilizar microinversores. A este elemento se le dice así porque puede suplir a unos pocos paneles solares o, inclusive, solamente a uno. Esto depende de la potencia del panel y de la potencia misma del microinversor.

Antes de calcular el número de inversores necesarios de este tipo, primero se tiene que establecer un componente que cumpla con las características técnicas del panel utilizado, por lo que se establece un microinversor de la marca Enphase del modelo M250, cuya ficha técnica está en la sección de anexos (anexo 6), ya que este cumple con los requerimientos necesarios del panel utilizado. Estos requerimientos con los que tiene que cumplir el inversor son, básicamente, la tensión en corto circuito, la tensión a la máxima potencia, el coeficiente de temperatura, la corriente de corto circuito, el número de células y también la potencia nominal del panel.

Lo que sigue es calcular el número de paneles que se podrían conectar al M250, y es lo que se muestra a continuación:

Ecuación 20. Numero de paneles posibles por microinversor

$$\#Paneles/Microinversor = \frac{Potencia\ nominal\ del\ inversor}{Potencia\ nominal\ del\ panel\ solar}$$

$$\#Paneles/Microinversor = \frac{350\ W}{320\ W} = 1,09\ Paneles/Inversor$$

Como este estudio se realiza con 548 módulos fotovoltaicos y, por lo visto en el cálculo anterior, se van a necesitar 548 microinversores M250.

Según el manual de instalación y funcionamiento del M250 Enphase, se pueden conectar 16 microinversores en serie en un circuito AC, en tanto estén protegidos con un disyuntor de 20^a. Por ello se van a necesitar 35 circuitos/sistemas, con 16 inversores M250, y por lo tanto 16 paneles solares. Lo anterior se puede observar en el anexo 6.

Estos sistemas van conectados a un sistema de monitoreo. En este caso se establece uno de la marca Enphase, modelo Envoy-s, cuya ficha técnica se encuentra en el anexo 7. Este monitor permite verificar el comportamiento de hasta 600 inversores y el de la red eléctrica para tener un mayor control del sistema.

4.12.2.1 Conductores y protecciones de los microinversores

En este procedimiento se establecerán los conductores y la protección contra la sobretensión de los circuitos en DC y AC.

Conductores y protección en DC

Según la ficha técnica del equipo inversor no se requiere un diseño en corriente continua ni un cálculo de cadenas, debido a que este circuito DC cumple con los requisitos para los *arrays* fotovoltaicos en el NEC 690.35. Cabe destacar que la tierra del equipo la suministra el “Engage cable”, artículo que viene incluido en el producto, por lo que no requeriría una protección contra fallas a tierra, ya que el M250 lo tiene integrado.

Conductores y protección en AC

Como se había mencionado anteriormente, se van a tener 35 circuitos, con 16 microinversores cada uno. Esto para cumplir con el requerimiento de que cada uno de los circuitos tenga una protección de 20 A. Cabe destacar que

este valor de protección es obtenido de la ficha del microinversor adjuntada en la sección de anexos, ya que la recomendación dada por el fabricante para el dimensionamiento de sistemas de 16 microinversores por circuito, para voltajes monofásicos de 240V, con el uso del M250.

Según el artículo 240.6, inciso (A), del (NEC), este valor de protección se encuentra disponible en el mercado nacional.

Por lo anterior, para el dimensionamiento del conductor se tomarán como base estos 20 A del interruptor, que según la tabla 310.16 del (NEC) se establece un cable calibre N.º 12 AWG THHN, que puede llegar a trasegar hasta 25 A (60°C).

4.13 Selección de elementos necesarios para conexión a la red de los aerogeneradores

Un sistema eólico es un conjunto de componentes (hidráulicos, mecánicos y eléctricos) que se combinan para convertir la energía eólica en una forma de energía utilizable, y, para efectos del diseño uno, se plantea utilizar un sistema de conversión de energía sugerido por los fabricantes de la turbina escogida (Bornay). El sistema de conversión de energía se puede observar en la siguiente figura:

Figura 27: Sistema de conversión de energía



Fuente:<https://www.bornay.com/es/productos/aerogeneradores>

Como se puede observar en la imagen anterior, el sistema está conformado por los siguientes elementos:

Turbina eólico

Es el encargado de atrapar la fuerza del viento. Para la selección de este elemento se escoge la turbina de eje horizontal Wind plus de 5kw.

Generador

El generador convierte la potencia mecánica proporcionada por la turbina en electricidad. Este elemento viene incorporado en la turbina Wind plus.

El voltaje producido por este generador tiene una amplitud y una frecuencia que depende de la velocidad de rotación de la turbina. Así, antes de ser conectada a la red de distribución de energía, esta potencia generada debe ser transformada primero para tener una amplitud fija y frecuencia compatible con la red.

Rectificador

La unidad de rectificación debe rectificar y filtrar la corriente alterna (CA) y producir una salida de corriente continua (DC).

El elemento que se selecciona para esta función es la Interface Wind + ABB 7.2KW WIND-INTERFACE, que rectifica, controla y filtra la energía producida por el aerogenerador al entregar energía apta para su funcionamiento; por lo que entrega corriente continua lista para que el inversor haga su trabajo. Se escoge esta interface ya que es compatible con las características técnicas del aerogenerador seleccionado. La ficha técnica de este equipo se puede observar en el anexo 8, en la sección de anexos.

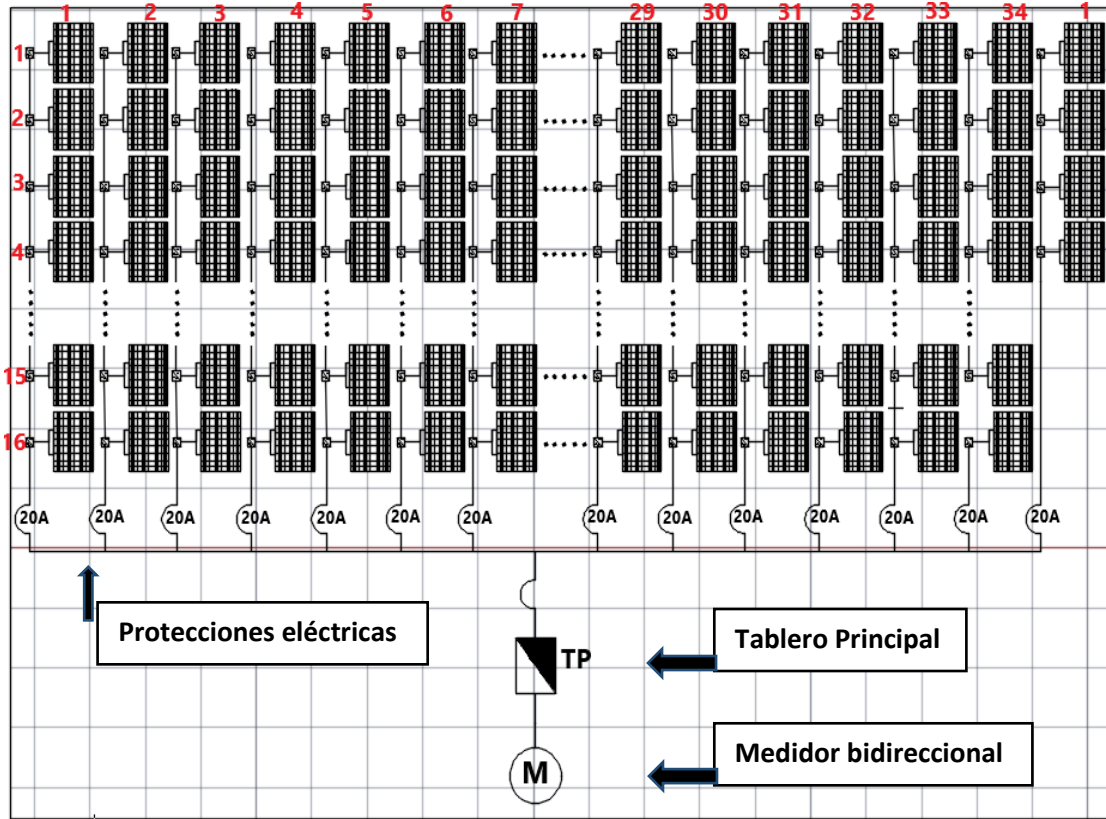
Inversor eólico

La conversión de corriente continua a corriente alterna, compatible con los estándares de la red, es llevada a cabo eficientemente por el inversorPVI-6000-TL-OUTD-W-6 kW. Cuando se conecta en paralelo con la red la corriente alterna del inversor fluye directamente en el circuito de distribución nacional. La ficha técnica de este equipo se puede observar en el anexo 9, en la sección de anexos.

Este inversor es compatible con el rectificador ABB 6KW WIND-INTERFACE, por lo cual este es el elemento necesario para el caso del diseño 2.

4.13. Diagrama unifilar eléctrico de conexión entre los paneles solares y los microinversores

Figura 28: Diagrama unifilar



Fuente: Elaboración propia con AutoCad 2014

En la figura anterior se representa la configuración en la cual van a estar conectados los microinversores y los paneles solares, donde podemos observar 34 sistemas de 16 paneles solares acompañando a cada uno un microinversor en paralelo a este, y, los inversores en serie, con una protección eléctrica de 20A recomendada por el fabricante. También se aprecia un último circuito de 4 paneles solares. En total el sistema se compone de 548 paneles fotovoltaicos y 548 microinversores solares.

4.14 Análisis financiero de los casos de diseño, retorno de la inversión

En este punto se realiza un cálculo en el que se comparan, desde el punto de vista económico, los dos casos planteados anteriormente.

Primeramente, para el diseño uno que es el sistema mixto que cuenta con 548 módulos fotovoltaicos y con 49 aerogeneradores de tipo residencial.

En segundo lugar, se va a realizar el análisis económico del caso dos donde tenemos solamente los 548 módulos fotovoltaicos posibles en la institución.

Otro punto que se evaluará en este apartado financiero, es el de determinar cuál es el inversor óptimo por utilizar desde el punto de vista económico. Estos dos cálculos financieros, el de inversor común y el de microinversores, se evaluarán únicamente para el caso del diseño dos.

4.14.1 Análisis económico del caso de diseño uno (sistema mixto)

Para proceder con este análisis se requiere efectuar la inversión inicial, que es tomada de una cotización de los aerogeneradores hecha por la empresa Bornay energies el 26 de mayo del 2017, y de otra cotización del sistema solar hecha por la empresa Sushine Solar el 22 junio del 2017. Estas dos cotizaciones se encuentran en la sección de anexos, anexos 10 y 11, para la cotización de los aerogeneradores y la solar, respectivamente.

Cuadro 21: Inversión del sistema fotovoltaico

Inversión del sistema fotovoltaico				
Producto	Modelo	Cantidad	Precio unitario (USD)	Total (USD)
Panel solar	JKM320PP-72	548	142,7	78.199,6
Microinversor	M250	548	101,42	55.480,38
Cable	Engage Cable	548	13,81	7.565,51
Equipo de monitoreo	Envoy-S	1	400	400
Estructura de soporte para techo	Pack L-Foot	137	86,59	11.862,32
Subtotal				₡ 86.662.834,14
Gastos administrativos (2%)				₡ 1.733.256,683
Mano de obra (10%)				₡ 8.666.283,414
Medidor Monofásico				₡ 48.687
Total				₡ 97.111.067,24

Fuente: Elaboración propia

En el cuadro anterior se obtiene un subtotal de ₡86.662.834,14, con un tipo de cambio de ₡564, 55 por dólar, dato que fue consultado el día 28 de junio del 2017 en la página web del Banco Central de Costa Rica. A este subtotal se le suma 10% de mano de obra, 2% de gastos administrativos, es importante

destacar que en la cotización realizada por las empresas no se pudo contemplar el costo de mano de obra de la instalación de los sistemas, ni el gasto en procesos administrativos, esto debido a políticas internas de dichas empresas, por lo tanto para obtener estos porcentajes se procedió a consultar al ingeniero representante de Sunshine Solar, el cual recomienda la utilización de un 10% para efectos de mano de obra y un 2% de gastos administrativos, por lo que se procede a realizar el estudio con estos valores debido la vasta experiencia en este campo de la empresa.

Por otra parte, el medidor monofásico también se debe contemplar, que, según la RIE-059-2015, es la tarifa de interconexión. Esta es de ¢48.687 para medidores monofásicos, de acuerdo con las tarifas de generación distribuida. De esto se obtiene que la inversión del sistema solar es de ¢ 97.111.067,24.

Cuadro 22: Inversión del sistema eólico

Inversión del sistema eólico				
Producto	Modelo	Cantidad	Precio unitario (USD)	Total (USD)
Aerogenerador	Wind 25,3 +	49	5.362,5	262.762,5
Interface	Wind 25+	49	746,25	36.566,25
Inversor eólico	ABB PVI	49	1.488,75	72.948,75
Anemómetro	Small Thies	49	80	3.920
Torre cuatripata	P-750	49	862,5	42.238
Subtotal				₡ 236.227.761,5
Mano de obra, (10%)				₡ 23.622.776
Gasto administrativo (2%)				₡ 4.724.555,23
Total				₡ 264.575.092,73

Fuente: Elaboración propia

Para la realización del cuadro anterior los datos se tomaron por unidad y se multiplicaron por la cantidad necesaria de productos para el proyecto. Se obtiene un subtotal de ₡236.227.761,5 con un tipo de cambio de ₡564,55 por dólar, dato que fue consultado el día 28 de junio del 2017 en la página web del Banco Central de Costa Rica. A este subtotal se le suma 10% de mano de obra y material eléctrico, más 2% de gastos administrativos. Con esto se obtiene que la inversión del sistema eólico es de ₡264.575.092,73.

Según los cuadros 21 y 22 la inversión total del sistema mixto de generación sería de ₡361.686.159,97.

Se procede a formar un ahorro anual. Este ahorro anual es el monto de energía que ya no se le va a pagar a la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). A este ahorro se le debe restar el mantenimiento de los paneles solares y los aerogeneradores.

Para el caso de los paneles solares la compañía Sunshine Solar estimó un costo de mantenimiento anual de 1.753,6 dólares, que al tipo de cambio del dólar consultado el 28 de junio del 2017 se traduce en un costo por mantenimiento debido a los módulos fotovoltaicos de ₡989.994,88. Este dato es un cálculo realizado por la empresa Sunshine Solar, para las especificaciones y número de paneles que se están utilizando en este estudio, esto se puede corroborar en una conversación con el personal de esa empresa, adjuntada en la sección de anexos, anexo número 12.

En el caso de los aerogeneradores la empresa a la que se le pidió la cotización es un fabricante directo, por lo cual no puede hacer una estimación del costo de mantenimiento de los equipos eólicos. Por este motivo se decidió consultar a la Asociación Danesa de la Industria Eólica. Según ellos este costo se puede estimar en 1% al año de la inversión inicial del sistema eólico, por lo cual en este caso el costo de mantenimiento anual sería de ₡2.645.751.

Según la RIE-059-2015 (anexo 13), la tarifa de acceso a la red de la CNFL es de ₡17,92 mensual por cada KWh adicional. Además de que, si se da el caso de que se consume más de lo que se genera, y no hay excedente acumulado, se paga la tarifa normal, que es de ₡63,86 por cada KWh según la CNFL. Por eso en el siguiente cuadro se muestra una diferencia respecto a la energía generada y al consumo eléctrico de los periodos 2016-2017. Esto se

hace con el fin de tener un aproximado de la cantidad de energía que se va a tomar de la red.

Cuadro 23: Estimación de la nueva facturación con la implementación del sistema mixto

Estimación de la futura facturación con sistema mixto						
Detalle	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Energía almacenada (mes anterior)	0	13.870	26.496	42.020	52.523	52.589
Energía generada	38.620	40.376	44.174	39.003	26.316	20.566
Energía consumida	24.750	27.750	28.650	28.500	26.250	28.800
Energía requerida	-13870	-12626	-15524	-10503	-66	8234
Energía sobrante (a subir a la red)	13.870	12.626	15.524	10.503	66	0
Bajada de red	0	0	0	0	0	0
Bajada de la red propia (49%)	0	0	0	0	0	25769
Facturación con sistema mixto	₡ -	₡ -	₡ -	₡ -	₡ -	₡461.773,49
Facturación actual	₡1.580.535	₡1.772.115	₡1.829.589	₡1.820.010	₡1.676.325	₡1.839.168

Estimación de la futura facturación con sistema mixto						
Detalle	Julio	Agosto	Septiembre	octubre	Noviembre	Diciembre
Energía almacenada (mes anterior)	26820	13678	6976	3558	1814	925
Energía generada	24005	23225	17992	16907	22278	21215
Energía consumida	27450	27450	26550	26550	29850	29250
Energía requerida	3445	4225	8558	9643	7572	8035
Energía sobrante (a subir a la red)	0	0	0	0	0	0
Bajada de red	0	0	5140	7900	6683	7582
Bajada de la red propia (49%)	13142	6702	3418	1743	889	453
Facturación con sistema mixto	₡235.504,48	₡120.107,2	₡389.480,3	₡535.714,8	₡442.703,4	₡492.284,4
Facturación actual	₡1.752.957	₡1.752.957	₡1.695.483	₡1.695.483	₡1.908.012	₡1.867.905

Fuente: Elaboración propia

Con base en el cuadro anterior se elabora el siguiente cuadro, en el que se puede observar el ahorro total que genera el sistema mixto.

Cuadro 24: Ahorro anual debido al sistema mixto

Ahorro anual	
Gasto anual en facturación eléctrica sin sistema mixto	₡ 21.190.539
Gasto anual en facturación eléctrica con sistema mixto	₡ 2.677.568
Ahorro anual en la facturación eléctrica	₡ 18.512.971
Cargos fijos en tarifa eléctrica	₡ 281.145
Mantenimiento	₡ 3.635.746
Ahorro anual resultante	₡ 14.596,025

Fuente. Elaboración propia

Una vez obtenido el monto de la inversión inicial del sistema mixto y el del ahorro anual que se obtuvo en el cuadro anterior, se procede a estimar el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR); para así dar a conocer la rentabilidad del proyecto. Cabe destacar que estos procedimientos se hacen con las ecuaciones 11 y 12 explicadas en el marco teórico, que son el VAN y la TIR, respectivamente.

La tasa de descuento o tipo de interés utilizado que se establece para efectos de este análisis es el interés capitalizable de los certificados de depósito a plazo (CDP) del Banco de Costa Rica (BCR), los cuales son inversiones de bajo riesgo, como lo debería ser un sistema de este tipo. La tasa CDP en

colones del BCR, consultada el día 26 de junio del 2017, a un plazo de 5 años, es de 7,5%, con la cual se obtendrán los valores de los factores de descuento en el estudio. Se fija un periodo de 20 años. Para los años restantes se establece un aumento de 5% anual en la tarifa eléctrica del CNFL, según la consulta que se les hizo, por lo que el ahorro variaría. Este procedimiento se observa en el siguiente cuadro:

Cuadro 25: Retorno de la inversión, sistema mixto

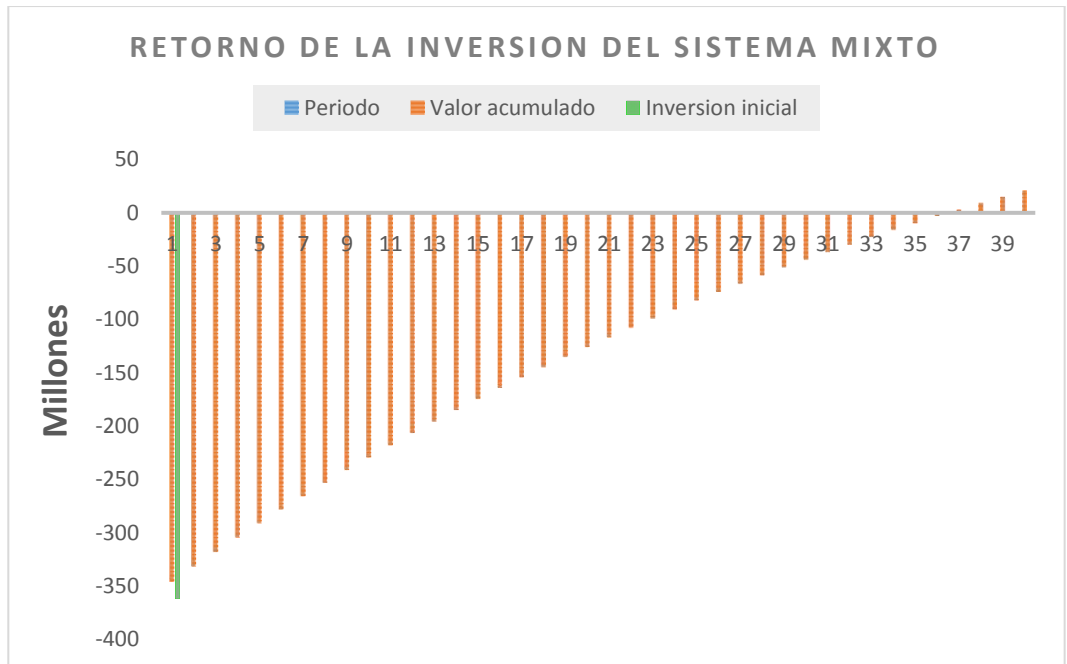
Retorno de la inversión		
Periodo	Ahorro anual (₡)	Valor acumulado(₡)
1	14.596.080	-346.045134,9
2	16.423.076,25	-331.833711,4
3	17.244230,06	-317.952.786,2
4	18.106.441,57	-304.394.673,1
5	19.011.763,64	-291.151.865,1
6	19.962.351,83	-278.217.029,3
7	20.960.469,42	-265.583.003,6
8	22.008.492,89	-253.242.792,5
9	23.108.917,53	-241.189.563
10	24.264.363,41	-229.416.641,2
11	25.477.581,58	-217.917.508,3
12	26.751.460,66	-206.685.797,1
13	28.089.033,69	-195.715.288,4
14	29.493.485,38	-184.999.907,9
15	30.968.159,65	-174.533.722,3
16	32.516.567,63	-164.310.936,3
17	34.142.396,01	-154.325.889,5
18	35.849.515,81	-144.573.053,2
19	37.641.991,6	-135.047.026,9
20	39.524.091,18	-125.742.536,2
37	90.589.940,98	3.097.469,514

Fuente: Elaboración propia

Como se observa en el cuadro anterior, en el año 20 aún no se habrá logrado recuperar la inversión, sino es hasta el año 37. Para el año 20 se tiene un VAN de (₡ -135.047.027) y un TIR del 3%. Ya para el año 40 se obtiene un VAN de (₡20.951.237) y una TIR del 8%.

Todo esto se observa más claramente en la siguiente figura, en la que se grafica el valor acumulado mostrado anteriormente, pero para un periodo de 40 años.

Figura 29: Retorno de la inversión del sistema mixto



Fuente: Elaboración propia

4.12.2 Caso de diseño dos (únicamente el sistema fotovoltaico)

Para este planteamiento se van a tomar en cuenta dos opciones, una que es utilizando los microinversores y la otra utilizando un inversor común. Se va a desarrollar primeramente el diseño fotovoltaico con la utilización de microinversores y posteriormente con inversores de mayor potencia:

4.14.2.1 Caso del diseño dos (con microinversores)

Cuadro 26: Inversión del sistema fotovoltaico con el uso de microinversores

Inversión del sistema fotovoltaico				
Producto	Modelo	Cantidad	Precio unitario (USD)	Total (USD)
Panel solar	JKM320PP-72	548	142,7	78.199,6
Microinversor	M250	548	101,42	55.480,38
Cable	Engage Cable	548	13,81	7.565,51
Equipo de monitoreo	Envoy-S	1	400	400
Estructura de soporte para techo	Pack L-Foot	137	86,59	11.862,32
			Subtotal	₡ 86.662.834,14
			Gastos administrativos (2%)	₡ 1.733.256,683
			Mano de obra, material eléctrico (10%)	₡ 8.666.283,414
			Medidor monofásico	₡ 48.687
			Total	₡ 97.111.067,24

Fuente: Elaboración propia

Con la realización del cuadro anterior se obtiene un subtotal de ₡86.662.834,14, con un tipo de cambio de ₡564,55 por dólar, dato que fue consultado el día 28 de junio del 2017 en la página web del Banco Central de Costa Rica. A este subtotal se le suma 10% de mano de obra y material eléctrico, 2% de gastos administrativos y el medidor monofásico que, según la RIE-059-2015, es la tarifa de interconexión, y es de ₡48.687 para medidores monofásicos, de acuerdo con las tarifas de generación distribuida. Con esto se obtiene que la inversión del sistema solar con microinversor es de ₡97.111.067,24.

Se procede a formar un ahorro anual. Este ahorro anual es el monto de energía que ya no se le va a pagar a la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). A este ahorro se le debe restar el mantenimiento de los paneles solares. La compañía Sunshine Solar estimó un costo de mantenimiento anual de 1.753,6 dólares que, al tipo de cambio del dólar consultado el 28 de junio del 2017, se traduce en un costo por mantenimiento debido a los módulos fotovoltaicos de ₡989.994,88. Este dato se puede comprobar en la sección de anexos, en el anexo 12.

Según la RIE-059-2015 (anexo 13), la tarifa de acceso a la red de la CNFL es de ₡17,92 mensuales por cada KWh adicional. Además de que, si se da el caso de que se consume más de lo que se genera, y no hay excedente acumulado, se paga la tarifa normal, que es de ₡63,86 por cada KWh, según la CNFL. Por lo tanto, en el siguiente cuadro se muestra una diferencia respecto a la energía generada y el consumo eléctrico de los periodos 2016-2017. Esto se

hace con el fin de tener un aproximado de la cantidad de energía que se va a tomar de la red.

Cuadro 27: Estimación de la nueva facturación con la implementación del sistema fotovoltaico

Estimación de la futura facturación						
Detalle	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Energía generada	19951	21261	26583	24989	20387	16940
Energía consumida	24750	27750	28650	28500	26250	28800
Energía requerida	4799	6489	2067	3511	5863	11860
Facturación con sistema solar	₺ 306.464,14	₺ 414.388	₺ 131.999	₺ 224.212,5	₺ 374.411,2	₺ 757.023,8
Facturación actual	₺ 1.580.535	₺ 1.772.115	₺ 1.829.589	₺ 1.820.010	₺ 1.676.325	₺ 1.839.168

Estimación de la futura facturación						
Detalle	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Energía generada	17341	18864	17992	16907	14046	16309
Energía consumida	27450	27450	26550	26550	29850	29250
Energía requerida	10109	8587	8558	9643	15804	12942
Facturación con sistema solar	₺ 645.535	₺ 548.334	₺ 546.513,88	₺ 615.802	₺ 1.009.2	₺ 826.444,2
Facturación actual	₺ 1.752.957	₺ 1.752.957	₺ 1.695.483	₺ 1.695.483	₺ 1.908.012	₺ 1.867.905

Fuente: Elaboración propia

Con base en el anterior, se realiza el siguiente cuadro, en el que se puede observar el ahorro total que genera el sistema solar, únicamente.

Cuadro 28: Ahorro anual debido al sistema solar

Ahorro anual	
Gasto anual en facturación eléctrica sin sistema solar	₡ 21.190.539
Gasto anual en facturación eléctrica con sistema mixto	₡ 6.400.351,2
Ahorro anual en facturación eléctrica	₡ 14.790.188
Cargos fijos con tarifa eléctrica	₡ (672.037)
Mantenimiento	₡ (989.994,88)
Ahorro anual resultante	₡ 13.128.156.12

Fuente. Elaboración propia

Una vez obtenida la inversión inicial del sistema solar y el ahorro anual que se obtuvo en el cuadro anterior, se procede a estimar el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR); para así dar a conocer la rentabilidad del proyecto. Cabe destacar que estos procedimientos se hacen con las ecuaciones 11 y 12 explicadas en el marco teórico, que son el VAN y la TIR, respectivamente.

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

bajo riesgo, como lo debería ser un sistema de este tipo. La tasa CDP en colones del BCR, consultada el día 26 de junio del 2017, a un plazo de 5 años, es de 7,5%, con la cual se obtendrán los valores de los factores de descuento en este estudio. Se fija un periodo de 20 años. Para los años restantes se establece un aumento de 5% anual en la tarifa eléctrica de la CNFL, según la consulta que se les hizo, por lo que el ahorro variaría con el pasar de los años. Este procedimiento se observa en el siguiente cuadro:

Cuadro 29: Retorno de la inversión con sistema solar

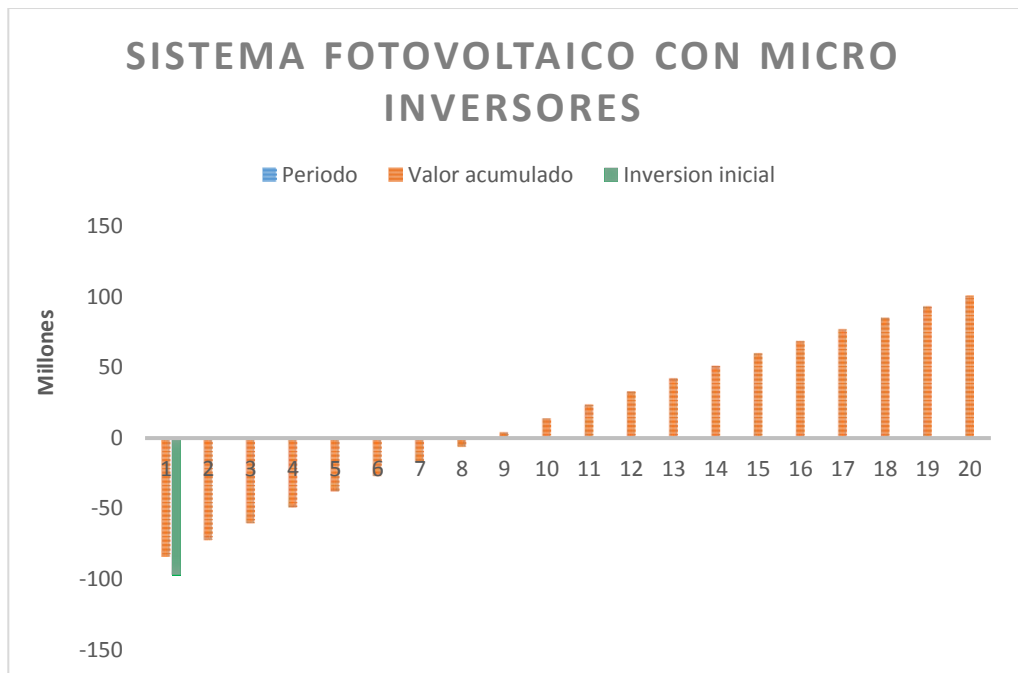
Retorno de la inversión		
Periodo	Ahorro anual (₡)	Valor acumulado (₡)
1	13.128.156	-83.982.911,05
2	13.784.563,93	-72.054.678,33
3	14.473.792,12	-60.403.846,38
4	15.197.481,73	-49.023.964,02
5	15.957.355,81	-37.908.730,07
6	16.755.223,61	-27.051.989,94
7	17.592.984,79	-16.447.732,14
8	18.472.634,03	-6.090.084,99
9	19.396.265,73	4.026.686,65
10	20.366.079,01	13.908.184,53
11	21.384.382,96	23.559.880,14
12	22.453.602,11	32.987.117,70
13	23.576.282,22	42.195.117,19
14	24.755.096,33	51.188.977,15
15	25.992.851,14	59.973.677,57
16	27.292.493,70	68.554.082,64
17	28.657.118,39	76.934.943,41
18	30.089.974,31	85.120.900,43
19	31.594.473,02	93.116.486,36
20	33.174.196,67	100.926.128,44

Fuente: Elaboración propia

Como se observa en el cuadro anterior, la inversión del sistema mixto con el uso de microinversores se recuperaría en nueve años después de la implementación. Se obtiene un VAN de ₡ 100.926.128,44 y una TIR de 21%.

Todo esto se observa más claramente en la siguiente figura, en la que se grafica el valor acumulado mostrado anteriormente.

Figura 30: Retorno de la inversión del sistema fotovoltaico con microinversores



Fuente: Elaboración propia

4.14.2.1 Caso de diseño dos (con inversor de 10KW)

Cuadro 30: Inversión del sistema fotovoltaico con el uso de inversor común

Inversión del sistema fotovoltaico con el uso de inversor común				
Producto	Modelo	Cantidad	Precio unitario (USD)	Total (USD)
Panel solar	JKM320PP-72	548	142,7	78.199,6
Inversor	Primo 10	21	3.016.12	63.338.52
Estructura de soporte para techo	Pack L-Foot	137	86,59	11.862,32
			Subtotal	₡ 86.755.618,14
			Gastos administrativos(2%)	₡ 1.735.112,377
			Mano de obra, material eléctrico (10%)	₡ 8.675.561,814
			Medidor monofásico	₡ 48.687
			Total	₡ 97.214.979,33

Fuente: Elaboración propia

Con la realización del cuadro anterior se obtiene un subtotal de ₡86.755.618,14 con un tipo de cambio de ₡564,55 por dólar, dato que fue consultado el día 28 de junio del 2017 en la página web del Banco Central de Costa Rica. A este subtotal se le suma 10% de mano de obra y material eléctrico, 2% de gastos administrativos y el medidor monofásico que, según la

RIE-059-2015, es la tarifa de interconexión. Es de ₡48.687 para medidores monofásicos, de acuerdo con las tarifas de generación distribuida. Con esto se obtiene que la inversión del sistema solar con inversores comunes es de ₡97.214.979,33.

Cabe destacar que la cotización de los equipos utilizados en este sistema fotovoltaico con el uso de inversores comunes se puede observar en la sección de anexos, en el 13.

Se procede a formar un ahorro anual. Este ahorro anual es el monto de energía que ya no se le va a pagar a la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). A este ahorro se le debe restar el mantenimiento de los paneles solares. La compañía Sunshine Solar estimó un costo de mantenimiento anual de 1.753,6 dólares, que al tipo de cambio del dólar consultado el 28 de junio del 2017, se traduce en un costo por mantenimiento debido a los módulos fotovoltaicos de ₡989.994,88. Este dato se puede comprobar en el anexo 12 de la sección de anexos.

Según la RIE-059-2015, anexo 13, la tarifa de acceso a la red de la CNFL es de ₡17,92 mensuales por cada KWh adicional. Además de que, si se da el caso de que se consume más de lo que se genera, y no hay excedente acumulado, se paga la tarifa normal, que es de ₡63,86 por cada KWh, según la CNFL. Por lo tanto, en el siguiente cuadro se muestra una diferencia respecto a la energía generada y el consumo eléctrico de los periodos 2016-2017. Esto se hace con el fin de tener un aproximado de la cantidad de energía que se va a tomar de la red.

Cuadro 31: Estimación de la nueva facturación con la implementación del sistema fotovoltaico

Estimación de la futura facturación con sistema mixto						
Detalle	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Energía generada	19951	21261	26583	24989	20387	16940
Energía consumida	24750	27750	28650	28500	26250	28800
Energía requerida	4799	6489	2067	3511	5863	11860
Facturación con sistema solar	₺ 306.464,14	₺ 414.388	₺ 131.999	₺ 224.212,5	₺ 374.411,2	₺ 757.023,8
Facturación actual	₺ 2.625.480	₺ 1.772.115	₺ 1.829.589	₺ 1.820.010	₺ 1.676.325	₺ 1.839.168

Estimación de la futura facturación con sistema mixto						
Detalle	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Energía generada	17341	18864	17992	16907	14046	16309
Energía consumida	27450	27450	26550	26550	29850	29250
Energía requerida	10109	8587	8558	9643	15804	12942
Facturación con sistema solar	₺ 645.535	₺ 548.334	₺ 546.513,88	₺ 615.802	₺ 1.009.2	₺ 826.444,2
Facturación actual	₺ 1.752.957	₺ 1.752.957	₺ 1.695.483	₺ 1.695.483	₺ 1.908.012	₺ 1.867.905

Fuente: Elaboración propia

Con base en el cuadro anterior se realiza el siguiente cuadro, en el que se puede observar el ahorro total que genera el sistema solar, únicamente.

Cuadro 32: Ahorro anual debido al sistema solar

Ahorro anual	
Gasto anual en facturación eléctrica sin sistema solar	₡ 21.190.539
Gasto anual en facturación eléctrica con sistema mixto	₡ 6.400.351,2
Ahorro anual en la facturación eléctrica	₡ 14.790.188
Cargos fijos en la tarifa eléctrica (10,5%)	₡ (672.037)
Mantenimiento	₡ (989.994,88)
Ahorro anual resultante	₡ 13.128.156.12

Fuente. Elaboración propia

Una vez obtenida la inversión inicial del sistema solar y el ahorro anual que se obtuvo en el cuadro anterior, se procede a estimar el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR), para así dar a conocer la rentabilidad del proyecto. Cabe destacar que estos procedimientos se hacen con las ecuaciones 11 y 12 explicadas en el marco teórico, que son VAN y la TIR, respectivamente.

La tasa de descuento o tipo de interés utilizado que se establece para efectos de este análisis es el interés capitalizable de los certificados de depósito a plazo (CDP) del Banco de Costa Rica (BCR), los cuales son inversiones de bajo riesgo, como lo debería ser un sistema de este tipo. La tasa CDP en colones del BCR, consultada el día 26 de junio del 2017, a un plazo de 5 años,

es de 7,5%, con la cual se obtendrán los valores de los factores de descuento en este estudio. Se fija un periodo de 20 años. Para los años restantes se establece un aumento de 5% anual en la tarifa eléctrica de la CNFL, según la consulta que se les hizo, por lo que el ahorro variaría con el pasar de los años. Este procedimiento se observa en el siguiente cuadro:

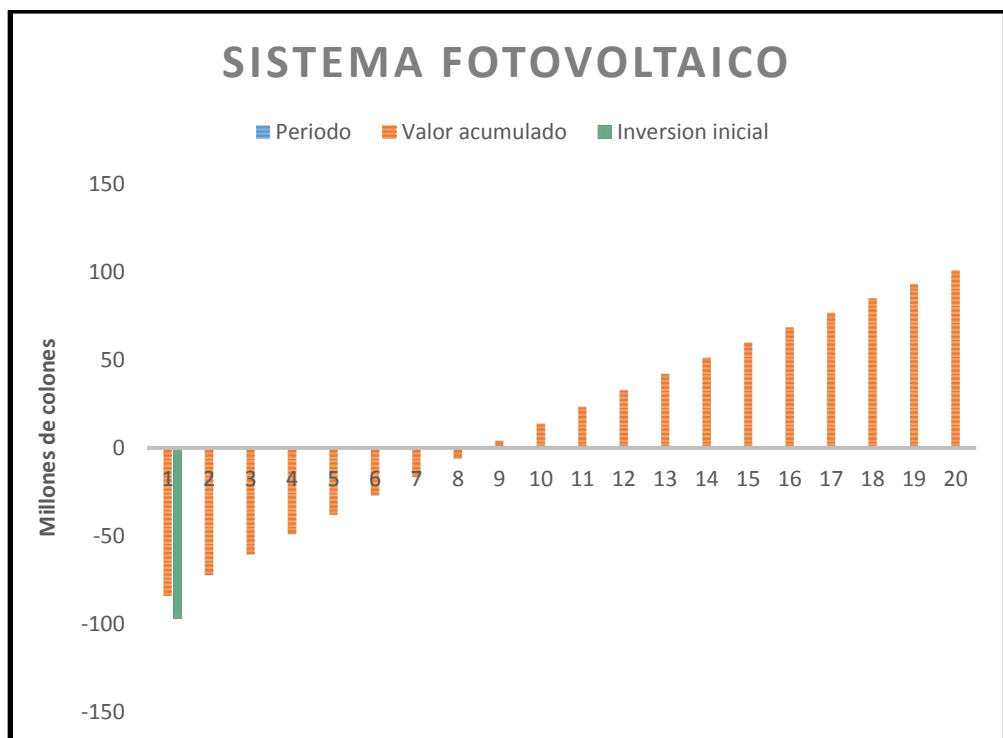
Cuadro 33: Retorno de la inversión del sistema solar

Retorno de la inversión		
Periodo	Ahorro anual (₡)	Valor acumulado (₡)
1	13.128.156	-84.086.823,14
2	13.784.563,93	-72.158.590,42
3	14.473.792,12	-60.507.758,47
4	15.197.481,73	-49.127.876,11
5	15.957.355,81	-38.012.642,16
6	16.755.223,61	-27.155.902,03
7	17.592.984,79	-16.551.644,23
8	18.472.634,03	-6.193.997,08
9	19.396.265,73	3.922.774,56
10	20.366.079,01	13.804.272,44
11	21.384.382,96	23.455.968,05
12	22.453.602,11	32.883.205,61
13	23.576.282,22	42.091.205,10
14	24.755.096,33	51.085.065,06
15	25.992.851,14	59.869.765,48
16	27.292.493,70	68.450.170,55
17	28.657.118,39	76.831.031,32
18	30.089.974,31	85.016.988,34
19	31.594.473,02	93.012.574,27
20	33.174.196,67	100.822.216,35

Fuente: Elaboración propia

Como se observa en el cuadro anterior, la inversión del sistema fotovoltaico con el uso de inversores comunes se recuperaría nueve años después de la implementación. Se obtiene un VAN de ₡ 100.822.216,35 y una TIR de 21%. Todo esto se observa más claramente en la siguiente figura, en la que se grafica el valor acumulado mostrado anteriormente.

Figura 31: Retorno de la inversión del sistema fotovoltaico con inversores comunes



Fuente: Elaboración propia

4.15 Análisis de resultados

4.15.1 Consumo de energía eléctrica

Dados los datos de la facturación eléctrica por parte de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, para los periodos del 2016-2017 se puede observar en el cuadro 3 la uniformidad de consumo que hay mes a mes. Esto con excepción del mes de enero, en el que se da un consumo relativamente bajo en comparación con los demás. También en los meses de noviembre y diciembre, en los que se dan consumos eléctricos un poco mayores al resto de los demás, como por ejemplo, en el mes de noviembre, cuando se llegaron a consumir hasta 29.850 KWh contra los 27.800 KWh/mes que se dan al promediar los doce meses. Por lo tanto, con estos datos se puede decir que el consumo en la institución de educación superior es bastante uniforme. Se debe recordar que, para una institución de educación de este tipo, por año son tres periodos lectivos de cuatros meses cada uno. Según informan, en esta institución la cantidad de ocupantes es muy similar en los tres periodos lectivos, por lo que el nivel de consumo va a depender del número de ocupantes en la institución, y este es muy similar durante el año. Por lo tanto, esto se ve reflejado en la uniformidad del consumo eléctrico en la institución.

4.15.2 Las fuentes renovables

Como anteriormente se comentó, la mayor motivación en el desarrollo de este proyecto es disminuir el costo de la facturación eléctrica mensual por medio de energías limpias, para con esto tener un ahorro.

Debido a que Costa Rica tiene sus dos estaciones definidas, las cuales son invierno y verano, las horas de sol pico y las velocidades del viento van de la mano con ellas, ya que en la época de invierno, que es la época predominante en el país, se tendrá menos irradiación solar y menos velocidades en los vientos. Esto debido a la temperatura y a las corrientes de aire frío que afectan las velocidades del viento. Por lo tanto, a la hora de instalar paneles solares cuya eficiencia depende de la cantidad de horas solares pico que tenga el día, en el caso de aerogeneradores, que van a depender directamente de la velocidad de los vientos que se presente en la zona de instalación, esto lo compensaría la mejora en las condiciones ambientales que se tienen en las épocas de verano. Esto a favor de los sistemas de captación de energía solar y eólica.

En la zona de Aranjuez, San José, se tiene un promedio anual de irradiación solar de 3,63 HSP; pero como cada mes del año tiene una condición climatológica distinta se tiene que hacer al menos un análisis de generación fotovoltaica por cada mes del año. Por ejemplo, en el cuarto cuadro se puede observar la diferencia en los datos de HSP mes a mes. La época de mayor irradiación solar sería marzo, con 3.89 HSP, y como contraparte noviembre con 2.67 HSP, con menor índice de irradiación solar, lo que va a afectar directamente la producción solar de la planta fotovoltaica.

Por otra parte, están las condiciones del viento que, de igual manera que en las condiciones solares, varían de mes a mes, según los datos estadísticos suministrados por el IMN.

Estas condiciones del viento presentan un comportamiento similar al de las horas solares pico. En los meses de verano se pueden observar velocidades del viento de mayor magnitud en comparación con los meses de invierno, con la excepción del mes de diciembre, que presenta condiciones de viento similares a las de los meses de verano. Lo anterior se puede entender con mayor facilidad en el cuadro 5 de este documento.

4.15.3 Potencia eléctrica generada por las turbinas eólicas y por el sistema solar

4.15.3.1 Energía esperada por los aerogeneradores

Si se explica bien el cuadro número 8, en el que se hace un análisis de generación eólica para cada mes del año, se puede notar que las velocidades de los vientos en la zona de Aranjuez son velocidades pequeñas. Esto si se toma en cuenta que la velocidad solamente para el arranque del equipo escogido está en alrededor de los 3 m/s. También hay que considerar que el rango de generación de este aerogenerador admite hasta un mínimo de 2m/s una vez rota la inercia, pero con eficiencias energéticas bastante bajas en comparación con su generación nominal.

4.15.3.2 Energía esperada por módulos fotovoltaicos

Como se ha dicho anteriormente, la cantidad de energía generada por una planta de generación solar va a depender de la cantidad de módulos con los que cuenta la planta y con las condiciones del clima.

Con respecto a la parte solar de este proyecto, lo primero que se hizo fue calcular un número de paneles solares provisional con el consumo anual en la institución, y con las horas de sol pico de cada mes. Este cálculo arrojó que iban a ser necesarios 952 módulos fotovoltaicos, para cubrir la demanda con las condiciones del clima dadas. Pero en el cuadro 9 se pudo observar que se están sobregenerando 68.700Kwh por año, que equivalen a más de 20% de generación solar con respecto al consumo. Por lo eso toda esta cantidad de energía se estaría desperdiciando y, por lo tanto, el proyecto se encarecería de manera innecesaria.

4.15.4 Planteamientos de diseño

En este proyecto se plantearon dos casos de diseño principales, el primero que va a ser una planta de aerogeneradores en combinación con la cantidad posible de módulos que se pueden instalar en la institución, y el segundo que es únicamente la planta solar; pero este segundo caso de diseño se puede dividir en dos, ya que se busca contemplar la factibilidad de usar microinversores o inversores comunes.

4.15.4.1 Caso número uno, sistema mixto

En este primer caso se comienza estimando la cantidad de módulos posibles de instalar en las tres zonas disponibles, cuyo resultado fue de 548 paneles solares, y se hace un análisis de generación eléctrica para cada mes. En el cuadro 11 se puede observar la diferencia de energía que tienen que cubrir los aerogeneradores en que, por ejemplo, para el mes de marzo los módulos se estima que generen 26.586 KWh, por lo que la cantidad de energía que se tiene que encargarse de cubrir el sistema eólico es de 2.067 KWh. Pero, como en cada mes hay una generación distinta, se saca una cantidad de energía por cubrir anual, que es poco más de 30%, y según las velocidades del viento y las necesidades energéticas los cálculos indican que van a ser necesarios 49 aerogeneradores, cantidad que técnicamente no es posible de instalar; esto debido a la disponibilidad de espacio en el tejado del edificio principal de la institución.

En la figura número 24, que es un gráfico comparativo entre la generación del sistema mixto y el consumo mensual en la institución, se puede observar que hay una sobreproducción de energía de hasta 13.870 kWh en el mes de enero. También se presenta este comportamiento en los siguientes meses de verano. Además, se puede apreciar que en los meses de invierno se consume más energía de la que se genera; esto debido a que las condiciones climatológicas no son las óptimas para ninguno de los dos sistemas.

Para este sistema mixto se hacen dos inversiones, una que es la del sistema solar y la otra que es la del sistema eólico. En el cuadro 21 se puede

ver la inversión inicial que hay que realizar para poder implementar el sistema solar, que tiene un costo de ₡97.111.067,24, y en el cuadro 22 con una inversión de ₡264.575.092,73, debido al sistema mixto, con una inversión total de ₡361.686.159,97. Por ello se puede ver que la inversión eólica encarece 272% la inversión total. En este caso la inversión se recupera hasta los 37 años de haber hecho la inversión inicial, por lo cual sería un tiempo sumamente largo, porque la vida útil de los aerogeneradores y sistemas solares no es tan prolongada. Además de esto, se obtiene como resultado una tasa interna de retorno a los 40 años de 8%.

4.15.4.2 Caso número dos, sistema solar únicamente

Como se había mencionado previamente, en este planteamiento se van a utilizar únicamente los 548 paneles solares posibles. En la figura 25 se puede observar que la curva de generación siempre está debajo de la curva de consumo, pero con una mayor cercanía entre ambas curvas en los meses de verano. En el punto de mayor cercanía se puede observar una diferencia de tan solo 2.067 KWh en el mes correspondiente.

Por otra parte, en la figura 26 se puede ver la caída en la curva de consumo frente a la curva de consumo actual. Esto se logra debido a la generación de energía solar, en que se pasa de facturar 24.750KWh a 4.799KWh en el mes de enero, lo que equivale a 80,6% de disminución en el consumo eléctrico de ese mes, dato que se puede corroborar en el cuadro número 14, tanto para el mes de enero como para los siguientes. Ahí se

observa el porcentaje de disminución mensual en energía eléctrica, así como el porcentaje de disminución anual, que es de casi 70%.

La inversión de este caso con la utilización de microinversores es de ¢97.111.067,24 y de ¢97.214.979,33 para inversores comunes, por lo cual se puede apreciar una diferencia de tan solo ¢103.912,09 entre ambos diseños. Cabe destacar que en ambos sistemas, microinversor e inversor común, la recuperación del gasto económico se estaría reflejando para el año nueve, tiempo de recuperación mucho menor si se compara con los sistemas mixto fotovoltaico y eólico. También se pueden ver grandes diferencias en las tasas internas de retorno. En el caso del sistema solar, únicamente, ya sea con microinversores o con inversores comunes, se tiene una TIR de 21%, dato que contrasta con la TIR de 8% que se logra con el sistema mixto.

Como se puede ver en los resultados del valor actual neto para el sistema con microinversor e inversor común, de ¢100.926.128,44 y ¢100.822.216,35, respectivamente, no hay gran diferencia económica entre la utilización del tipo de inversor, por lo que esta decisión se puede tomar con base en un punto de vista más técnico, en el que se podría inclinar la balanza por los microinversores, que cuentan con varias ventajas, ya que cada panel funciona de forma individual, lo que asegura una máxima eficiencia de los paneles solares. Esto porque si un panel está siendo sometido a una sombra los demás no se ven afectados, a pesar de que las ventajas económicas no son tantas respecto al inversor común.

Conclusiones

1. Tal como se logra evidenciar en el desarrollo del trabajo, se plantearon dos diferentes casos de análisis, para el uso de energías renovables. El primero fue un sistema mixto utilizando sistemas fotovoltaicos y aerogeneradores. El segundo es utilizando únicamente sistema fotovoltaico.

Para el caso de la solución mixta se logró determinar un total de 548 paneles, el cual, junto a la instalación de 49 aerogeneradores, da un aproximado de energía generada de 334.667 KWh al año. Tal como se parecía en el apartado 4.15.1 del análisis de resultados, esta opción no es rentable, ya que la unión de los paneles y aerogeneradores, da una inversión de ¢ 361.686.159,97, con una rentabilidad de ¢ -135.047.027 y una tasa del 3%, esto para el año 20 después de la inversión inicial, lo cual desde un punto de vista contable no es un proyecto atractivo de inversión.

Por otro lado, en la segunda opción, de únicamente paneles solares, se demuestra en el punto 4.15.2 del análisis de resultados que con una inversión aproximada de ¢97.111.067,24, da los distintos valores financieros, lo cual indica que la inversión es rentable.

2. Según los datos estadísticos dados por el IMN se puede apreciar que las velocidades del viento en Aranjuez de San José son de una magnitud baja, ya que los promedios mensuales de las velocidades oscilan entre 1,89 m/s la más baja y 3,86 m/s la más alta, en comparación con las velocidades de

arranque de los equipos, que oscilan entre 3 m/s y 3.5 m/s. Por lo tanto, se determina que esa localidad no es apta para la generación de energía eólica, y se establece como conclusión que los mini aerogeneradores que se estudiaron en este proyecto no son los adecuados para utilizar en esas zonas. Es por esta razón que se determina que la tecnología eólica no puede aplicarse de manera eficiente en zonas bajas del Valle Central, como en el barrio Aranjuez de San José. Esto de manera eficiente, debido la intensidad de las fuerzas del viento, Sin embargo, sí se podría aprovechar el recurso en zonas altas de San José que son más ventosas, o localidades como Guanacaste.

3. Para efectos del planteamiento del diseño dos se evalúa si utilizar inversores o microinversores. Se demuestra en el punto 4.15.4.2 que económicamente la diferencia no es significativa, ni tampoco el tiempo de recuperación de la inversión. Se determina que el sistema de microinversores es mejor para este proyecto, ya que cuenta con varias ventajas técnicas por encima del inversor común; esto debido a que cada panel funciona de forma individual, lo que asegura una máxima eficiencia de cada uno de ellos, ya que si un panel está siendo sometido a una sombra los demás no ven mermado su rendimiento.

Recomendaciones

1. Para efectos del planteamiento número uno, la primera recomendación que sobresale es no implementar sistemas de aerogeneradores en la zona en donde se recopilaron los datos de la magnitud del viento, ya que esta no cumple con los requerimientos para un funcionamiento realmente aprovechable del sistema.

2. Otra recomendación es que, aunque estos sistemas de generación eólica de menor tamaño se puedan instalar en zonas de condiciones climatológicas no tan apropiadas, conviene realizar un análisis financiero profundo considerando los costos del sistema, la mano de obra de implementación, el mantenimiento y otros, para determinar los costos totales reales del proyecto, el tiempo de retorno de la inversión y demás datos importantes, antes de elegir algún sistema de estos, en resguardo de la inversión que se vaya a realizar.

3. En cuanto al sistema fotovoltaico se recomienda contratar a una empresa con vasta experiencia en la instalación fotovoltaica en Costa Rica que, además, ofrezca el servicio de trámites, instalación, mantenimiento, seguimiento y atención de eventualidades. 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.

4. Es importante tener conceptos básicos acerca del uso del programa AutoCad, ya que se recomienda su utilización, pues con esta herramienta es más fácil estimar la cantidad de paneles solares que se pueden instalar en áreas de techo, cuando el área no es 100% efectiva. Esto debido tanto a la geometría del techo mismo como a la del panel solar. De esta manera se llega a tener una mejor idea de la cantidad real de paneles solares que se puedan instalar; además de que se pueden tomar en cuenta las distancias entre filas de módulos fotovoltaicos para efectos de mantenimiento y reubicar elementos que lleguen a disminuir el área efectiva de techo, como los sistemas de aires acondicionados.

Bibliografía

La Gaceta N.º 69. (2017). Recuperado el 29 de febrero de 2017 de <http://www.AR-NT-POASEN> 2014.

La Gaceta. (2017). Recuperado el 8 de febrero de 2017 de <http://La> gaceta-Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, modelo de contratación medición neta sencilla.

Es.wikipwdia.org (2017). Recuperado el 14 de marzode 2017, de <https://es.wikipedia.org>.

Sitio solar. (2017). Recuperado el 26 de febrero de 2017 de [http/](http://www.sitiosolar.com) www.sitiosolar.com.

Energías Renovables. Recuperado el 26 de febrero 2017, de <http://erenovable.com/como-funcionan-los-paneles-solares/>

Tarifas del CNFL. (2017). Recuperado el 14 julio de 2017 de <https://www.cnfl.go.cr/index.php/consulta-tarifas-vigentes>

Anexos

Anexo 1: Datos meteorológicos

INSTITUTO METEOROLOGICO NACIONAL																
DEPARTAMENTO DE INFORMACION																
PROMEDIOS MENSUALES DE DATOS CLIMATICOS																
(estaciones automáticas)																
ESTACION: 84 141 IMN, ARANJUEZ										Latitud: 09 ° 56 ' N Longitud: 84 ° 04 ' O Altitud. 1181 m.s.n.m						
Elementos	Períodos		Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	Prom.	Total
LLUVIA	1999	2016	10.6	10.2	11.9	45.8	223.0	245.1	171.6	206.7	305.0	304.3	139.2	31.4	142.1	1704.7
TEM.MAX.	1999	2016	22.8	23.4	24.5	25.5	26.2	26.2	25.3	25.8	26.3	25.5	24.1	23.2	24.9	
TEM.MIN.	1999	2016	16.4	16.4	16.8	17.6	18.1	18.1	18.0	17.9	17.6	17.5	17.2	16.8	17.4	
TEM.MED.	1999	2016	19.6	19.9	20.6	21.5	22.1	22.1	21.6	21.9	22.0	21.5	20.7	20.0	21.1	
HUMEDAD	1999	2016	73.3	71.7	70.9	71.8	76.8	78.2	76.7	77.2	79.1	80.5	78.2	75.1	75.8	
VIENTO VEL.	1999	2016	13.7	13.9	13.3	11.9	8.7	7.8	9.0	8.1	6.8	6.9	9.6	11.9	10.1	
RADIACION	1999	2016	13.2	15.6	17.6	17.1	13.5	11.6	11.5	12.5	12.3	11.2	9.6	10.8	13.0	
PRESION	1998	2017	882.5	882.5	882.3	882.1	882.1	882.2	882.5	882.3	882.3	882.0	881.9	882.4	882.3	
VIENTO DIR. PREDOMINANTE			2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	Total	
Promedio días con lluvia >= 0.1 mm.			4	3	3	9	20	21	20	22	23	25	18	8	176	

Lluvia en milímetros: 1mm = 1 litro de agua por m². Radiación Solar global en Megajulios(MJ/m²)
 Temperatura en Grados Celsius (°C). Evaporación en mm. Viento en km/h. Humedad Relativa en Porcentaje (%).
 VIENTO DIR PREDOM : 1 Norte, 2 Noreste , 3 Este, 4 Sureste, 5 Sur, 6 Suroeste, 7 Oeste, 8 Noreste, 9 Variable
 Brillo Solar en horas y décimas de horas. Presión hPa.

Anexo 2: Fichas técnicas de turbina eólica horizontal

25.3+

Número de hélices	3
Díámetro	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

Características eléctricas

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, Litio Interface Wind+ Bombeo directo de agua AC ó DC Telecom Conexión a red

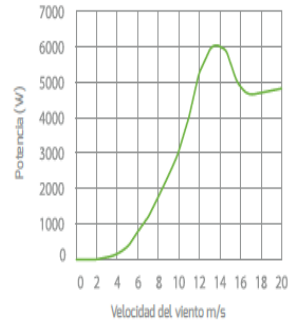
Velocidad de viento

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

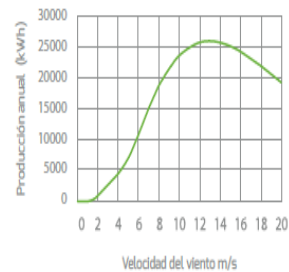
Características físicas

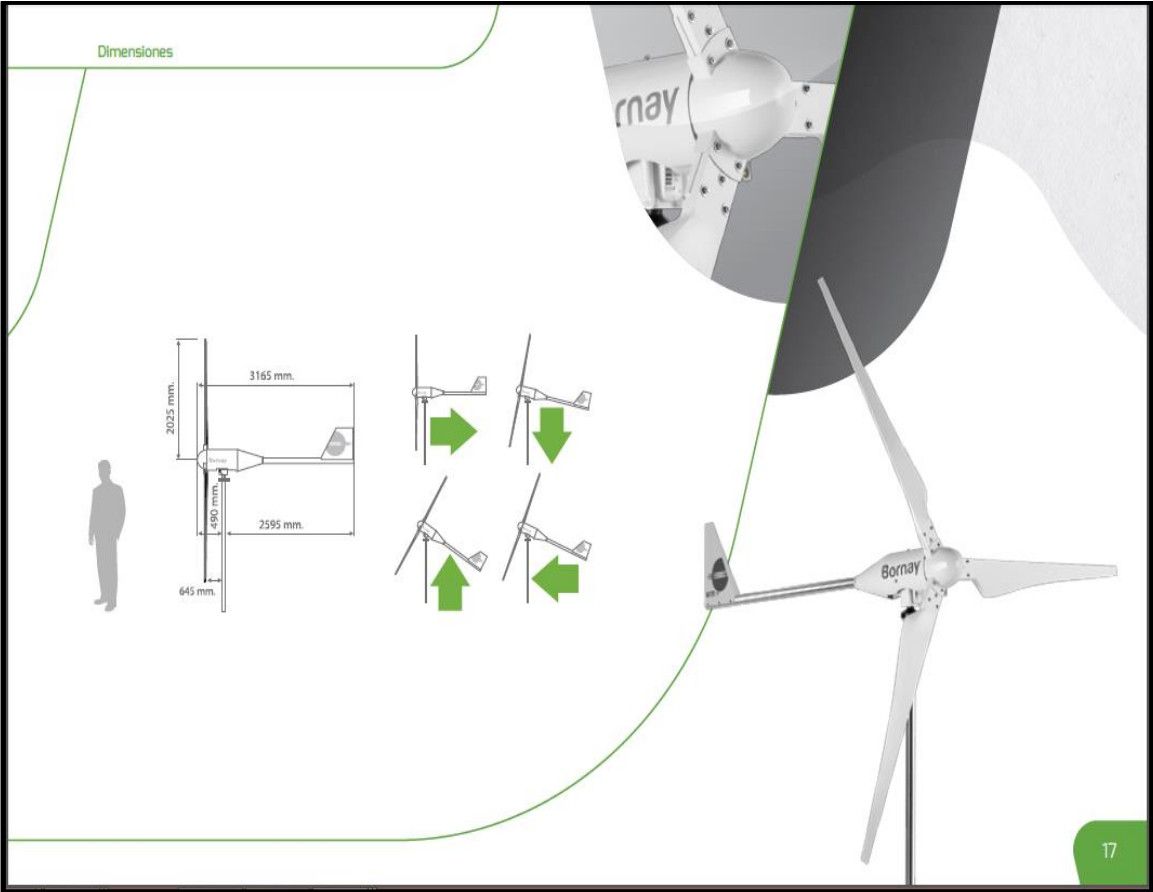
Peso aerogenerador	107 kg
Peso regulador	33 kg
Peso interface	24 kg
Embalaje	120 x 80 x 80 cm - 143 Kg
Dimensiones - peso	260 x 40 x 15 cm - 22 Kg
Total	0,91 m ³ - 165 Kg
Garantía	3 años

Curva de potencia



Energía





Anexo 3: Ficha técnica de turbina eólica vertical

Aerogenerador de Eje Vertical Kliux Zebra

Ficha de especificaciones de producto

Revisado: 22/10/2013



DISEÑO ÚNICO

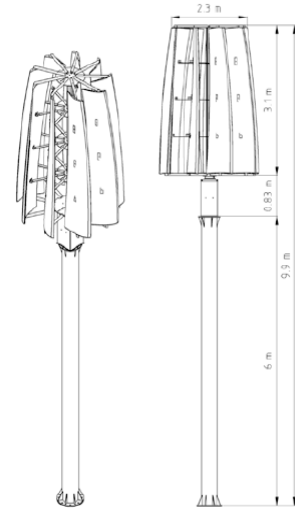
- Diseñado para aprovechar la energía del viento en entornos urbanos.
- Primer aerogenerador de eje vertical con rotor modelo Savonius (arrastre) de 9 álabes alfa (α), fabricados en poliuretano expandido suministrado por Bayer MaterialScience.
- Diseñado y fabricado en España.

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.

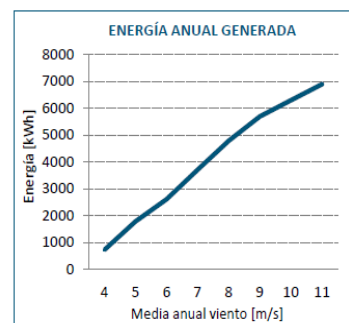
RENDIMIENTOS

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.

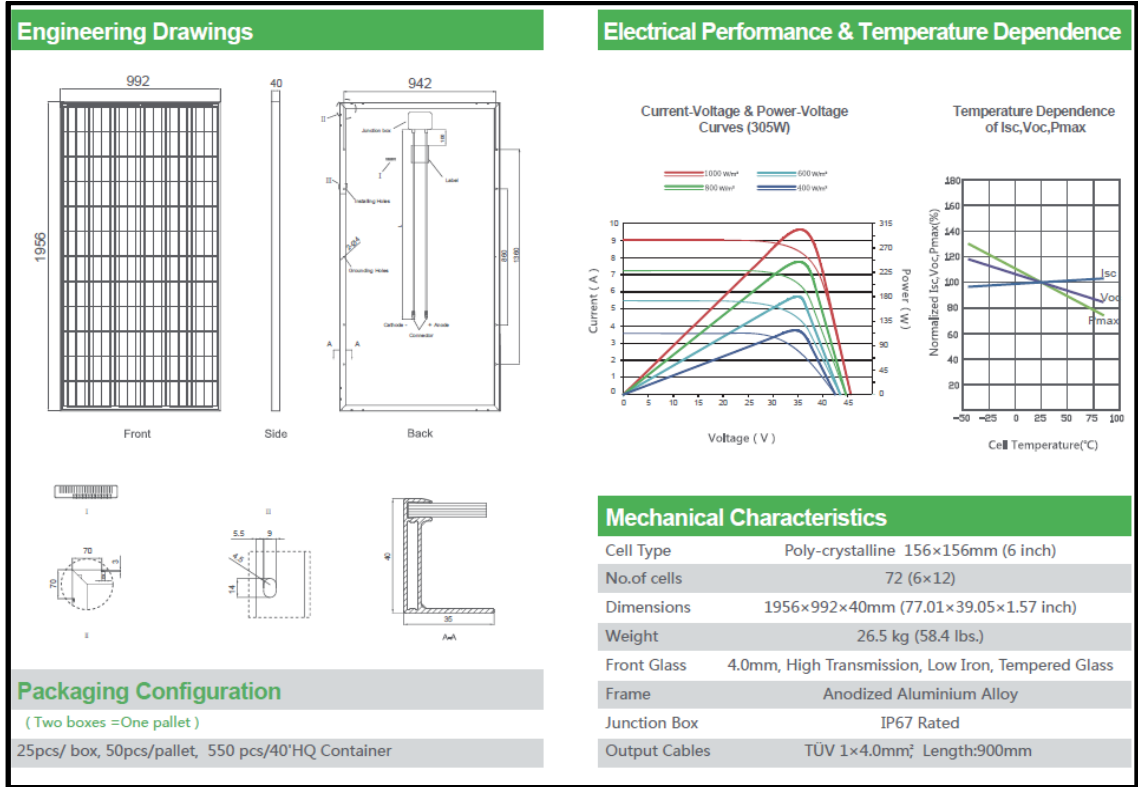
OTROS

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.

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



Anexo 4: Ficha técnica de panel solar



SPECIFICATIONS

Module Type	JKM305PP		JKM310PP		JKM315PP		JKM320PP	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	305Wp	226Wp	310Wp	231Wp	315Wp	235Wp	320Wp	238Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	36.8V	33.6V	37.0V	33.9V	37.2V	34.3V	37.4V	34.7V
Maximum Power Current (Imp)	8.30A	6.72A	8.38A	6.81A	8.48A	6.84A	8.56A	6.86A
Open-circuit Voltage (Voc)	45.6V	42.2V	45.9V	42.7V	46.2V	43.2V	46.4V	43.7V
Short-circuit Current (Isc)	8.91A	7.22A	8.96A	7.26A	9.01A	7.29A	9.05A	7.30A
Module Efficiency STC (%)	15.72%		15.98%		16.23%		16.49%	
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/m² 📱 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5

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

Anexo 5: Ficha técnica de inversor solar

FRONIUS PRIMO

/ The future of residential solar is here - Introducing the new Fronius Primo.



/ PCB board replacement process



/ SnapINverter mounting system



/ Wi-Fi* interface



/ SuperFlex Design



/ Smart Grid Ready



/ Arc Fault Circuit Interruption



FRONIUS PRIMO 12.0

/ With power categories ranging from 3.8 kW to 15.0 kW, the transformerless Fronius Primo is the ideal compact single-phase inverter for residential applications. The sleek design is equipped with the SnapINverter hinge mounting system which allows for lightweight, secure and convenient installation. The Fronius Primo has several integrated features that set it apart from competitors including dual powerpoint trackers, high system voltage, a wide input voltage range, Wi-Fi* and SunSpec Modbus interface, and Fronius' online and mobile monitoring platform Fronius Solar.web. The Fronius Primo also works seamlessly with the Fronius Rapid Shutdown Box for a reliable NEC 2014 solution** and offers a Revenue Grade Metering option completely integrated.

TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO

GENERAL DATA	FRONIUS PRIMO 3.8 - 8.2	FRONIUS PRIMO 10.0-15.0
Dimensions (width x height x depth)	16.9 x 24.7 x 8.1 in.	20.1 x 28.5 x 8.9 in.
Weight	47.29 lb.	82.5 lb.
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 - 131°F (-40 - 55°C)	-40 - 140°F (-40 - 60°C)
Permitted humidity	0 - 100 %	
DC connection terminals	4x DC+ and 4x DC- screw terminals for copper (solid / stranded / fine stranded) or aluminum (solid / stranded)	4x DC+1, 2x DC+2 and 4x DC- screw terminals for copper (solid / stranded / fine stranded) or aluminum (solid / stranded)
AC connection terminals	Screw terminals 12 - 6 AWG	
Revenue Grade Metering	Optional (ANSI C12.1 accuracy)	
Certificates and compliance with standards	UL 1741-2010, UL1998 (for functions: AFCI and Isolation monitoring), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, 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 TIL M-07 Issue 1 -2013	UL 1741-2013, UL1998 (for functions: AFCI, RCMU and Isolation monitoring), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2005, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC Article 690-2014, C22.2 No. 107.1-01 (September 2001), UL1699B Issue 2 -2013, CSA TIL M-07 Issue 1 -2013

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

INTERFACES	STANDARD WITH ALL PRIMO MODELS
Wi-Fi*/Ethernet*/Serial	Wireless standard 802.11 b/g/n / Fronius Solarweb, SunSpec Modbus TCP, JSON / SunSpec Modbus RTU
6 inputs or 4 digital inputs/outputs	External relay controls
USB (A socket)	Datalogging and/or updating via USB
2x RS422 (RJ45 socket)	Fronius Solar Net, interface protocol
Datalogger and Webserver	Included

*The term Wi-Fi® is a registered trademark of the Wi-Fi Alliance.
**Fronius Primo 10.0-15.0 kW requires an external disconnect button for code compliance.

TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO

INPUT DATA	PRIMO 3.8-1	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 7.6-1	PRIMO 8.2-1
Recommended PV power (kWp)	3.0 - 6.0 kW	4.0 - 7.8 kW	4.8 - 9.3 kW	6.1 - 11.7 kW	6.6 - 12.7 kW
Max. usable input current (MPPT 1/MPPT 2)	18 A / 18 A	18 A / 18 A	18 A / 18 A	18 A / 18 A	18 A / 18 A
Total max. DC current	36 A				
Max. array short circuit current (1.25 I _{max}) (MPPT 1/MPPT 2)	22.5 A / 22.5 A				
Operating voltage range	80 V - 600 V				
Max. input voltage	600 V				
Nominal input voltage	410 V	420 V	420 V	420 V	420 V
Admissible conductor size DC	AWG 14 - AWG 6				
MPP Voltage Range	200 - 480 V	240 - 480 V	240 - 480 V	250 - 480 V	270 - 480 V
Number of MPPT	2				

OUTPUT DATA	PRIMO 3.8-1	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 7.6-1	PRIMO 8.2-1
Max. output power	240 V 3800 W	5000 W	6000 W	7600 W	8200 W
	208 V 3800 W	5000 W	6000 W	7600 W	7900 W
Max. continuous output current	240 V 15.8 A	20.8 A	25.0 A	31.7 A	34.2 A
	208 V 18.3 A	24.0 A	28.8 A	36.5 A	38.0 A
Recommended OCPD/AC breaker size	240 V 20 A	30 A	35 A	40 A	45 A
	208 V 25 A	30 A	40 A	50 A	50 A
Max. Efficiency	96.7 %	96.9 %	96.9 %	96.9 %	97.0 %
CEC Efficiency	240 V 95.0 %	95.5 %	96.0 %	96.0 %	96.5 %
Admissible conductor size AC	AWG 14 - AWG 6				
Grid connection	208 / 240 V				
Frequency	60 Hz				
Total harmonic distortion	< 5.0 %				
Power factor (cos φ _{ac,r})	0.85-1 ind./cap				

INPUT DATA	PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1
Recommended PV power (kWp)	8.0 - 12.0 kW	9.1 - 13.7 kW	10.0 - 15.0 kW	12.0 - 18.0 kW
Max. usable input current (MPPT 1/MPPT 2)	33.0 A / 18.0 A			
Total max. DC current	51 A			
Max. array short circuit current (1.25 I _{max}) (MPPT 1/MPPT 2)	41.3 A / 22.5 A			
Operating voltage range	80 V - 600 V			
Max. input voltage	600 V			
Nominal input voltage	415 V	420 V	425 V	440 V
Admissible conductor size DC	AWG 14 - AWG 6 copper direct, AWG 6 aluminum direct (AWG 10 copper or AWG 8 aluminum for overcurrent protective devices up to 60A, from 61 to 100A minimum AWG 8 for copper or AWG 6 aluminum has to be used), AWG 4 - AWG 2 copper or aluminum with optional input combiner			
MPP Voltage Range	220 - 480 V	240 - 480 V	260 - 480 V	320 - 480 V
Integrated DC string fuse holders	4- and 4+ for MPPT 1 / no fusing required on MPPT 2			
Number of MPPT	2			

OUTPUT DATA	PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1
Max. output power	240 V 9995 W	11400 W	12500 W	15000 W
	208 V 9995 W	11400 W	12500 W	13750 W
Max. continuous output current	240 V 41.6 A	47.5 A	52.1 A	62.5 A
	208 V 48.1 A	54.8 A	60.1 A	66.1 A
Recommended OCPD/AC breaker size	240 V 60 A	60 A	70 A	80 A
	208 V 70 A	70 A	80 A	90 A
Max. Efficiency	96.7 %			
CEC Efficiency	96.0 %			
Admissible conductor size AC	AWG 10 - AWG 2 copper (solid / stranded / fine stranded)(AWG 10 copper or AWG 8 aluminum for overcurrent protective devices up to 60A, from 61 to 100A minimum AWG 8 for copper or AWG 6 aluminum has to be used), AWG 6 - AWG 2 copper(solid / stranded) MultiContactWiringable with AWG 12			
Grid connection	208 / 240 V			
Frequency	60 Hz			
Total harmonic distortion	< 2.5 %			
Power factor (cos φ _{ac,r})	0-1 ind./cap.			

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

WE HAVE THREE DIVISIONS AND ONE PASSION: SHIFTING THE LIMITS OF POSSIBILITY.

/ Whether welding technology, photovoltaics or battery charging technology - our goal is clearly defined: to be the innovation leader. With around 3,300 employees worldwide, we shift the limits of what's possible - our record of over 900 granted patents is testimony to this. While others progress step by step, we innovate in leaps and bounds. Just as we've always done. The responsible use of our resources forms the basis of our corporate policy.

Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at www.fronius.com

v05 May 2015 EN



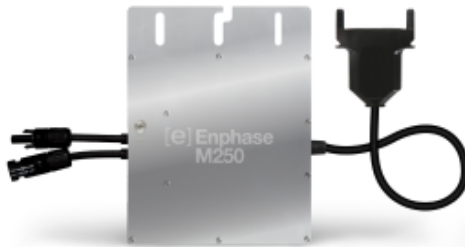
Fronius USA LLC
 6797 Fronius Drive
 Portage, IN 46368 USA
pv-support-usa@fronius.com
www.fronius-usa.com

Anexo 6: Ficha técnica de microinversor solar

Enphase M250

The versatile **Enphase M250 Microinverter™** performs in both residential and commercial solar PV installations and is compatible with both 60-cell and 72-cell modules. With its all-AC approach and integrated grounding, the M250 delivers increased energy harvest and reduces design and installation complexity.

The Enphase M250 Microinverter integrates seamlessly with the Enphase Engage™ Cable, the Enphase Envoy™ communications gateway, and Enphase Enlighten™ monitoring and analysis software.



Productive

- Designed for a wide range of modules
- Maximizes energy production
- Minimizes impact of shading, dust, and debris

Simple

- No DC design or string calculation required
- No GEC needed for microinverter
- Easy installation with Engage Cable

Reliable

- 4th-generation product
- More than 1 million hours of testing and millions of units shipped
- Industry-leading warranty, up to 25 years



To learn more about Enphase offerings, visit enphase.com

 ENPHASE.

INPUT DATA (DC)	MODELS: M250-60-2LL-S22, M250-60-2LL-S25	MODELS: M250-72-2LL-S22, M250-72-2LL-S25
Commonly used module pairings ¹	210 - 350+ W	210 - 350+ W
Compatibility	60-cell PV modules	60-cell and 72-cell PV modules
Maximum input DC voltage	48 V	62 V
Peak power tracking voltage	27 V - 39 V	27 V - 48 V
Operating range	16 V - 48 V	16 V - 60V
Min/Max start voltage	22 V / 48 V	22 V / 48 V
Max DC short circuit current	15 A	15 A
OUTPUT DATA (AC)		
Peak output power	250 W	
Maximum continuous output power	240 W	
Nominal output current	1.15 A @ 208 VAC 1.0 A @ 240 VAC	
Nominal voltage/range	208 V / 183-229 V @ 208 VAC 240 V / 211-264 V @ 240 VAC	
Nominal frequency/range	60.0 / 57-61 Hz	
Extended frequency range ²	57-62.5 Hz	
Power factor	>0.95	
Maximum units per 20 A branch circuit	24 (three-phase 208 VAC) 16 (single phase 240 VAC)	
Maximum output fault current	850 mA rms for 6 cycles	
EFFICIENCY		
CEC weighted efficiency	96.5%	
Peak inverter efficiency	96.5%	
Static MPPT efficiency (weighted, reference EN50530)	99.4%	
Night time power consumption	65 mW max	
MECHANICAL DATA		
Ambient temperature range	-40°C to +65°C	
Dimensions (WxHxD)	171 mm x 173 mm x 30 mm (without mounting bracket)	
Weight	1.6 kg (3.4 lbs)	
Cooling	Natural convection - No fans	
Enclosure environmental rating	Outdoor - NEMA 6	
Connector type	MC4: M250-60-2LL-S22 and M250-72-2LL-S22 Amphenol H4: M250-60-2LL-S25 and M250-72-2LL-S25	
FEATURES		
Communication	Power line	
Integrated ground	The DC circuit meets the requirements for ungrounded PV arrays in NEC 690.35. Equipment ground is provided in the Engage Cable. No additional GEC or ground is required. Ground fault protection (GFP) is integrated into the microinverter.	
Monitoring	Enlighten Manager and MyEnlighten monitoring options	
Transformer design	High frequency transformers, galvanically isolated	
Compliance	UL 2703 recognized, UL1741/IEEE1547, FCC Part 15 Class B, CAN/CSA-C22.2 NO. 0-M91, 0.4-04, and 107.1-01	
<p>1. No enforced DC/AC ratio. See the compatibility calculator at enphase.com/en-us/support/module-compatibility.</p> <p>2. Frequency ranges can be extended beyond nominal if required by the utility.</p>		
<p>To learn more about Enphase offerings, visit enphase.com</p> <p>© 2016 Enphase Energy, Inc. All rights reserved. All trademarks or brands used are the property of Enphase Energy, Inc. 2016-06-02</p>		



Instalación y funcionamiento del microinversor M250/M215

Capacidad del circuito derivado

Planifique el número de circuitos derivados de CA para cumplir con los siguientes límites aplicados al número máximo de microinversores por derivación cuando estén protegidos con un dispositivo de protección de sobrecorriente (OCPD) de 20 A.

Tipo de servicio	Máximo de microinversores M250 por circuito derivado de CA	Máximo de M215s por circuito derivado de CA
240 V CA, monofásico	16	17
208 V CA, trifásico ³	24	25

Requisitos de servicio de red

Los microinversores Enphase serie M funcionan con un servicio de 240 V CA monofásico o con un servicio de 208 V CA trifásico. Mida la tensión en la línea de CA en la conexión del servicio eléctrico para confirmar que se encuentra dentro de los intervalos indicados:

240 V CA, monofásico		208 V CA, trifásico	
L1 a L2	211 a 264 VCA	L1 a L2 a L3	183 a 229 V CA
L1, L2 a neutro	106 a 132 V CA	L1, L2, L3 a neutro	106 a 132 V CA

Anexo 7: Ficha técnica de monitor de microinversores solares

Enphase Envoy-S Series

The **Enphase Envoy-S™** communications gateway delivers solar production and energy consumption data to Enphase Enlighten™ monitoring and analysis software for comprehensive, remote maintenance and management of the Enphase Microinverter System.

With revenue grade production metering and consumption monitoring options, Envoy-S is the platform for total energy management and integrates with the Enphase AC Battery™.



Smart

- Enables web-based monitoring and control
- Bidirectional communications for remote upgrades

Simple

- Easy system configuration using Enphase Installer Toolkit™ mobile app
- Flexible networking with Wi-Fi, Ethernet, or cellular

Reliable

- Designed for installation indoors or outdoors
- Five-year warranty



To learn more about Enphase offerings, visit enphase.com



Enphase Envoy-S

MODEL NUMBERS

Enphase Envoy-S Standard™ ENV-S-AB-120-A	Enphase Envoy-S communications gateway with basic PV production monitoring (+/- 5%).
Enphase Envoy-S Metered™ ENV-S-AM1-120	Enphase Envoy-S communications gateway with integrated revenue grade PV production metering (ANSI C12.20 +/- 0.5%) and optional consumption monitoring (+/- 2.5%).

ACCESSORIES (Order Separately)

Enphase Mobile Connect™ CELLMODEM-01	Plug and play industrial grade cellular modem with five-year data plan for systems up to 60 microinverters. (Available in the US, Canada, Mexico, Puerto Rico, and the US Virgin Islands, where there is adequate cellular service in the installation area.)
Consumption Monitoring CT CT-200-SPLIT	For use with ENV-S-AM1-120, split-core current transformers enable whole home consumption metering (+/- 2.5%).

POWER REQUIREMENTS

Cord connected	120 VAC, 60 Hz (ENV-S-AB-120-A) Max 15 A overcurrent protection required
Hardwired	120 VAC, 60 Hz (ENV-S-AB-120-A) 120/240 VAC split-phase (ENV-S-AM1-120) Max 15 A overcurrent protection required

CAPACITY

Number of microinverters polled	Up to 600
---------------------------------	-----------

MECHANICAL DATA

Dimensions (WxHxD)	21.3 x 12.6 x 4.5 cm (8.4" x 5" x 1.8")
Weight	17.6 oz (498 g)
Ambient temperature range	-40° to 65° C (-40° to 149° F) -40° to 46° C (-40° to 115° F) if installed in an enclosure
Environmental rating	IP30. For installation indoors or in an NRTL-certified, NEMA type 3R enclosure.
Altitude	To 2000 meters (6,560 feet)

INTERNET CONNECTION OPTIONS

Integrated Wi-Fi	802.11b/g/n
Ethernet	802.3, Cat5E (or Cat 6) UTP Ethernet cable (not included)
Mobile	Optional, CELLMODEM-01 (not included)

COMPLIANCE

Compliance	UL 916 CAN/CSA C22.2 No. 61010-1 47 CFR, Part 15, Class B, ICES 003 IEC/EN 61010-1:2010, EN50065-1, EN61000-4-5, EN61000-6-1, EN61000-6-2 Metering: ANSI C12.20 accuracy class 0.5 (ENV-S-AM1-120)
------------	---

Anexo 8: Ficha técnica de interface eólica

Interface **WIND+**

Interface Wind + rectifica, controla y filtra la energía producida por el aerogenerador entregando energía apta para su uso en las diferentes aplicaciones:

- Conexión a red, el interface entrega energía en corriente continua al inversor de conexión a red ABB Wind.
- Bombeo de agua, el interface entrega energía directamente en corriente continua para el funcionamiento de bombas como la Grundfos SOFlex, ó corriente alterna trifásica a 230 V para el funcionamiento de cualquier tipo de bombas ó motores.
- Telecom, el interface entrega energía en corriente alterna directamente a los rectificadores, ó corriente continua directamente a los inversores en función del fabricante del sistema.

La comunicación ModBus, permite la comunicación de modo bi-direccional entre los diferentes componentes de la instalación: para la gestión de la energía, monitorización, cambio de parámetros ...



Datos Técnicos

Entrada Aerogenerador

Tipo de entrada	Trifásica CA
Conectores	MC4
Rango de voltaje operativo	80 - 480 Vac
Voltaje máximo admisible	510 Vac
Potencia máxima	3000 W (Wind 13+) / 6000 W (Wind 25+)
Resistencia de frenado	5000 W (Wind 13+) / 10000 W (Wind 25+)
Protección entrada	Varistores

Salida

Tipo de salida	CA / CC
Conectores	MC4
Rango de voltaje	80 - 380 Vac / 100 - 450 Vcc
Protección	IGBT

Operacionales

Consumo en reposo	< 3 W
Consumo a máxima potencia	< 30 W

Conexiones

Anemómetro	Si, opcional.
Comunicaciones	2 x RS485 / 1 x RS232
USB	1 x mini USB Tipo B hembra
Bluetooth	Opcional con Bornay Bluetooth dongle
Parada de emergencia	Si, Seta de emergencia
Parada de emergencia remota	Si, con interruptor externo
Relé	Libre de potencial, COM, NA, NC
Entradas auxiliares digitales	2
Salidas digitales	Salida de pulsos para sincronización con inversores con curva de potencia F-P

Físicas

Grado de protección	IP20
Material	Aluminio
Color	RAL7035
Ventilación	Forzada
Montaje	Sobre pared
Dimensiones	399 x 494 x 190 mm 220 x 490 x 353 mm (Rack Telecom opcional)
Dimensiones embalaje	280 x 480 x 560 mm - 0,08 m ³
Peso	14 Kg (Wind 13+) / 18,5 Kg (Wind 25+)
Peso embalaje	16,5 Kg (Wind 13+) / 21 Kg (Wind 25+)

Anexo 9: Ficha técnica de inversor eólico

Wind turbine converters

ABB small wind inverters PVI-6000-TL-OUTD-W 6 kW



The PVI-6000-TL-W is ABB's most used small wind turbine inverter. It is designed with proven high performance technology. This dual stage transformerless wind inverters offers a unique combination of high efficiency, installer-friendly design and very wide input voltage range ensuring high energy harvesting.

The high speed and precise power curve tracking algorithm allows to best match the power curve of each turbine.

Efficiency of up to 97 %

The PVI-6000-TL-W features an high efficiency up to 97 percent thanks to transformerless technology.

It has power curve customization with high granularity, up to 16-point, for high production yield.

It is a sealed unit to withstand harsh environmental conditions.

Highlights

- Single phase output
- Power curve customization
- Wide input voltage range
- Transformerless technology
- Field-selectable standard grid settings

Power and productivity
for a better world™



Additional highlights

- Flexible data monitoring options to view Inverter performance
- Compatible with ABB 7200-WIND-INTERFACE
- Compatible with ABB 15/25KW-WIND-INTERFACE



Technical data and types

Type code	PVI-6000-TL-OUTD-W
Input side	
Maximum absolute DC input voltage ($V_{max,abs}$)	600 V
Operating DC Input voltage range ($V_{dcmi}...V_{dcmax}$)	50...580 V
DC input voltage range at P_{acr} ($V_{rp,min}...V_{rp,max}$)	180...530 V
Rated DC input voltage (V_{acr})	360 V
Dc power limitation	Linear derating from Max to Null [530V≤Vdc≤580V]
Maximum DC input current (I_{dcmax})	36 A
Maximum input short circuit current	44 A
DC connection type	Screw terminal block
Input protection	
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source
Input over voltage protection - varistor	4
Generator isolation control	According to local standard
Output side	
AC grid connection	Single phase
Rated AC power ($P_{acr}@cos\phi=1$)	6000 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max}@cos\phi=1$)	6000 W
Maximum apparent power (S_{max})	6670 VA
Rated grid AC voltage (V_{acr})	230 V
AC voltage range	180...264 V ⁽¹⁾
Maximum output AC current ($I_{ac,max}$)	30 A
Contributory fault current	40.0 A
Rated frequency (f_i)	50 Hz / 60 Hz
Frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	47...53 Hz / 57...63 Hz ⁽²⁾
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. ± 0.9 with $P_{acr}=6.0$ kW
Total harmonic distortion	< 3.5 %
AC connection type	Screw terminal block
Output protection	
Anti-islanding protection	According to local standard
Maximum AC overcurrent protection	40.0 A
Output over voltage protection - varistor	2 (L-N/L-PE)

2 ABB small wind inverters | Product flyer for PVI-6000-TL-OUTD-W


Technical data and types

Type code	PVI-6000-TL-OUTD-W
Operating performance	
Maximum efficiency (η_{max})	97.0%
Stand-by consumption	< 8W
Feed in power threshold	10.0 W
Communication	
Wired local monitoring	PVI-USB-RS232_485 (opt.)
Remote monitoring	VSN300 Wifi Logger Card [®] (opt.), PVI-AEC-EVO (opt.), VSN700 Data Logger (opt.)
Wireless local monitoring	VSN300 Wifi Logger Card [®] (opt.)
User interface	16 characters x 2 lines LCD display
Environmental	
Ambient temperature range	-25...+ 60°C (-13...140°F) with derating above 50°C (122°F)
Noise emission	< 50 dB(A)
Maximum operating altitude without derating	2000 m (6560 ft)
Physical	
Environmental protection rating	IP 65
Cooling	Natural
Dimension (H x W x D)	810 mm x 325 mm x 218 mm (31.9 in x 12.8 in x 8.6 in)
Weight	< 26 kg (57.3 lb)
Safety	
Isolation level	Transformerless
Marking	CE (50 Hz only)
Safety and EMC standard	EN62100-1, EN62100-2, AS/NZS3100, AS/NZS 60950, EN61000-6-1, EN61000-6-3, EN61000-3-11, EN61000-3-12
Grid standard	CEI 0-21, VDE 0128-1-1, G59/3, EN 50438 (not for all national appendices), RD1699, AS 4777, C10/11, IEC 61727, ABNT NBR 16149, CLC/FprTS 50549
Available products variants	
Standard	PVI-6000-TL-OUTD-W

1. The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard
2. The Frequency range may vary depending on specific country grid standard
3. Check availability before to order

Remark. Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product

Anexo 10: Cotización del sistema eólico



César Vergas
César Vergas

Costa Rica
Costa Rica

proforma

Factura Proforma:	172036
Fecha:	26/05/2017
Válida hasta:	26/06/2017
Cliente:	99999
C.I.F.:	
Teléfono:	
Fax:	
Su contacto:	Merles Bernabeu, Iba

Ref.	Descripción	Cant.	Precio	Dno.	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 + Conexión Red	4,00	995,00	25,00	2.985,00
20.07.2007	Inversor eólico ABB PVI 6 kW monofásico.	4,00	1.965,00	25,00	5.955,00
01.32.4016	Transmisor de velocidad de viento - small negro (Anemómetro Small Thies)	4,00	80,00	0,00	320,00
P750/12	Torre cuatripata autokop P-750 - 13 m [Incluye Ptra] 4 x 3 m.	4,00	1.150,00	25,00	3.450,00

Base Imponible	IVA	Importe	TOTAL PROFORMA
34.160,00	21,00		34.160,00

<p>Plazo de entrega: A convenir</p> <p>Partes/Condiciones: Eworks</p> <p>Forma de pago: Prepago transferencia bancaria.</p> <p>Banco: La Caixa</p> <p>IBAN: ES4421003971490200112708</p> <p>Swift-BIC: CAIXES33XXX</p>	<p>Observaciones:</p>
--	-----------------------


Bornay Aerogeneradores, S.L.U.

P.I. Riv. Cno. del Riv, s/n
03420 Costaleja (Alicante) Spain

Tel. (+34) 965 560 025
Fax (+34) 965 560 752

Email: bornay@bornay.com
www.bornay.com


Anexo 11: Cotización del sistema solar con microinversores



Sunshine powered by **LOSKO**
Energía Solar

Factura Proforma SP 26

Fecha	jueves 22 de junio de 2017
Cliente	César Vargas Sanchez
Contacto	








Por este medio le hacemos llegar nuestra Factura Proforma de los siguientes equipos solares:

Modelo	Marca	Detalle	Potencia	Voltaje	P. Unitario	Cantidad	Sub-Total
1	JKM320PP-72/i	JINKO Pallet (50 U)	320 W		\$ 142,70	548	\$ 78.199,60
2	M250	Enphase MicroInversor			\$ 101,24	548	\$ 55.480,38
3	Engage Cable	Enphase Cable			\$ 13,81	548	\$ 7.565,51
4	Envoy S	Enphase Monitoreo			\$ 400,00	1	\$ 400,00
5	Pack L-Foot	Chiko P/ 4 Paneles			\$ 86,59	137	\$ 11.862,32
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
Total						\$	153.507,81

- Los precios incluyen nacionalización y serán entregados en nuestra bodega en San José.
- Condiciones de pago: 50% contra Orden de Compra y 50% contra entrega.
- Entrega inmediata de acuerdo al stock. Plazo máximo 2 meses.
- No otorgamos garantías adicionales. El equipo cuenta con garantías del fabricante.

Isabel Blanco
Representante Comercial

Anexo 12: Costo del mantenimiento del sistema solar

Correo de Outlook

Buscar en Correo y Contactos

Nuevo | Responder | Eliminar | Archivar | Correo no deseado | Limpiar | Mover a | Deshacer

Carpetas

- Bandeja de entrada 12
- Correo no deseado 4
- Borradores 27
- Elementos enviados
- Elementos eliminados
- Archivo

Cotización Equipos

HS Harold Steinworth <hs@loskosa.com>
jue 22/06, 10:13 a.m.
Usted y

Respondiste el 22/06/2017 05:01 p.m.

SP 26- Ing. César Vargas... 466 KB
SP 27- Ing. Cesar Vargas... 466 KB

2 archivos adjuntos (932 KB) Descargar todo Guardar todo en OneDrive - Personal

Buenos días César,

Tal y como conversamos durante la mañana adjunto las cotizaciones de los equipos solicitados. Con respecto al costo del mantenimiento del proyecto, no puedo dárle un precio específico para el proyecto en mención ya que tendríamos que evaluar algunos aspectos adicionales como, ubicación y complejidad. Sin embargo, si le puedo dar un precio de referencia, anda por los 0,01\$/Wp, lo que se traduce en este caso \$ 1753,6/año

Cualquier consulta con gusto lo vemos.

Saludos,

Ing. Harold Steinworth Álvarez

hs@loskosa.com
Oficina: +506 4001 2850
Celular: +506 8391 0598www.sunshine.tech

Sunshine powered by LOGSD
Soluciones en Energía Solar

Adjunta menos archivos. Comparte más.

Comparte archivos, fotos y mucho más usando OneDrive en Outlook.com.

Ve a OneDrive

Anexo 13: Cotización del sistema solar con inversor común

Sunshine Solar CR Sociedad Anónima
3-101-685189

San José, Costa Rica

+ 506 4001-2850



Factura Proforma SP 27

Fecha: jueves 22 de junio de 2017
Cliente: Ing. Cesar Vargas Sanchez
Contacto:

SunProducts®

Por este medio le hacemos llegar nuestra Factura Proforma de los siguientes equipos solares:

	Modelo	Marca	Detalle	Potencia	Voltaje	P. Unitario	Cantidad	Sub-Total
1	JKM320PP-72/l	JINKO	Pallet (50 U)	320 W		\$ 142,70	548	\$ 78.199,60
2	Primo 10	Fronius	Inversor	10000 W	208-240V	\$ 3.016,12	21	\$ 63.338,44
3	Pack L-Foot	Chiko	P/ 4 Paneles			\$ 86,59	134	\$ 11.602,56
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
Total							\$	153.140,59

- Los precios incluyen nacionalización y serán entregados en nuestra bodega en San José.
- Condiciones de pago: 50% contra Orden de Compra y 50% contra entrega.
- Entrega inmediata de acuerdo al stock. Plazo máximo 2 meses.
- No otorgamos garantías adicionales. El equipo cuenta con garantías del fabricante.

Isabel Blanco
Representante Comercial