



Colegio de Estudios
Superiores de Administración

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACION DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS COMO FUENTE DE ENERGÍA EN EL SECTOR
INDUSTRIAL DE COLOMBIA**

Susana M. Bitar S.

Fernando Chamas B.

Colegio de Estudios Superiores de Administración –CESA-

Maestría en Administración de empresas

Bogotá

2017

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACION DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS COMO FUENTE DE ENERGÍA EN EL SECTOR
INDUSTRIAL DE COLOMBIA**

Susana M. Bitar S.

Fernando Chamas B.

Director:

Edgardo Cayón F.

Colegio de Estudios Superiores de Administración –CESA-

Maestría en Administración de empresas

Bogotá

2017

Contenido

<i>Lista de gráficas</i>	5
<i>Lista de tablas</i>	7
<i>Dedicatoria</i>	1
<i>Agradecimientos</i>	2
<i>Introducción</i>	3
<i>Tema de Investigación</i>	4
1 El Problema	4
1.1 Pregunta de Investigación	7
1.2 Hipótesis	7
1.3 Objetivos	7
A. Objetivo general.....	7
B. Objetivos específicos	8
1.4 Alcance	8
1.5 Limitaciones	9
2 Marco Metodológico	10
2.1 Tipo y Diseño de la Investigación	11
2.2 Unidad de análisis	12
2.3 Población y Muestra	12
2.4 Técnicas e instrumentos de recolección y análisis de datos	13
3 Marco Teórico	16
3.1 Bases Teóricas	16
A. Eco Innovación	16
B. Evaluación de la energía solar para su incursión en el mercado local	18
C. Leyes de Incentivación Económica y Tributaria	20
3.2 Estado del Arte	22
4 Presentación de los Resultados y su Análisis	27
4.1 Análisis de Potenciales Proveedores	27
A. Paneles Solares	27
B. Inversores	30
4.2 Análisis del Retorno de Inversión en Proyectos Solares	31
A. Planta Solar Evaluada.....	31
B. Costos del proyecto	34
C. Beneficios Tributarios	35

Producción Anual Energética	36
D. Análisis Económico.....	37
E. Flujo de Caja Inversión Directa	38
4.3 Evaluación del retorno de inversión según ciudad y nivel tarifario.....	42
A. Sistema de facturación tarifaria para la energía eléctrica en Colombia	42
B. Aspectos climatológicos de las ciudades a evaluar	44
C. Producción Energética Anual por Ciudad.....	45
D. Retornos de Inversión y análisis.....	46
4.4 Estudio de la percepción del cliente frente a las energías renovables.....	49
A. Muestra de la encuesta.....	49
B. Resultados y análisis de la encuesta	50
5 Conclusiones y Recomendaciones	60
6 Anexos.....	62
<i>Anexo 1. Mapa visual de la radiación solar en Colombia</i>	<i>62</i>
<i>Anexo 2. Promedio horario de la radiación (Wh/m²)</i>	<i>63</i>
<i>Anexo 3. Ejemplos de Flujo de caja</i>	<i>64</i>
<i>Anexo 4. Fichas Técnicas Equipos.....</i>	<i>66</i>
<i>Anexo 5. Tarifarios</i>	<i>78</i>
7 Apéndice Técnico	85
A. Radiación y constante solar	85
B. Ángulo de incidencia de la radiación directa y de la inclinación del captador.....	85
C. Cálculo de las pérdidas por sombras	87
D. Módulo Fotovoltaico.....	88
E. Baterías	94
F. Regulador.....	99
G. Inversor	101
H. Interconexión entre paneles fotovoltaicos	103
I. Tipos de sistemas fotovoltaico de acuerdo a su conexión.....	105
8 Bibliografía	107

Lista de gráficas

<i>Gráfica 1 PIB Colombia (2000 – 2015)</i>	7
<i>Gráfica 2 Metodología de la Investigación</i>	11
<i>Gráfica 3 Tabla técnica de radiación solar</i>	19
<i>Gráfica 4 Flujo de caja proyectado a 10 años para industria ubicada en Bogotá, Nivel tarifario 1. Incluyendo los Beneficios Tributarios</i>	39
<i>Gráfica 5 Flujo de caja proyectado a 10 años para industria ubicada en Bogotá, Nivel tarifario 1. Sin incluir los Beneficios Tributarios</i>	40
<i>Gráfica 6 Radiación solar ciudades principales Colombia</i>	45
<i>Gráfica 7 Potencial de producción energética</i>	46
<i>Gráfica 8 Retorno de inversión (años) para clientes de Nivel 1</i>	47
<i>Gráfica 9 Retorno de inversión (años) para clientes de Nivel 2</i>	47
<i>Gráfica 10 Retorno de inversión (años) para clientes de Nivel 3</i>	48
<i>Gráfica 11 Retorno de inversión (años) para clientes de Nivel 4</i>	48
<i>Gráfica 12 Resultados pregunta 1 encuesta</i>	50
<i>Gráfica 13 Resultados pregunta 2 encuesta</i>	50
<i>Gráfica 14 Resultados pregunta 3 encuesta</i>	51
<i>Gráfica 15 Resultados pregunta 4 encuesta</i>	52
<i>Gráfica 16 Resultados pregunta 5 encuesta</i>	53
<i>Gráfica 17 Resultados pregunta 6 encuesta</i>	54
<i>Gráfica 18 Resultados pregunta 7 encuesta</i>	55
<i>Gráfica 19 Resultados pregunta 8 encuesta</i>	55
<i>Gráfica 20 Resultados pregunta 9 encuesta</i>	56
<i>Gráfica 21 Resultados pregunta 10 encuesta</i>	57
<i>Gráfica 22 Resultados pregunta 11 encuesta</i>	58
<i>Gráfica 23 Evolución de la producción por energías renovables países latinoamerica</i>	59
<i>Gráfica 24 Variación de la constante solar en el período de un año</i>	85
<i>Gráfica 25 Angulo de incidencia</i>	86
<i>Gráfica 26 Inclinación óptima de acuerdo a la estación.</i>	87
<i>Gráfica 27 Parámetros en sistemas fotovoltaicos</i>	87
<i>Gráfica 28 Diagrama sombras solar</i>	88

<i>Gráfica 29 Sistema fotovoltaico aislado</i>	<i>89</i>
<i>Gráfica 30 Diseño de una célula solar de Silicio.....</i>	<i>89</i>
<i>Gráfica 31 Curva característica panel fotovoltaico.</i>	<i>92</i>
<i>Gráfica 32 Diodo de Bloqueo.....</i>	<i>93</i>
<i>Gráfica 33 Configuración diodos bypass con diodos de bloqueo.....</i>	<i>94</i>
<i>Gráfica 34 Capacidad de una batería en función de la temperatura.</i>	<i>96</i>
<i>Gráfica 35 Relación capacidad/tiempo de almacenamiento en la autodescarga de una batería.....</i>	<i>97</i>
<i>Gráfica 36 Regulador en serie</i>	<i>100</i>
<i>Gráfica 37 Regulador en paralelo</i>	<i>101</i>
<i>Gráfica 38 Ondas generadas por el inversor.....</i>	<i>102</i>
<i>Gráfica 39 Módulos conectados en Serie.....</i>	<i>104</i>
<i>Gráfica 40 Módulos conectados en Paralelo.....</i>	<i>104</i>

Lista de tablas

<i>Tabla 1 Potencial de energía solar por región (Colombia)</i>	5
<i>Tabla 2 Comparación células monocristalinas vs. policristalinas</i>	25
<i>Tabla 3 Comparación de especificaciones técnicas paneles solares</i>	29
<i>Tabla 4 Comparación de especificaciones técnicas Inversores</i>	31
<i>Tabla 5 Ficha Técnica de Proyecto Modelo</i>	32
<i>Tabla 6 Especificaciones Técnicas Panel Solar Proyecto Modelo</i>	33
<i>Tabla 7 Especificaciones Técnicas Inversor ABB Proyecto Modelo</i>	33
<i>Tabla 8 Costo del proyecto modelo en términos de costos unitario (\$US/W)</i>	34
<i>Tabla 9 Costo del proyecto modelo con margen de ganancia en términos de costos unitario (\$US/W)</i>	35
<i>Tabla 10 Flujo de caja proyectado a 10 años para industria ubicada en Bogotá, Nivel tarifario 1 aplicando Beneficios Tributarios</i>	39
<i>Tabla 11. Flujo de caja proyectado a 10 años para industria ubicada en Bogotá, Nivel tarifario 1 aplicando sin aplicar los Beneficios Tributarios</i>	40
<i>Tabla 12 Tarifas unitarias según nivel de facturación y ciudad</i>	44
<i>Tabla 13 Tecnología para células fotovoltaicas</i>	91

Dedicatoria

A mis padres, por el amor y apoyo incondicional brindado día a día. Por sus valiosos consejos que me han guiado y enseñado a luchar por alcanzar las metas que me propongo. A ellos les debo lo que soy hoy por hoy.

A Gaby, Andrés y Fernando, excepcionales hermanos y amigos, quienes además de compartir mis alegrías han estado en los momentos difíciles cuando más los he necesitado.

A Fernando con quien he formado un excelente equipo y nos hemos apoyado mutuamente para que esta meta se haga realidad.

A Dios por darme las fuerzas para salir adelante en cada tropiezo.

Susana Bitar

A mis padres, por brindarme su amor, confianza y dedicación en mi formación integral y personal, ayudándome a forjar la persona que soy hoy en día.

A Mónica y Ricardo, quienes me impulsan y me aconsejan día a día.

A Susy, quien, con su cariño, comprensión y conocimientos, ha sido sostén y apoyo incondicional en mis esfuerzos por superarme profesionalmente.

Fernando Chamas

Agradecimientos

A nuestro tutor académico Edgardo Cayón por su apoyo, confianza y capacidad para guiar nuestras ideas ayudándonos a construir un proyecto de excelencia.

A nuestro grupo de trabajo de MDV Lights, quien nos brindó su apoyo, su tiempo y conocimientos a lo largo de este trayecto.

Y a todas aquellas personas que, de una u otra forma, colaboraron o participaron en la realización de esta investigación, les hacemos llegar nuestro más cálido agradecimiento.

Fernando y Susana

Introducción

El calentamiento global, los gases de efecto invernadero y el deterioro de la calidad de vida del ser humano a causa del impacto generado por la contaminación producida por el sector industrial son problemas que requieren de medidas a corto y mediano plazo para solucionarlos. Entre las soluciones que se han propuesto e implementado durante los últimos 20 años a nivel mundial es la generación de la energía demandada por los sectores residencial, comercial e industrial a partir de fuentes no convencionales y de carácter renovable que contribuyan significativamente con la disminución de emisiones nocivas para el medio ambiente.

Entre estas tecnologías se encuentran la implementación de paneles fotovoltaicos. Estos dispositivos tienen la función de transformar la radiación proveniente del sol que atraviesa la atmósfera en energía eléctrica útil. Poseen cualidades como su bajo costo de mantenimiento, generación de cero emisiones nocivas para el medio ambiente y facilidad de instalación y acoplamiento con las fuentes existentes de energía en el lugar de instalación.

Colombia, a pesar de ser uno de los territorios con mayor cantidad de recursos naturales, no solo en términos de biomasa sino también en cantidad horas de sol percibidas al año se encuentra hasta ahora a partir de la firma de la ley 1715 en proceso de abrirle a las energías renovables un espacio de incursión e implementación dentro del parque energético nacional. Gracias a los beneficios tributarios que entrega dicha Ley y la necesidad de generar una política enfocada al cuidado del medio ambiente en el sector público y el sector privado, existe un alto potencial como oportunidad de negocio el instalar e implementar plantas de autogeneración solar en el sector industrial.

En este trabajo se analizará y evaluará dicho potencial de incursión de las plantas solares utilizando distintas herramientas de evaluación financiera de proyectos, percepción de potenciales clientes, evaluación de los recursos en el territorio colombiano y análisis de potencial de ahorros según la ciudad donde se instalen las plantas.

Tema de Investigación

Estudio de factibilidad para la implementación de sistemas fotovoltaicos como fuente de energía en el sector industrial de Colombia.

1 El Problema

En la actualidad, el mundo se encuentra en un periodo de crisis energética, ya que la producción mundial de combustibles fósiles tales como petróleo, carbón y gas natural se encuentran en decadencia, al haber alcanzado actualmente el límite de producción. Mientras tanto, la demanda de energía mundial no deja de aumentar. Durante los últimos años ha sido constante la alerta de organizaciones ecologistas y Naciones Unidas, basados en informes científicos, acerca de la escasez de recursos naturales frente al nivel de consumo mundial, la degradación del medioambiente y la urgente necesidad de abordar un desarrollo sostenible del planeta. (Murcia, 2008)

Diversificando la matriz energética, frenando la deforestación, reduciendo nuestra dependencia al petróleo, hacemos más competitiva y sostenible la economía mundial; el objetivo es que, con tecnologías amigables con el medio ambiente, también conocidas como tecnologías limpias, se puedan atender las necesidades y el bienestar de la población, tendiendo a un desarrollo equilibrado y sostenible. La energía solar es una gran alternativa teniendo en consideración que es una fuente gratuita e inagotable, limpia y amigable con el medio ambiente dado que no genera emisiones nocivas ni gases contaminantes. Pero, para su utilización, es necesario tener en cuenta su naturaleza intermitente, su variabilidad fuera del control del hombre y su baja eficiencia de conversión. En consecuencia a su baja eficiencia, la energía es una fuente extensiva lo cual significa que para mayor potencia, mayor extensión espacial de equipos de conversión.

La energía solar se transforma en la naturaleza en otras formas de energía, como biomasa y energía eólica, pero también se puede transformar a otras formas de energía como calor y electricidad. Las aplicaciones más difundidas en Colombia son el calentamiento de agua

(para uso doméstico, industrial y recreacional) y la generación de electricidad a pequeña escala. (Murcia, H. R., 2008)

Uno de los métodos para la generación de electricidad, empleando como materia prima la energía solar, son los sistemas solares fotovoltaicos. En los últimos años, la producción de módulos fotovoltaicos ha incrementado considerablemente y el precio de estos ha disminuido, por lo cual se está recurriendo a esta tecnología, sumado a que Colombia tiene un buen potencial energético solar.

De acuerdo a estudios realizados por el IDEAM (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios ambientales), se permite analizar la distribución espacial del potencial energético solar a través de mapas y tablas los cuales establecen el valor promedio diario de radiación solar global, brillo y radiación ultravioleta solar que incide sobre una superficie plana por metro cuadrado. Así pues, según este instituto, Colombia es favorecida por gran disponibilidad de recurso solar gracias a su ubicación geográfica, con un promedio diario multianual cercano a 4,5 kWh/m² (IDEAM – UPME, 2002).

Se realizó una evaluación en las diferentes regiones del país, y el resultado de la energía potencial se muestra a continuación en la Tabla 1:

Tabla 1 Potencial de energía solar por región (Colombia)

Región	kWh/m ² /año
Guajira	2.190
Costa Atlántica	1.825
Orinoquia	1.643
Amazonia	1.551
Andina	1.643
Costa Pacífica	1.278

Fuente: Elaboración propia basada en información del IDEAM – UPME, 2002

Si se tiene en cuenta que la potencia máxima mundial tiene un valor de 2500 kWh/m², Colombia estaría oscilando entre 51,1% en la Costa Pacífica y 87,6% en la Guajira en relación con el máximo.

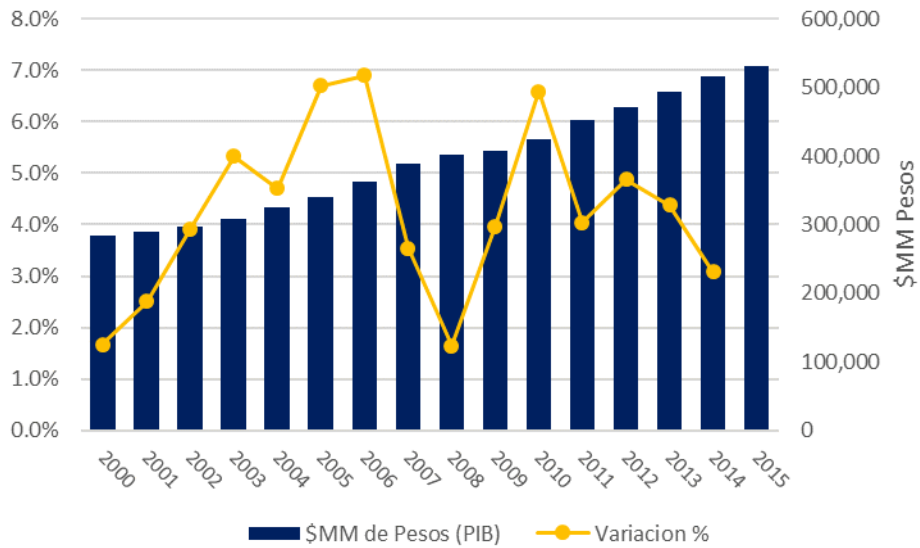
En el Atlas de Radiación Solar realizado por el IDEAM se identifican las regiones donde es más apropiada la utilización de energía solar a través de una serie de mapas de Colombia en los cuales se aprecia el promedio de brillo. En el Anexo N°1 se detalla un mapa visual de la radiación solar en Colombia; y enfocándonos en la ciudad capital, el Anexo N°2 se presenta la fluctuación de radiación solar a lo largo de los meses y de las horas en el periodo de un día.

Más allá de la contaminación ambiental, el alto costo energético y su constante incremento es un factor que impacta en el flujo de caja de las industrias. Según un estudio del Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Minería, el sector industrial colombiano tiene los valores más altos de la energía de Suramérica, con un valor de US\$15,16 centavos por kWh (Colombia tiene la energía más cara de Suramérica, 2015)

Rodríguez explica que, en Colombia, los sistemas fotovoltaicos han estado, en su mayor parte dirigidos al sector rural, en donde los altos costos de generación originados principalmente en el precio de los combustibles, y los costos de Operación y Mantenimiento en las distantes zonas remotas, hacen que la generación solar resulte más económica en el largo plazo y confiable. En este estudio se pretende focalizarse en el sector industrial, teniendo en cuenta el crecimiento que este ha evidenciado en los últimos años, y por ende el alto consumo energético.

El sector industrial en Colombia ha presentado un comportamiento positivo. Según la Encuesta Mensual Manufacturera del DANE reveló que en febrero 2016 un 66% de las actividades industriales representadas por la encuesta, registraron variaciones positivas en su producción real. Adicionalmente, un análisis de la Asociación de Industriales de Colombia (ANDI) señala que el pronóstico para el 2016 será aún mejor. En este sentido, el panorama es saludable para la introducción de paneles fotovoltaicos en el mercado. A continuación, se muestra el comportamiento del PIB de Colombia de los últimos años, demostrando una economía saludable del país.

Gráfica 1 PIB Colombia (2000 – 2015)



Fuente: Elaboración propia basada en información del DANE

1.1 Pregunta de Investigación

¿Es factible la implementación de sistemas fotovoltaicos en el sector industrial desde el punto de vista técnico/económico?

1.2 Hipótesis

Los impulsos gubernamentales que se aprecian en las campañas de concientización sobre un manejo optimizado de la energía frente a las consecuencias del déficit energético (a causa del cambio climático), especialmente las políticas expedidas en la Ley 1715 del 2014 y las iniciativas por parte de las empresas y personas naturales para implementar eco innovación en su portafolio de inversiones a mediano plazo posibilitará la incursión de las fuentes no convencionales como los sistemas fotovoltaicos en Colombia desde el punto de vista técnico económico.

1.3 Objetivos

A. Objetivo general

Realizar un estudio de factibilidad técnico/financiera para la comercialización de paneles solares en el mercado de Colombia enfocado al sector industrial identificando la tecnología más adecuada para ello.

B. Objetivos específicos

1. Identificar la tecnología de células fotovoltaicas más adecuadas para el entorno colombiano y su potencial de retorno económico.
2. Determinar el potencial de mercado de Colombia para esta tecnología en base a las estadísticas del sector industrial; y adicional con los pronósticos de crecimiento para los próximos años utilizando para ello la tecnología identificada anteriormente.
3. Evaluar la viabilidad tomando en cuenta costos de la energía de acuerdo a la zona geográfica y tipo de industria.

1.4 Alcance

El estudio realizado en este trabajo contempla los modelos de negocio que se pueden aplicar a la implementación de plantas solares para la auto-generación las empresas privadas a nivel industrial y comercial que posean instalaciones donde exista factibilidad infraestructural para instalar paneles solares.

Adicionalmente, las empresas enmarcadas dentro de este estudio corresponden a las zonas geográficas de Colombia de Bogotá, Barranquilla, Medellín, Cali, Popayán, Bucaramanga, Cúcuta, Cartagena, Ibagué y Villavicencio tomando en cuenta como parámetro de elección su dimensión en población, así como crecimiento industrial. Dentro de estas ciudades se evaluaron todos los niveles de la industria (1, 2, 3 y 4) que están segmentados de acuerdo a su nivel de tensión.

Metodológicamente, el diseño del estudio se enmarca como descriptivo (se describen las variables de estudio) y no experimental (no se manipulan dichas variables en tiempo real).

1.5 Limitaciones

Aplicar los modelos financieros y evaluar correctamente la evolución del flujo de caja de las empresas y los beneficios que lleva consigo la implementación de esta tecnología requiere de periodos mayores a los 3 años, por lo que en este estudio el análisis está basado en proyecciones y no con data histórica.

Sería óptimo realizar un proyecto piloto en el que se evalúen durante los meses estipulados para la entrega del presente estudio los ahorros potenciales por auto-generación, sin embargo, debido a que la entidad encargada de avaluar dicho estudio no entrega recursos monetarios, no es posible implementar una planta solar con la que se recopilen datos que sustenten los modelos de negocio propuestos.

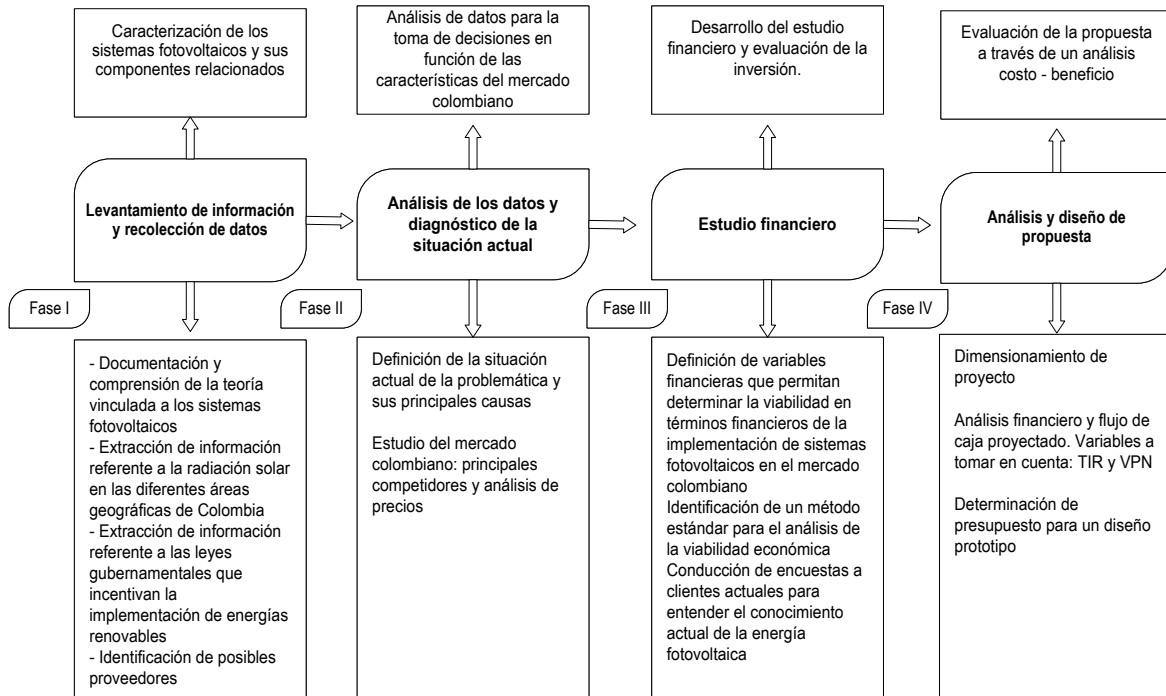
2 Marco Metodológico

En este capítulo se presentan los métodos, las técnicas, las estrategias, y los procedimientos que los investigadores emplearon para lograr el cumplimiento de los objetivos formulados en la investigación. (Ballestrini 2002) define el Marco Metodológico como:

(...) el fin esencial del marco metodológico es el situar, en el lenguaje de investigación, los métodos e instrumentos que se emplearán en la investigación planteada, desde la ubicación acerca del tipo de estudio y el diseño de la investigación; su universo o población; su muestra; los instrumentos y las técnicas de recolección de datos. De esta manera se proporcionará al lector una información detallada acerca de cómo se realizará la investigación” (p.186).

Es importante que la metodología se realice con un orden lógico, para cumplir los objetivos formulados de manera exitosa y obtener resultados confiables y certeros. En este sentido, se muestra a continuación, en la figura N°2, la estructura metodológica para el desarrollo de este estudio.

Gráfica 2 Metodología de la Investigación



Diseño: Elaboración propia, 2016

2.1 Tipo y Diseño de la Investigación

De acuerdo con los objetivos propuestos para el estudio, presentados anteriormente, y las características del problema, este estudio se enmarcó dentro del tipo de proyecto de grado de emprendimiento y un tipo de investigación del tipo de investigación proyectiva, bajo un diseño no experimental.

La investigación de tipo proyectiva aborda la elaboración de un modelo como solución a un problema o necesidad de tipo práctico. “También conocido como proyecto factible, consiste en la elaboración de una propuesta o modelo para solucionar determinadas situaciones” (Hurtado, 2008, p.114). La misma autora señala que “se pueden ubicar como proyectivas, todas aquellas investigaciones que conducen a inventos, a programas, a diseños o creaciones dirigidas a cubrir una determinada necesidad, y basadas en conocimientos anteriores” (1998, p.311).

En función de esta información, “el investigador debe *diseñar o crear una propuesta* (sic) capaz de producir los cambios deseados” (Hurtado, 1998, p.314).

Según lo establecido por Hurtado et. al., el presente estudio es una investigación proyectiva ya que se desarrollaron propuestas para solventar la problemática presentada tanto por el sector industrial, en términos de altos costos energéticos, así como del planeta tierra en relación a los altos índices de contaminación.

2.2 Unidad de análisis

Hernández et. al. (2003) señalan que “la unidad de análisis es aquella que se examina, es decir, en la que se busca información. Su naturaleza depende de los objetivos de estudio” (p.296).

En función de los objetos de la investigación se eligen las unidades de análisis y la estrategia a seguir para recoger la información. Para este estudio, se definió como unidad de análisis el sector Industrial de Colombia ubicados en las ciudades Bogotá, Medellín, Barranquilla, Cali, Popayán, Villavicencio, Cúcuta, Cartagena e Ibagué.

2.3 Población y Muestra

Según Hernández et. al. (2003), la población se define como la totalidad de elementos que conforman el universo de estudio, mientras que la muestra implica un subconjunto de la población que debe ser representativa de la misma. Así mismo Ballestrini (2002) indica que:

La Muestra Estadística es una parte de la población, o sea un número de individuos u objetos seleccionados científicamente, cada uno de los cuales es un elemento del universo. La muestra es obtenida con el fin de investigar, a partir del conocimiento de sus características particulares, las propiedades de una población (p.141).

En esta investigación, la población se encuentra determinada por los procesos y maquinarias/instrumentos vinculados a la industria que requieran consumo de energía para su funcionamiento. La muestra estará constituida por un subgrupo de la población delimitada a que su funcionamiento sea únicamente en las horas del día.

2.4 Técnicas e instrumentos de recolección y análisis de datos

Como parte del diseño metodológico es necesario determinar y plantear los métodos y las técnicas de recolección de datos, así como los tipos de instrumentos que se utilizaron, para lo cual se debieron considerar todas las etapas anteriores, especialmente el enfoque, los objetivos y el diseño de la investigación, para finalmente, preparar los datos, observaciones, registros y mediciones realizadas y poder analizarlos.

En este sentido, Canales, Alvarado y Pineda (1994) expresan que los métodos de recolección de datos “son los medios a través de los cuales el investigador se relaciona con los participantes para obtener la información necesaria que le permita lograr los objetivos de la investigación” (p.20)

Canales et. al. (1994) explican que la técnica “se entiende como el conjunto de reglas y procedimientos que le permiten al investigador establecer la relación con el objeto o sujeto de la investigación” (p.25)

La técnica de recolección de datos empleada en esta investigación fue una recopilación documental y bibliográfica enfocada primeramente a la teoría relacionada a los sistemas fotovoltaicos. Dentro de esta teoría se enmarca no sólo temas relacionados con el módulo fotovoltaico como es: la célula fotovoltaica, sus tipos y eficiencia de las mismas; panel fotovoltaico, curvas características de estos y métodos de interconexión; los diferentes tipos de diodos, baterías, reguladores e inversores; sino también temas referentes a la radiación solar, ángulo de incidencia de la radiación directa y de la inclinación del captador, cálculo de las pérdidas por sombra, entre otros.

Así mismo se realizó una investigación exhaustiva enfocada al marco regulatorio gubernamental en donde se describen las leyes que incentivan la inversión de proyectos enfocados a energías renovables en Colombia ya sea por beneficios en cuanto a impuestos, así como en la declaración de renta.

Adicionalmente, la investigación estuvo enfocada en determinar proveedores de los diferentes elementos que constituyen el sistema fotovoltaico: paneles solares, inversores, baterías, estructuras de montaje y accesorios.

En relación a los instrumentos de recolección de datos, Canales et. al. (1994) los definen como “los mecanismos que utiliza el investigador para recolectar y registrar la información” (p.25). En este estudio se empleó hojas de cálculo y tablas de doble entrada de filas por columnas que agilizaron el registro, organización y manipulación de datos numéricos y alfanuméricos para ejecutar una comparación en relación a los diferentes aspectos que caracterizan la eficiencia de los elementos (que constituyen el sistema fotovoltaico) así como los costos de los mismos. Adicionalmente se condujo encuestas de preguntas cerradas con la finalidad de conocer que tan amplio y profundo es el conocimiento que, una muestra de nuestros actuales clientes, poseen acerca de la energía solar fotovoltaica.

Una vez recopilados los datos, se procede a emplear las técnicas de análisis de los mismos que permiten organizar, describir y analizarlos. Según Vara (2006), las técnicas de análisis cuantitativas “son aquellas que se basan en las estadísticas o en las finanzas. Estas sirven para describir, graficar, analizar, comparar, relacionar y resumir los datos obtenidos con los instrumentos cuantitativos.” (p.85). Esta técnica fue la empleada en el presente estudio. Profundizando un poco más en el análisis financiero realizado, a continuación, se explican las diversas variables que se tomaron en cuenta para el cálculo de la viabilidad financiera:

- Inversión inicial, la cual viene determinado por el dimensionamiento del proyecto de acuerdo a los elementos empleados: número de paneles, inversores, accesorios de acuerdo a los KWh instalados.
- Costo de la energía (\$/KWh) que actualmente paga la industria.
- La radiación solar de acuerdo al área geográfica de instalación (Wh/día*m²) determinado por el Mapa de radiación solar de Colombia (Anexo N°1)
- Número de horas picos promedio diaria de radiación solar
- Pérdidas de eficiencia debido a:
 - Eficiencia del panel solar (cada fabricante brinda diferentes eficiencias)

- Pérdidas por temperatura de acuerdo al producto y el área geográfica donde se realiza la instalación del módulo fotovoltaico.
 - Pérdidas por cableado
 - Pérdidas por el inversor
- Área disponible (m²) para la instalación del módulo fotovoltaico.
 - Ley 1715 de 2014 en relación a la deducción de renta de un 50% del valor de la inversión del proyecto y la depreciación acelerada de los activos.

Así pues, se diseñó un programa estandarizado que permite calcular la inversión inicial requerida, la energía (kWh) suplida a través del sistema, el retorno de la inversión (en tiempo y valor) y por consiguiente los ahorros obtenidos.

3 Marco Teórico

3.1 Bases Teóricas

A. Eco Innovación

A partir del año 1992 en la convención de Rio para el desarrollo sostenible, los gobiernos y las principales empresas de distintos sectores económicos se comprometieron con cumplir políticas enfocadas en la innovación y cambio de tecnologías, infraestructura y hábitos que contribuyan con mejoras en el uso de la energía y la reducción de los fenómenos nocivos para el medio ambiente (Scarpellini, Valero-Gil, & Portillo-Tarragona, 2016). Dichas prácticas se conocen como Eco Innovación y su metodología se centra principalmente en rediseñar la planeación de un ente público o privado para que este enfoque sus futuros lineamientos en pro del cuidado del medio ambiente. La aplicación de la eco innovación se divide en tres enfoques.

El primer enfoque se conoce como enfoque organizacional. Este enfoque se centra en generar políticas por parte de las gerencias en las empresas para modificar y mejorar los hábitos de sus trabajadores en pro del medio ambiente y el cuidado del consumo energético. Las políticas de mayor tendencia son la concientización del reciclaje, el gerenciamiento de la energía y el uso consciente de equipos y dispositivos electrónicos y el objetivo de dichas políticas es lograr cambios considerables sin la necesidad de realizar fuertes inversiones monetarias (Díaz-García, González, & Sáez-Martínez, 2015). Este enfoque de impacto inmediato es en la mayoría de los casos, el primer paso que realizan las empresas para introducir a su personal en el concepto de la eco innovación. Sin embargo, no siempre es efectivo debido a que depende de factores aleatorios como la motivación y la iniciativa de los trabajadores y operadores para aplicar las políticas ambientales que la empresa instaura. Por lo tanto, no existen mediciones y estimaciones acertadas y concluyentes sobre el nivel de impacto que la eco innovación organizacional genera a diferencia de los otros dos enfoques donde las variables de comportamiento aleatorio se reducen considerablemente (García, Sánchez, & Marchante, 2015).

El segundo enfoque se conoce como la innovación de procesos y se centra en optimizar los recursos energéticos para dicho proceso ya sea de índole operativo, en logística de transporte o producción. De esta manera, se aspira que dicho proceso sea sostenible y consuma la menor

cantidad de recursos contribuyendo así con la reducción de costos operativos y efectos nocivos para el medio ambiente. Antes de que las empresas se concientizaran respecto a la importancia de generar ahorros energéticos, existían pérdidas monetarias indetectables las cuales podían incluso llevar a las compañías a términos de bancarrota y liquidación. Las técnicas de optimización en procesos para eco innovación se centran en dos tipos.

El primer tipo hace referencia a la automatización electrónica donde se utilizan algoritmos computacionales y análisis de sistemas de control para realizar procesos de retroalimentación y reducir tiempos de operación. Ejemplo de este tipo de innovación en procesos es la aplicación de controladores PID (Proporcional Integral Derivativo) en refrigeración a escala industrial para optimizar los tiempos de operación de los dispositivos que, mediante ciclos termodinámicos que disminuyen la temperatura de los cuartos para almacenamiento (Kissel, 2007). El segundo tipo se centra en la optimización del manejo de recursos donde el objetivo es la reducción de desechos que potencialmente pueden ser dañinos para el medio ambiente y que su correcta disposición genera gastos de operación adicionales e innecesarios. La eco innovación de procesos en la mayoría de los casos se aplica en conjunto con la innovación en productos.

La innovación en productos consiste en el desarrollo y la búsqueda de nuevas tecnologías que promuevan la auto sostenibilidad, eviten el consumo innecesario de recursos y no generen desechos nocivos para el medio ambiente. Dichas tecnologías deben cumplir con ciertos requisitos de fabricación que garanticen no sólo un desempeño óptimo, sino también una disposición totalmente reciclable al momento de cumplir con su tiempo de vida útil. Estos productos se clasifican por su aplicación dentro la empresa. Pueden ser aplicados al transporte como los vehículos que utilizan electricidad almacenada en celdas electrolíticas, aplicados a la generación energética auto sostenible como los sistemas fotovoltaicos y los productos aplicados a la eficiencia energética como los controladores automatizados de operaciones industriales (Vīgants, Andra, Timma, Ījabs, & Blumberga, 2016).

Los tres enfoques anteriormente mostrados se pueden implementar independientemente o pueden interactuar conjuntamente para mejorar las políticas eco sostenibles de la empresa. Los efectos de la implementación de la eco innovación y sus tres enfoques se pueden observar a través de los efectos en las siguientes tres áreas de la institución (Rennings, 2000).

El fomento tecnológico el cual se aprecia en la mejora de la calidad de los productos desarrollados, mejoras en la eficiencia del uso de material y mejoras en la eficiencia energética. Atracción de nuevos mercados y cliente donde se observan aumentos de la demanda de producción por parte de los clientes, mejoras en la imagen empresarial y en la competitividad frente a las demás empresas competidoras y por último apertura a nuevos mercados que requieran de empresas con iniciativas eco sostenibles. Y el tercer efecto es el fomento regulatorio donde se incluyen las mejoras en las estructuras organizacionales mediante la aplicación exitosa de estándares en salud ocupacional, políticas de reciclaje y políticas de regulación ambiental.

Como se explicó anteriormente, la eco innovación de productos beneficia en distintos aspectos no solo en el ecológico sino en el impacto económico a la empresa donde se aplica. Sin embargo, para el enfoque de eco innovación en productos es necesario realizar una evaluación técnica antes de generar una aplicación concreta para analizar sus potenciales beneficios a corto y mediano plazo. En la siguiente sección se realiza una evaluación preliminar para la implementación de paneles solares como aporte a la auto sostenibilidad y eco innovación en una empresa.

B. Evaluación de la energía solar para su incursión en el mercado local

La energía solar como todas las fuentes alternativas posee beneficios y limitaciones. Sin embargo, ciertas limitaciones que posee este tipo de energía se tornan de menor importancia cuando se evalúa su viabilidad en zonas tropicales como el territorio colombiano. La evaluación se realiza en base del potencial de la tecnología para incursionar en el mercado local desde cuatro aspectos que se enumeran a continuación (Resch, y otros, 2008):

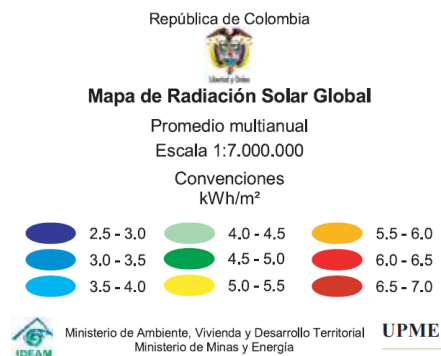
i. Potencial Teórico

La alta cantidad de horas en las que se percibe el sol a su máxima irradiancia se debe principalmente a dos factores. El primer factor es la poca presencia de terreno montañoso y escarpado lo cual le permite a las corrientes de viento provenientes del mar caribe fluir libremente a través de las planicies que conforman esta zona. Este fenómeno genera una baja probabilidad percibir altas concentraciones de nubosidad durante el año. El segundo factor es la aridez de la zona. Al tener una baja vegetación en comparación con otras zonas del país, la humedad relativa que se percibe es menor y por lo tanto la probabilidad de observar

precipitaciones durante el año se reduce considerablemente. Las zonas norte y occidente de Colombia son ideales para instalar no solo sistemas fotovoltaicos para usuarios particulares sino granjas solares para generación a gran escala.

Teóricamente en zonas del norte y el occidente del territorio colombiano el sol genera un promedio de 5 a 6 horas diarias de irradiación máxima al año (Unidad de Planeación Minero Energética Colombiana, 2005). Como resultado, en estas zonas sería posible generar total de 5 a 6 kWh/m^2 . Comparando estas cifras con registros de ciudades como Portland y Chicago las cuales poseen magnitudes promedio anuales de 3.5 y 3.9 horas respectivamente, se puede apreciar que Colombia es un territorio óptimo para la instalación de sistemas fotovoltaicos (Dunlop, 2009). La siguiente figura muestra los niveles de radiación que se perciben en el territorio colombiano y hace parte del atlas de radiación y distribución de horas de máxima irradiación de Colombia en el Anexo N°1

Gráfica 3 Tabla técnica de radiación solar



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética Colombiana, 2005

ii. Potencial Técnico

La generación eléctrica por medio de la energía solar ha evolucionado positivamente durante los últimos de 50 años. Desde la época de la carrera espacial entre estados unidos y la unión soviética, el desarrollo se ha concentrado en el mejoramiento de la eficiencia de conversión energética el cual se encuentra en promedio de un 16% para las células solares de tipo policristalino y un 18% para las células de tipo monocristalino (Dunlop, 2009). Los avances que se encuentran desarrollando en materiales como el Teluro de Cadmio con una eficiencia de 22% lograda en el año 2015 y la investigación en procesos alternativos de

manufactura para las células solares de silicio existentes (Ali, y otros, 2016) demuestran la iniciativa por parte de la industria para mejorar continuamente.

iii. Potencial de incursión a mediano plazo

Los avances en los procesos de manufactura de paneles solares se encuentran reduciendo progresivamente su costo de venta al público lo cual incentivará a inversionistas del sector público y el sector privado el implementar proyectos de esta índole en Colombia. Mientras que en el año 1977 el costo estimado del Vatio instalado se valorizaba a US\$76.67, para el 2014 el costo decreció significativamente hasta los US\$0,36. (Bloomberg New Energy Finance, 2015). Se espera que para el año 2028 en Colombia se hayan instalado aproximadamente 239 MW instalados lo cual en conjunto con las demás fuentes no convencionales de energía constituirá un 15% del total de capacidad instalada en el territorio nacional (Unidad de Planeación Minero Energética, 2015).

iv. Potencial de realización

El estado colombiano se encuentra en proceso de regular la implementación de las fuentes alternativas de energía para generar incentivos tributarios y económicos a aquellas empresas y personas naturales con iniciativa de agendar proyectos de generación energética en sus portafolios de inversión (Radomes Jr. & Arango, 2015).

C. Leyes de Incentivación Económica y Tributaria

Como se explicó anteriormente, el potencial de realización se define como la iniciativa por parte de la entidades públicas y gubernamentales para promover en la incursión de tecnología a un mercado emergente mediante la reglamentación de leyes y beneficios incentiven la inversión y el desarrollo de personas y entidades privadas.

Firmada el 13 de mayo del año 2014, la ley 1715 del año 2014 tiene como objetivo “promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético” (Congreso Nacional de Colombia, 2014).

Desarrollada por la Unidad de Planeación Minero Energética, el Ministerio Nacional de Minas y Energías, el Ministerio de Ambiente y el Consejo Regulatorio de Energía y Gas, la ley se divide en 46 artículos que declaran la incursión oficial de las fuentes no convencionales de energía en el portafolio del sector energético nacional. Además, ofrece los siguientes beneficios económicos y tributarios que incentivarán la inversión privada y pública de proyectos en los que se involucren fuentes como la energía solar, la energía eólica y la biomasa:

- Descuento en la renta de sobre el 50% del valor total de la inversión inicial para proyectos de auto generación y cogeneración con fuentes de energía no convencionales (Artículo 11).
- Exención del impuesto del valor agregado (I.V.A.) en equipos utilizados para el desarrollo y la implementación de proyectos con fuentes no convencionales de energía (Artículo 12).
- Exención del arancel de importación en equipos utilizados para el desarrollo de proyectos con fuentes no convencionales de energía (Artículo 13).
- Depreciación acelerada al 20% anual en equipos utilizados para el desarrollo de proyectos con no convencionales de energía (Artículo 14).

Mediante dichos artículos, el gobierno nacional colombiano tiene la capacidad de incentivar la competitividad económica de proyectos con energías renovables frente a aquellas fuentes convencionales que son perjudiciales para el medio ambiente y generan un impacto ambiental apreciable como el petróleo, el gas natural y el carbón.

La incentivación gubernamental para proyectos de esta índole es una práctica que en países como Estados Unidos, Alemania, España y Francia se implementó aproximadamente 15 años atrás. Las políticas de mayor aplicación y mejor efectividad se muestran a continuación (Menanteau, Finon, & Lamy, 2003):

- Feed-in tariffs: Se conoce como la aplicación de una tarifa especial que subsidia al gobierno regente en el precio de kilo vatio-hora. Esta tarifa le permite al generador de la energía vender su producción a un mayor costo que las fuentes convencionales el cual es subsidiado durante un periodo determinado o hasta que su capacidad instalada le permita al generador competir sin subsidio alguno con las generadoras

que utilizan fuentes convencionales. Dependiendo del nivel de incursión de la tecnología el gobierno subsidiará su tarifa de venta al público en un mayor o menor porcentaje.

- **Procesos de Oferta Puntualizada:** Esta política conocida en inglés como “Bidding Processes” tiene como objetivo abrir los mercados donde los generadores de energías renovables puedan ofrecer y distribuir su energía. Consiste en la obligación por parte del gobierno para que ciertos sectores (principalmente aquellos que contribuyen con el calentamiento global) se abastezcan de energía proveniente de fuentes renovables como la energía solar y la energía eólica.
- **Certificados o Bonos verdes:** Los certificados verdes son mecanismos internacionales los cuales tienen como objetivo incentivar a aquellas empresas que deben legalmente consumir un mínimo del 10% de su energía proveniente de fuentes renovables. Estas empresas al consumir un monto determinado de energía (generalmente un 1 MWh) tienen la posibilidad de adquirir el certificado expedido por el gobierno que les permite utilizarlo como un beneficio económico o como medio de inversión para proyectos en los que se involucre desarrollo sostenible y políticas internas de innovación enfocada al cuidado del medio ambiente.

Gracias a las políticas anteriormente mencionadas, países como Holanda han logrado que su abastecimiento energético sea en la actualidad constituido a partir de fuentes como la energía solar fotovoltaica y la energía eólica on-shore y off-shore.

3.2 Estado del Arte

Frente a los distintos fenómenos de cambio climático y calentamiento global es necesario la implementación de procesos a favor del cuidado del medio ambiente. Estas regulaciones se centran en gestionar correcta y responsablemente el uso de la energía y desarrollar nuevas tecnologías para el reemplazo de las fuentes convencionales como el uso del carbón, gas natural y el petróleo los cuales generan gases de efecto invernadero y abarcan un 85% de la energía producida en Colombia (Mark & Delucchi, 2011). Dentro de estas tecnologías se encuentra la energía solar, una fuente con recursos ilimitados y amigable con el medio

ambiente que presenta frente a otras fuentes no convencionales un menor costo de inversión inicial, instalación y una mayor facilidad de incursión al mercado local colombiano.

Colombia se encuentra ubicada en una zona privilegiada del trópico, donde la posición del sol no posee mayor variación durante el año y, por consiguiente, la luminiscencia mantiene un valor constante. Esta localización en el mundo les facilita a los ingenieros la gestión de diseñar sistemas fotovoltaicos y reducir los costos de sus diseños, debido a que no es necesario la instalación de sistemas de rastreo mecánico tal como se realiza en países con clima estacional, donde éste opera durante todo el año.

Los estudios de factibilidad de incursión de los paneles solares en un mercado emergente es un tema que ha sido ampliamente estudiado en los últimos años no sólo para el caso de Colombia sino también para otros continentes como Europa y Asia donde a pesar de que esta tecnología no es nueva en dichos territorios, todavía existe escepticismo en cuanto a su incursión dando cabida a investigaciones que demuestren sus beneficios como opción de generación eléctrica.

Las últimas investigaciones han demostrado la factibilidad de la implementación de sistemas fotovoltaicos en distintos países como lo hizo el estudio realizado por Sandy Rodrigues y su grupo de investigación de la universidad de Pittsburg y la universidad de Madeira. El objetivo de dicha investigación fue analizar y comparar la factibilidad económica en diferentes zonas de todo mundo como Brasil, Sur África, Japón y países de la Unión europea como Italia, Alemania e Inglaterra. El estudio analizó distintos factores como la disponibilidad del recurso solar, las tarifas a las que las distribuidoras venden la energía eléctrica y las políticas gubernamentales que ofrecen cada uno de los países donde se instalaron los sistemas fotovoltaicos que fueron evaluados. La conclusión principal de la investigación fue que la factibilidad de la incursión de estos sistemas depende de tres factores: El costo de la energía eléctrica, el recurso solar de la zona y los incentivos tributarios ofrecidos por el gobierno (Rodrigues, y otros, 2016).

En la zona del medio Oriente también se han analizado y comparado los sistemas solares y cómo se comparan frente a otras fuentes como la generación eléctrica a partir del combustible diésel. Tal es el caso de Marwan Mahmoud e Imad Ibrik quienes investigaron y compararon el suministro de energía eléctrica a partir de generadores diésel y plantas fotovoltaicas solares en zonas rurales remotas localizadas en el valle de Jordán. Los investigadores utilizaron

indicadores financieros como el valor presente neto, la tasa interna de retorno y el tiempo de retorno de la inversión para evaluar los dos tipos de sistemas. Los estudios llegaron a la conclusión de que los sistemas fotovoltaicos poseen una mayor inversión inicial pero sus costos de producción energética unitaria eran significativamente menores a los costos de los generadores diésel, por lo tanto, generan una mayor rentabilidad a mediano y largo plazo (Mahmoud & Ibrik, 2006).

En el caso de Colombia, investigadores como Alireza Haghghat proveniente del Politécnico de Milán y Sebastián Avella de la Universidad de New South Wales investigaron en el presente año la factibilidad tecnológico-económica de introducir fuentes no renovables de energía en sectores rurales que pertenecían a las zonas no interconectadas del país a la red pública (Haghghat Mamaghani, Avella Escandon, Najafi, Shirazi, & Rinaldi, 2016). Al comparar distintos tipos de fuentes incluyendo la tecnología de paneles solares con la generación convencional utilizando combustible diésel en cuanto sus costos de inversión y de operación se concluyó que, a pesar de que los generadores diésel requieren de una menor inversión inicial, sus costos de operación y mantenimiento a largo plazo aumentan los costos totales favoreciendo las fuentes renovables de energía.

En el año 2011 Jaime Hernandez y David Velasco de la Universidad Francisco José de Caldas estudiaron los efectos de la implementación de la energía solar como una opción de generación distribuida en Colombia desde el punto de vista económico. Sus conclusiones se centraron en la necesidad que tiene el gobierno nacional de aplicar incentivos económicos para lograr la factibilidad requerida y así lograr que dicha tecnología fuera competitiva. De esta manera, se podría suplir generación distribuida a más de un millón de hogares en distintas zonas del territorio nacional (Hernandez, Velasco de la Fuente, & Trujillo Rodriguez, 2011).

Otros estudios como los que Aristizábal y Banguero realizaron con el patrocinio de Colciencias llegaron a conclusiones similares a la anterior mostrada. Su investigación se basó en el análisis del desempeño y de los ahorros monetarios por autogeneración del primer sistema de paneles instalados en Colombia en el año 2004. El sistema se instaló en la universidad nacional y se monitoreó su desempeño por un periodo de cuatro años (Aristizábal, Banguero, & Gordillo, 2011). En su análisis final los investigadores concluyeron que sin la ayuda de los incentivos económicos que se aplican en otros lugares

del mundo, los sistemas de generación eléctrica con paneles solares son económicamente factibles, pero no son competitivos frente a otras fuentes convencionales como los derivados del carbón y el petróleo a pesar de que Colombia sea uno de los países con mayor recurso solar debido a su localización en la zona del trópico.

Dentro de las distintas opciones que existen en el campo de los sistemas fotovoltaicos se demuestra que la incursión en el sector industrial del mercado colombiano deber ser con paneles compuestos de células policristalinas. La decisión de asumir dicha tecnología se basa en los costos y el desempeño en comparación con la tecnología de células monocristalinas, la cual a pesar de poseer un proceso manufactura de mayor avance tecnológico, no presenta diferencias significativas en su desempeño, pero si en sus costos de venta al público.

Puesto que esta tecnología es importada y no existen compañías locales que puedan competir con los avances tecnológicos y costos de manufactura que se aprecian en otros países como Alemania y China, es necesario tener en cuenta del costo por unidad de potencia de cada tecnología el cual en el caso de los paneles con células policristalinas, tiende a ser menor que al de los paneles con células monocristalinas. A continuación, se muestra una tabla comparativa en relación al costo (\$/W), la eficiencia y el retorno de la inversión de ambas opciones:

Tabla 2 Comparación células monocristalinas vs. policristalinas

	Costo (USD)/Watt	Eficiencia	Tasa interna de retorno
Policristalinas	0.51	15%	21%
Monocristalinas	0.64	17%	19%

Fuente: Elaboración propia basada en información suministrada por diversos proveedores, 2016

La información relacionada al costo y a la eficiencia de las células es basada en un promedio de información suministrada por diversos proveedores (Trinasolar, Yingli, Greenenergy y Sungold solar)

Así pues, se puede presenciar que el costo por watt de las células monocristalinas son un 25% más costosas vs. Las policristalinas y, mientras que en términos de eficiencia son tan

solo 13% más eficientes. Es importante destacar que tanto la garantía, así como la vida útil de ambos productos son iguales.

Esto da como resultado que la tasa interna de retorno de sistemas fotovoltaicos compuestos por paneles policristalinos es mayor que los monocristalinos (21% vs. 19% respectivamente). Este resultado es basado en un promedio de diversos estudios realizados a con ambas alternativas. Un ejemplo de esto se presenta en el Anexo N°3 en donde se asumió un costo incremental del Kw de 5% al año y un desempeño del panel que va disminuyendo progresivamente hasta el año 35 (año que finaliza la vida útil del producto).

Es importante destacar que los factores mencionados anteriormente relacionados con los incentivos por parte del gobierno son fundamentales para viabilidad en la implementación de un proyecto de sistemas fotovoltaicos en el sector industrial

Como conclusión general de los estudios realizados previamente a este proyecto en Colombia y distintos lugares del mundo, los sistemas de generación eléctrica que utilizan energía solar como recurso solo son viables si los gobiernos poseen políticas para incentivar su implementación mediante la aplicación de incentivos tributarios y monetarios. Para el caso colombiano, la firma de la ley 1715 del 2014 es el primer paso para que dicha tecnología sea atractiva y factible de aplicar en el mercado nacional a corto y mediano plazo.

4 Presentación de los Resultados y su Análisis

4.1 Análisis de Potenciales Proveedores

En la siguiente sección se muestran y evalúan los potenciales proveedores de los equipos y la tecnología aplicada la energía solar. Como se explicó en el marco teórico, un sistema de generación eléctrica con energía solar se compone de los siguientes dispositivos principales:

- Paneles
- Inversores

A. Paneles Solares

En la investigación y búsqueda del proveedor de los módulos solares policristalinos, se tomaron en cuenta los siguientes criterios. Primero que su calidad sea demostrable a partir de certificaciones que garanticen una vida útil mayor a los 20 años y segundo, que el costo unitario ($\$/W$) posea un margen competitivo para el mercado local. Se contactó con tres de los mayores productores de paneles solares policristalinos a nivel mundial: Yingli, Trina Solar y Sun Gold, los cuales entregaron los datos y fichas técnicas de sus productos y sus correspondientes certificaciones de calidad.

Para la implementación de los paneles, se tomaron en consideración tres aspectos. El primero es la eficiencia de sus células solares, el segundo es el factor de llenado y el tercer aspecto es la certificación que el fabricante ofrezca en sus productos.

- La eficiencia de los paneles se define como la capacidad de transformar la luz solar en corriente directa útil. Su ecuación se define como (Dunlop, 2009):

$$E = \frac{P_{mpp}}{E_{pr}A_p} \quad (3)$$

Donde:

- P_{mpp} = Potencia nominal del panel solar
- E_{pr} = Irradiancia solar promedio en condiciones nominales de ensayo ($1000 W/m^2$).
- A_p = Área superficial de los paneles solares.

Utilizando la información proveniente de la ficha técnica de los paneles solares marca Trina, se obtienen los siguientes datos:

- $P_{mpp} = 250 \text{ W}$
- $E_{pr} = 1000 \text{ W/m}^2$
- $A_p = 1.64 \text{ m} * 0.99 \text{ m} = 1.63 \text{ m}^2$

$$E = \frac{250 \text{ W}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} * 1.63 \text{ m}^2} * 100 = 15.27\%$$

Así pues, luego de aplicar la fórmula matemática, se obtuvo una eficiencia de 15,27%, lo cual indica la capacidad de transformar la energía solar (de un promedio de irradiancia de 1000W/m²) en energía eléctrica, usando una potencia de 250W en un área de 1,62m².

- El factor de llenado o Fill Factor es la relación entre el voltaje y corriente a la máxima potencia y multiplicación del voltaje de circuito abierto y la corriente de corto circuito del panel. Este factor define el potencial de operación según la capacidad del panel para entregar un determinado valor de corriente y voltaje. Este valor no debe confundirse con la eficiencia del panel la cual evalúa la capacidad de transformación (Lara, 2011).

$$FF = \frac{I_{mpp}V_{mpp}}{V_{oc}I_{sc}} \quad (4)$$

Como ejemplo, se toman los valores anteriormente mostrados de la ficha técnica de los paneles marca Trina Solar y se calcula el *FF* para dichos paneles:

- $I_{mpp} = 8.27 \text{ A}$
- $V_{mpp} = 30.3 \text{ V}$
- $V_{oc} = 38.0 \text{ V}$
- $I_{sc} = 8.79 \text{ A}$

$$FF = \frac{8.27\text{A} * 30.3\text{V}}{38.0\text{V} * 8.79\text{A}} = 0.750$$

Así pues, para ese caso se obtuvo un FF de 0,750 lo significa que el potencial del panel para entregar la máxima potencia es de un 75%. Cuando mayor sea este valor, menor variabilidad del voltaje y la corriente tendrá el panel y por consiguiente no existirá mayor variación de la máxima potencia entregable a distintas irradiancias aumentando de esta manera la confiabilidad del módulo.

A continuación, se muestran los valores obtenidos de las fichas e información técnica entregada por los proveedores de las tres marcas además de los valores obtenidos a través las

dos ecuaciones para una misma referencia de paneles con una potencia nominal de 250W (fichas técnicas en anexo 4):

Tabla 3 Comparación de especificaciones técnicas paneles solares

	Trina	Yingli	Sungold
Voltaje MPP V_{mpp} (V)	30,3	29,8	29,5
Corriente MPP I_{mpp} (A)	8,27	8,39	8,47
Voltaje Circuito Abierto V_{oc} (V)	38	37,6	36,6
Corriente Corto Circuito I_{sc} (V)	8,79	9,82	9,15
Eficiencia (%)	15,3	15,4	17,1
Coeficiente P (%/°C)	-0,41	-0,42	-0,48
Carga estática viento (Pa)	2400	2400	2350
Impacto (Diámetro [mm]/Velocidad [m/s])	35/26,94	25/23	25/24,3
Peso	18,6	18,5	0
Fill Factor	0,750	0,677	0,746
Certificaciones y Normativa			
ISO 9001:2008	X	X	X
ISO 14001:2004	X	X	X
TÜV RHEINLAND	X	X	-
UL 1703	X	X	-
Garantía (años/desempeño)	25/81%	25/80,7%	25/80%
Costo Unitario (\$US/W)	\$ 0,53	\$ 0,54	\$ 0,51

Fuentes: Anexo 4, 2016

Analizando la información técnica se observa que la marca Trina, a pesar de poseer una menor eficiencia de transformación solar a energía eléctrica en comparación a los paneles de Yingli y Sungold (15,3% versus 15,4% y 17,1% respectivamente) posee el valor más alto en su Fill Factor, y en cuanto a calidad, ofrece igual número de certificaciones que Yingli y mayor cantidad de normativa certificada que la marca Sun Gold. Por lo tanto, la elección se resume a cuál de los tres paneles podrá generar un mayor margen de ganancia sin comprometer la calidad que se ofrecerá a los clientes, es decir la mejor relación costo/beneficio. Como se aprecia, el costo unitario de los paneles Trina se encuentra en un punto intermedio con respecto a sus competidores. Al solo poseer una diferencia del 0,1% de eficiencia y una diferencia de \$US 0,01/W con respecto a Yingli, se elige Trina como el proveedor óptimo debido a que su potencial de operación (Fill Factor) es mayor y su precio es competitivo frente a los demás proveedores.

B. Inversores

Tomando en cuenta que un sistema fotovoltaico para que opere es necesario el funcionamiento de un inversor, y que para el sector comercial e industrial, las plantas solares tienen un amplio rango de capacidad (desde los 10 kWp hasta los 500 kWp de potencia nominal); es necesario seleccionar un inversor con certificaciones de operación y desempeño que garanticen una vida útil equivalente a la de los paneles solares.

Los inversores de última tecnología ofrecen en sus características la tecnología de control MPPT (Maximum Power Point Tracking) (Dunlop, 2009). Estos sistemas de control se encargan de regular el voltaje y la corriente directa proveniente de los paneles para que se logre optimizar la máxima potencia entregable independientemente del nivel de irradiancia que el sol le esté entregando a los paneles. Gracias a este controlador, los inversores de alta gama logran en la actualidad una eficiencia de transformación de corriente eléctrica directa a alterna con magnitudes mayores al 95%.

Se contactó con tres marcas de inversores procedentes de tres países: Estados Unidos, Italia y China. Para lograr realizar una comparación coherente se seleccionaron tres referencias de capacidades similares. A continuación, se muestran sus características entregadas por los proveedores (fichas técnicas en anexo 4):

Tabla 4 Comparación de especificaciones técnicas Inversores

Marca	ABB	Yaskawa Solectria	Satcon
<i>País de Fabricación</i>	Italia	Estados Unidos	China
<i>Referencia</i>	PRO 33 TL-OUTD	PVI 28TL	Powergate 30 US-UL
<i>Potencia</i>	33 kW	28 kW	30 kW
<i>Eficiencia</i>	98,3%	98,5%	96%
<i>Protección</i>	NEMA 4X/IP 65	NEMA 3R/IP 44	NEMA 3R/IP 44
<i>Costo Unitario (\$US/W)</i>	\$ 0,26	\$ 0,22	\$ 0,19
<i>Certificaciones y Normas</i>			
<i>ISO 9001</i>	X	-	-
<i>ISO 14001</i>	X	-	-
<i>UL 1741</i>	-	X	-
<i>IEC 61683</i>	X	-	X
<i>CSA</i>	-	X	X
<i>VDE</i>	X	-	-
<i>CE</i>	X	-	X
<i>IEEE 1547</i>	-	X	-

Fuentes: Anexo 4, 2016

Con la comparación de las tres referencias, se puede realizar un análisis para la correcta elección del potencial proveedor de los inversores. Como se aprecia en la anterior tabla comparativa, el proveedor que ofrece mayores garantías de desempeño a través de sus certificaciones es ABB. A pesar de que su costo unitario es mayor al de Solectria y Satcon, ofrece protección NEMA 4X lo cual garantiza su integridad en condiciones climáticas de alto riesgo y su eficiencia es mayor al 98% generando así menores pérdidas en la transformación de la energía.

4.2 Análisis del Retorno de Inversión en Proyectos Solares

A. Planta Solar Evaluada

El proyecto evaluado consiste en una planta solar conectada a la red sin sistemas de almacenamiento de 10 kW con la siguiente ficha técnica, componentes y costos asociados:

Tabla 5 Ficha Técnica de Proyecto Modelo

Potencia Nominal del Sistema (kW)	10.0
Número de Paneles	40
Potencia Máxima de la Celda (W)	250
Pérdidas Estimadas¹	18%
Potencia Salida AC (kW)	8.2

Fuente: Elaboración Propia, 2016

Los 10 kW de potencia nominal se obtienen a partir de un total de 40 paneles solares de potencia de 250W. En este sentido:

$$\text{Potencia Nominal del Sistema} = 40 * 250W$$

$$\text{Potencia Nominal del Sistema} = 10.000W$$

i. Paneles Solares

Los paneles solares de la compañía Trina Solar poseen células solares policristalinas con una potencia nominal de 250W y una eficiencia > 15%. En la siguiente tabla se muestran las especificaciones técnicas:

¹ Las pérdidas son asociadas a fenómenos de transferencia de calor no deseada en la y caída del voltaje en la transmisión de la energía eléctrica, mismatch de potencia en los paneles, eficiencia de transformación y eficiencia de captación de los controladores del inversor.

Tabla 6 Especificaciones Técnicas Panel Solar Proyecto Modelo

Marca	Trina Solar
Referencia	Allmax 250P
Potencia Nominal (W)	250
Eficiencia (%)	15,3
Vida útil (años)	35
Tipo de Célula	Silicio Policristalina
Potencia unitaria (W/m²)	152
Células por panel	60
País de fabricación	China
Normas	UL, CE, ISO 9001, IEC61215, IEC61730, PV Cycle
Costo	\$ COP 598.018,00

Fuente: Anexo 4, 2016

ii. Inversor

Para esta planta solar se propone la implementación de un inversor ABB con una potencia nominal de 11 kW para que esté acorde al dimensionamiento del proyecto (10 kW) La siguiente tabla muestra las especificaciones del equipo:

Tabla 7 Especificaciones Técnicas Inversor ABB Proyecto Modelo

Marca	ABB
Referencia	PVI-10.0-I-OUTD
Potencia nominal inyectada (W)	10000
Eficiencia Máxima (%)	96,5
Controladores MPPT	2
Costo Unitario	\$ COP 15.156.881

Fuente: Anexo 4, 2016

iii. Accesorios y estructura de los paneles

Entre los accesorios de instalación se incluyen la tubería de protección de los cables, conduletas y terminales de conexión. Las conexiones se componen principalmente de dos tipos de cables. Los cables que conectan internamente los paneles solares y forman las conexiones en serie y paralelo son cables solares calibre AWG 12 para uso externo.

Para proteger los paneles a inversores del sistema en la presencia de un pico de corriente o una sobrecarga eléctrica, utiliza para cada rack de paneles, un breaker de protección DC y para el inversor un breaker de protección AC.

La estructura se compone de rieles, abrazaderas intermedias y abrazaderas terminales las cuales se utilizan para soportar y fijar los paneles a la superficie de instalación.

B. Costos del proyecto

A continuación, se presentan los costos de los equipos y servicios de instalación asociados al montaje y la adquisición del proyecto. El costo unitario (\$US/W) de la planta solar se obtiene dividiendo el costo total del proyecto entre la potencia nominal del sistema:

Tabla 8 Costo del proyecto modelo en términos de costos unitario (\$US/W)

	Precio por Unidad	Cantidad	Valor Total (\$COP)	Valor Unitario (\$US/W)
Paneles	\$418.613	40	\$ 16.744.504	\$ 0,56
Inversores	\$10.609.817	1	\$ 10.609.817	\$ 0,35
Transformador	\$2.747.253	1	\$ 2.747.253	\$ 0,09
Estructura	\$3.049.451	1	\$ 3.049.451	\$ 0,10
		Instalación	\$ 6.670.000	\$ 0,22
		Accesorios	\$ 3.000.000	\$ 0,10
		\$US/W Instalado		\$ 1,53

Fuente: Elaboración propia, 2016

Fijando la tasa representativa del Dólar estadounidense (\$US) al Pesó colombiano (\$COP) equivalente a:

$$\$1 \text{ US} = \$3,000 \text{ COP}$$

Dentro de esta estructura de costos no se incluyó costos asociados a mantenimiento pues para sistemas fotovoltaicos son muy bajos dado a que se basa en aplicación de agua y jabón en la superficie de los paneles frotando sin excesiva fuerza. Así las cosas, para este estudio se asumió costo 0.

Se propone un margen de venta del 30%. Así pues, la propuesta de inversión para el cliente sería equivalente a **\$ 60'000'000.00 COP:**

Tabla 9 Costo del proyecto modelo con margen de ganancia en términos de costos unitario (\$US/W)

	Precio por Unidad	Cantidad	Valor Total (\$COP)	Valor Unitario (\$US)
Paneles	\$ 598.018	40	\$ 23.920.722	\$ 0,80
Inversores	\$ 15.156.881	1	\$ 15.156.881	\$ 0,51
Transformador	\$ 3.924.647	1	\$ 3.924.647	\$ 0,13
Estructura	\$ 4.356.358	1	\$ 4.356.358	\$ 0,15
		Instalación	\$ 8.725.798	\$ 0,29
		Accesorios	\$ 3.924.647	\$ 0,13
		\$ W Instalado		\$ 2,00

Fuente: Elaboración propia, 2016

A partir de esta inversión inicial se desarrollará la factibilidad financiera.

C. Beneficios Tributarios

Como se explicó en el marco teórico, la Ley 1715 del 2014 se implementó con el objetivo de que los proyectos donde se utilicen equipos y tecnologías renovables posean descuentos e incentivos que incrementen la competitividad de dichos proyectos frente a las fuentes convencionales de energía. Los siguientes dos artículos de la ley influyen sobre el flujo de caja del proyecto:

i. Artículo 11

El artículo 11 de la ley 1715 de 2014 afecta de manera significativa el flujo de caja de un proyecto solar ya que genera sobre la inversión inicial un descuento del 50% el cual es aplicado a la renta del cliente y que podrá ser descontado del segundo al quinto año del proyecto. En el caso del proyecto modelo para la evaluación, el descuento equivale a \$COP 30'000'000.00.

ii. Artículo 14

Para aquellos equipos que se implementen en proyectos de generación energética utilizando fuentes de energía renovable no convencional, se les aplicará el beneficio de depreciarse aceleradamente en un periodo de 5 años y no 10 años como lo estipula el estatuto tributario nacional colombiano. La depreciación de los activos de una persona jurídica no influye directamente sobre el flujo de caja del proyecto sino sobre la utilidad generada por la

empresa. El efecto se da al disminuirse la carga impositiva que debe asumir dicha persona jurídica por cuanto se reduce la base gravable sobre la cual debe tributar.

En el proyecto modelo el precio de venta de los equipos utilizados es equivalente a un total de COP\$ 42.995.763. Si los equipos se depreciaran según el estatuto tributario a 10 años la carga impositiva adicionada al balance es:

$$\frac{\$42.995.763}{10 \text{ años}} = \$4.299.576/\text{año}$$

Ya que la depreciación es acelerada, la carga impositiva en este caso es:

$$\frac{\$42.995.763}{5 \text{ años}} = \$8.599.153 /\text{año}$$

La diferencia entre las dos cargas impositivas multiplicada por la tasa tributaria del 34% (siempre que la persona jurídica genere un balance positivo en el periodo evaluado) equivaldrá al descuento anual agregado al flujo de caja del proyecto:

$$(\$8.599.153 - \$4.299.576) * 34\% = \$1.461.855$$

Producción Anual Energética

Para obtener el ahorro monetario anual proyectado, se estima el potencial de producción energética anual de la planta solar según su radiación solar promedio por medio de la siguiente ecuación (Dunlop, 2009):

$$E_{ea} \left[\frac{kWh}{\text{año}} \right] = \frac{(P_N)(e)(R_C)}{H_{pr}} * 365 \text{ días (5)}$$

Donde:

- E_{ea} = Producción anual energética
- P_N = Potencia nominal de la planta solar en este caso, 10 kW.
- e = Eficiencia de la planta solar o $e = 1 - \%Perdidas$. Para la evaluación se calculó un porcentaje de pérdidas igual a 18% por eficiencia de transformación del inversor, temperaturas sobre la superficie de los paneles, mismatch de las células solares y

pérdidas en la transmisión de la energía por efectos de transferencia de calor. Dichas pérdidas dan como resultado a una eficiencia de la planta equivalente al 82%.

- R_c = Radiación solar de la ciudad donde se evalúa el potencial energético anual de la planta solar.
- H_{pr} = Irradiancia solar promedio en condiciones nominales de ensayo ($1000 W/m^2$).

D. Análisis Económico

Con el potencial de la producción anual estimada se procede a calcular el retorno de inversión por ahorros para este proyecto.

Según datos del Banco Mundial asociados a la inflación del producto interno bruto PIB nacional, la inflación promedio en Colombia durante los últimos 10 años ha sido del 4,21% (World Bank national accounts data, and OECD National Accounts data files, 2016). Este valor afecta distintos sectores de la economía nacional incluyendo el costo de la energía. Por lo tanto, se asume que el costo unitario de la energía también tendrá dicho aumento anualmente.

Puesto que el desempeño del panel solar decrece con el tiempo y el proveedor del dispositivo garantiza un 80% de su potencia nominal al año 25, se le aplica a la ecuación de producción anual el siguiente factor:

$$D_i[\%] = (1 + G_r i) * 100 \quad (6)$$

Donde:

- D_i = Porcentaje del desempeño de la potencia del panel en el año i
- G_r = Gradiente obtenido a partir de la regresión lineal de los datos de garantía por desempeño del panel solar (25 años equivalentes al 80% de desempeño del panel) obtenido a partir de la ficha técnica utilizando la regresión lineal y obteniendo las constantes de la siguiente manera:

$$y(x) = mx + b$$

Donde:

$$y(0) = 1, y(25) = 0,8$$

$$m = G_r = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} = \frac{0,8 - 1}{25 - 0} = -0,008$$

De manera que el ahorro anual se calcula como:

$$A_{i \text{ anual}}[\$COP] = E_{ea} * D_i * CUv_N * I_a \quad (7)$$

Donde:

- $A_{i \text{ anual}}$ = Ahorros monetarios por producción energética anual.
- E_{ea} = Producción energética anual.
- CUv_N = costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica.
- I_a = Inflación anual.

E. Flujo de Caja Inversión Directa

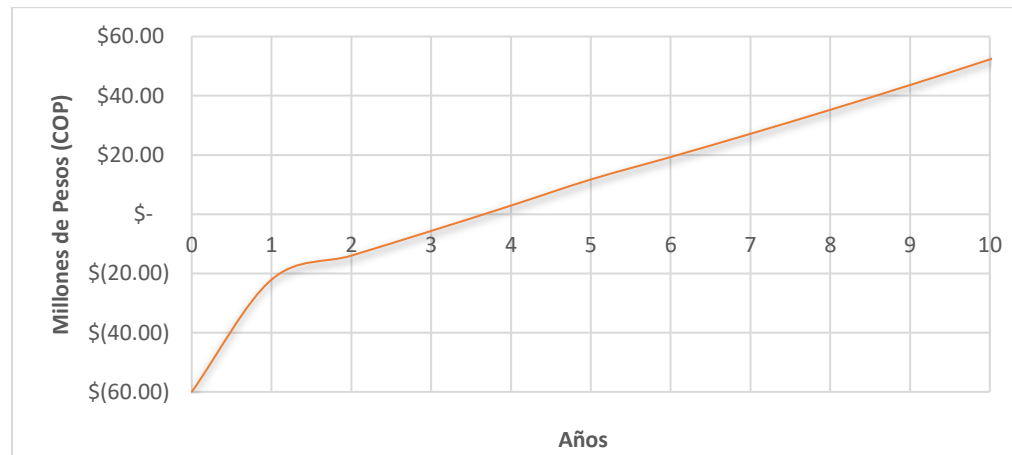
Este estudio contempla el análisis de retorno de inversión para diferentes ciudades y los 4 niveles de costo tarifario que existen (tal como se explicó en el alcance). Sin embargo, de manera gráfica, se muestra a continuación el flujo de caja proyectado para los próximos 10 años de una industria ubicada en el sector de Bogotá la cual posee un costo tarifario de Nivel 1 (\$COP 514,3/kWh) con los beneficios tributarios aplicados (Tabla N° 11). Así mismo, con la finalidad de tener un escenario comparativo se presentará otro flujo de caja en donde las ventajas tributarias no son aplicadas (Tabla N° 12).

Tabla 10 Flujo de caja proyectado a 10 años para industria ubicada en Bogotá, Nivel tarifario 1 aplicando Beneficios Tributarios.

FLUJO DE CAJA											
Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Precio kWh Año (COP)	514	536	559	582	607	632	659	686	715	745	777
Desempeño Panel (%)	100%	99%	98%	98%	97%	96%	95%	94%	94%	93%	92%
Generación KWh Anual	12,100.0	12,003.2	11,906.4	11,809.6	11,712.8	11,616.0	11,519.2	11,422.4	11,325.6	11,228.8	11,132.0
Ahorro Anual (COP)		6,223,010	6,433,119	6,649,889	6,873,509	7,104,172	7,342,073	7,587,415	7,840,401	8,101,240	8,370,146
CAPEX	- 60,007,142.37										
INCENTIVO RENTA LEY 1715		30,003,571.19									
(LEY 1715) Depreciacion ACTIVOS (20%)		1,462,076.43	1,462,076.43	1,462,076.43	1,462,076.43	1,462,076.43					
Flujo de Caja Operativo	- 60,007,142	37,688,658	7,895,195	8,111,965	8,335,586	8,566,248	7,342,073	7,587,415	7,840,401	8,101,240	8,370,146
Flujo de Caja acumulado	- 60,007,142	- 22,318,485	- 14,423,289	- 6,311,324	2,024,262	10,590,510	17,932,583	25,519,998	33,360,399	41,461,640	49,831,786
VPN @6.53% (COP) a 10 años	25,407,800.07										
TIR	18.8%										
Payback (años)	3 años, 9 meses										

Fuente: Elaboración propia, 2016

Gráfica 4 Flujo de caja proyectado a 10 años para industria ubicada en Bogotá, Nivel tarifario 1. Incluyendo los Beneficios Tributarios



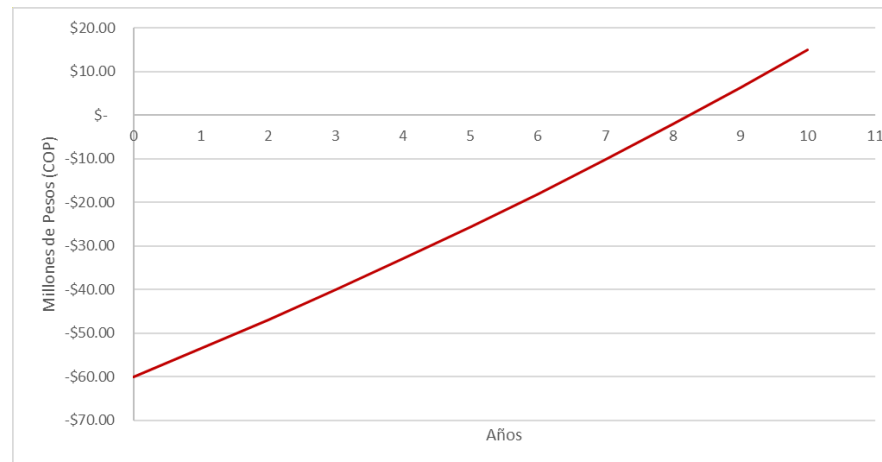
Diseño: Elaboración propia, 2016

Tabla 11. Flujo de caja proyectado a 10 años para industria ubicada en Bogotá, Nivel tarifario 1 aplicando sin aplicar los Beneficios Tributarios.

FLUJO DE CAJA											
Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Precio kWh Año (COP)	514	536	559	582	607	632	659	686	715	745	777
Desempeño Panel (%)	100%	99%	98%	98%	97%	96%	95%	94%	94%	93%	92%
Generación KWh Anual	12,100.0	12,003.2	11,906.4	11,809.6	11,712.8	11,616.0	11,519.2	11,422.4	11,325.6	11,228.8	11,132.0
Ahorro Anual (COP)		6,223,010	6,433,119	6,649,889	6,873,509	7,104,172	7,342,073	7,587,415	7,840,401	8,101,240	8,370,146
CAPEX	- 60,007,142.37										
INCENTIVO RENTA LEY 1715											
(LEY 1715) Depreciacion ACTIVOS (20%)											
Flujo de Caja Operativo	- 60,007,142	6,223,010	6,433,119	6,649,889	6,873,509	7,104,172	7,342,073	7,587,415	7,840,401	8,101,240	8,370,146
Flujo de Caja acumulado	- 60,007,142	- 53,784,132	- 47,351,013	- 40,701,124	- 33,827,615	- 26,723,443	- 19,381,370	- 11,793,955	- 3,953,554	4,147,686	12,517,833
VPN @6.53% (COP) a 10 años	- 8,827,638.34										
TIR	3.4%										
Payback (años)	8 años, 3 meses										

Fuente: Elaboración propia, 2016

Gráfica 5 Flujo de caja proyectado a 10 años para industria ubicada en Bogotá, Nivel tarifario 1. Sin incluir los Beneficios Tributarios



Flujo de caja proyectado a 10 años para industria ubicada en Bogotá, Nivel tarifario 1.

En el ejemplo mostrado, vale la pena resaltar diversos factores:

La generación energética anual del año 0 (KWh) fue calculada de la siguiente manera, tomando en cuenta la ecuación N°5:

$$E_{ea} \left[\frac{kWh}{año} \right] = \frac{(P_N)(e)(R_C)}{H_{pr}} * \frac{365 \text{ días}}{1 \text{ año}} = \frac{(10,0kW)(1 - 18\%) \left(4,04 \frac{kWh}{m^2 * día} \right)}{1,00 \frac{kW}{m^2}} * \frac{365 \text{ días}}{1 \text{ año}}$$

$$E_{ea} \left[\frac{kWh}{año} \right] = 12.100kWh/año$$

Así pues, teniendo una producción energética de 12.100KWh en el año 0, se puede apreciar como esta disminuye a lo largo del tiempo de acuerdo a la reducción de la eficiencia del panel solar. Sin embargo, la tarifa al incrementarse de acuerdo a la inflación (4,21%), el ahorro energético año a año es creciente.

Ahora bien, teniendo en cuenta la inversión inicial de COP\$ 60'000'000, es un impacto *one time* en el flujo de caja, que para el año 1 se compensa un 50% del valor de esta inversión (del escenario en el cual se incluyen los beneficios tributarios). Vale la pena recalcar que la Ley 1715 indica que esta deducción se puede realizar en los próximos 5 años luego de realizada la inversión, sin embargo, para este ejercicio se aplicó todo el valor en el año 1 por efectos prácticos. Posteriormente, el beneficio correspondiente a la depreciación acelerada de los activos es aplicada desde el año 1 al año 5.

Con la finalidad de evaluar el proyecto, se emplearon herramientas tales como el cálculo de Valor Presente Neto para entender si se cumple con un simple objetivo básico financiero el cual se traduce en maximizar la inversión. Asumiendo un costo promedio ponderado de Capital del 6,53% que corresponde a un promedio de la industria de Energías Renovables (NYU Stern School of Business, 2016), se obtuvo un valor presente neto de COP \$25'407'800, indicando que dicha inversión va a tener un efecto positivo en la empresa y por ende, se tendrá un incremento equivalente a dicho monto.

Adicionalmente, la viabilidad del proyecto se analizó en términos de retorno de inversión (años y valor), obteniendo una tasa interna de retorno del 18,8% con un payback de 3 años y 9 meses, siendo este proyecto viable. Sin embargo, de acuerdo a las condiciones de liquidez y oportunidad de los inversionistas (en este caso los dueños de la empresa), se tomará la decisión de invertir o no.

Ahora bien, comparando ese escenario versus el otro el cual no se incluyen los beneficios tributarios se evidencia como el proyecto se afecta en términos de retornos de inversión siendo un proyecto inviable tomando en cuenta que el tiempo en retorno asciende a 8 años y 3 meses y obteniendo un valor presente neto negativo.

4.3 Evaluación del retorno de inversión según ciudad y nivel tarifario

A. Sistema de facturación tarifaria para la energía eléctrica en Colombia

Para localizar cuáles son los retornos de inversión más atractivos y por lo tanto con mayor rentabilidad en las principales ciudades de Colombia, se realizó la siguiente evaluación. A partir de un proyecto determinado con una potencia, equipos y costo definido, se analizan los retornos de inversión (en tiempo) de la inversión por ahorros para los cuatro niveles de tensión que se aplican en las zonas industriales no reguladas.

Los 4 niveles de tensión por norma según el Consejo Regulatorio de Energía y Gas (CREG) son (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2007):

- Nivel 1: Sistemas con tensión menor a 1 kV – Locales comerciales pequeños.
- Nivel 2: Sistemas con tensión mayor o igual a 1 kV y menor a 30 kV – Locales comerciales medianos e industrias pequeñas.
- Nivel 3: Sistemas con tensión mayor o igual a 30 kV y menor a 57,5 kV – Centros comerciales grandes e industrias medianas.
- Nivel 4: Sistemas con tensión mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV – Industria grandes.

De acuerdo a la demanda de la empresa y nivel, la CREG se encarga de asignar los valores del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica (CUv_N) el cual se calcula de acuerdo a las siguientes variables:

$$CUv_N = G + R + T + D_N + Cv + PR_N \left[\frac{\$ COP}{kWh} \right] \quad (7)$$

Donde:

- G = Costo de compra de la energía a la empresa generadora de acuerdo al nivel de tensión.
- R = Costo por restricciones y servicios adicionales fijados por la empresa comercializadora.
- T = Costo impuesto por la empresa encargada en la transmisión de la energía.
- D_N = Costo de distribución de la energía según el nivel de tensión.
- Cv = Costo asociado al margen de ganancias de la empresa comercializadora de la energía.
- PR_N = Costo asociado a las pérdidas por generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

El costo unitario de la energía no sólo varía de acuerdo al nivel de tensión sino también al mes en que se factura y otras variables como la frecuencia y el horario de uso de la energía. La siguiente tabla muestra el costo unitario promedio reportado en el año 2016 para las principales ciudades del territorio colombiano y para los 4 niveles de tensión que se manejan en el sector comercial e industrial:

Tabla 12 Tarifas unitarias según nivel de facturación y ciudad

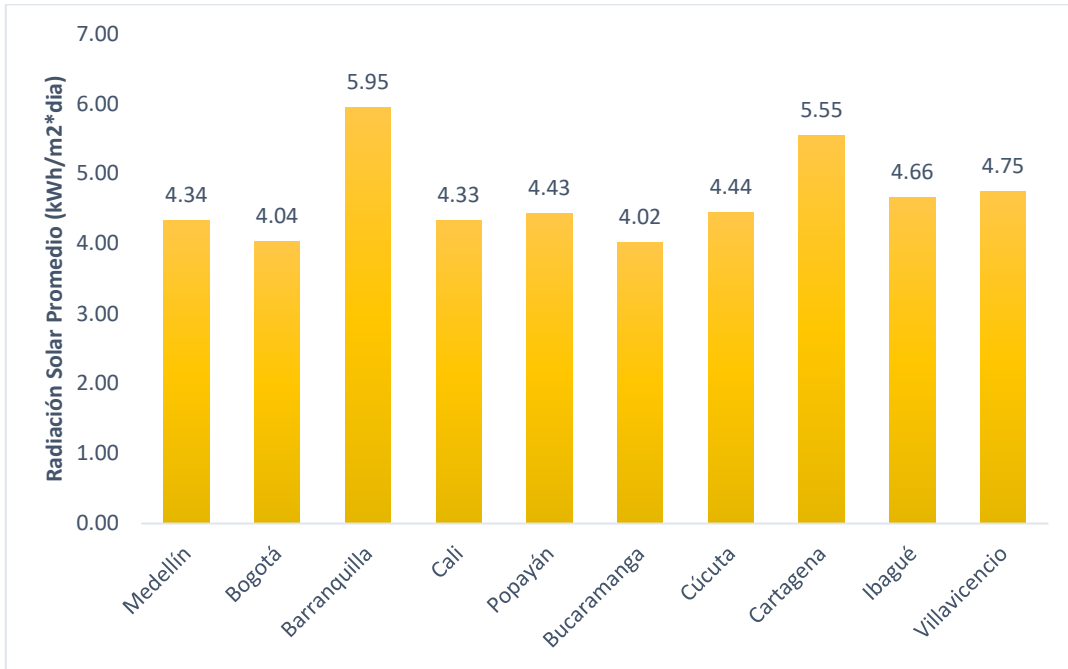
Ciudad	Prestador	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4
Medellín	Empresas Públicas de Medellín	\$ 565,6	\$ 469,4	\$ 394,8	\$ 330,5
Bogotá	Codensa	\$ 514,3	\$ 418,7	\$ 385,9	\$ 328,8
Barranquilla	Electricaribe	\$ 477,9	\$ 418,4	\$ 393,7	\$ 345,2
Cali	Empresas Municipales de Cali	\$ 473,3	\$ 447,0	\$ 385,9	\$ 346,7
Popayán	Energética de Occidente	\$ 509,0	\$ 417,3	\$ 374,0	\$ 339,2
Bucaramanga	Electrificadora de Santander	\$ 456,6	\$ 413,8	\$ 373,6	\$ 311,6
Cúcuta	Centrales Eléctricas del Norte de Santander (Grupo EPM)	\$ 565,6	\$ 469,4	\$ 394,8	\$ 330,5
Cartagena	Electricaribe	\$ 477,9	\$ 418,4	\$ 393,7	\$ 345,2
Ibagué	Compañía Energética de Tolima	\$ 500,4	\$ 436,3	\$ 339,0	\$ 307,6
Villavicencio	Electrificadora del Meta	\$ 575,0	\$ 481,3	\$ 414,4	\$ 350,7

Fuente: Anexo5, 2016

B. Aspectos climatológicos de las ciudades a evaluar

Los niveles de radiación solar de las ciudades utilizadas en la evaluación y mostrados a continuación son obtenidos del atlas y el registro histórico climatológico de la Unidad de Planeación Minero Energética UPME (Unidad de Planeación Minero Energética Colombiana, 2005):

Gráfica 6 Radiación solar ciudades principales Colombia

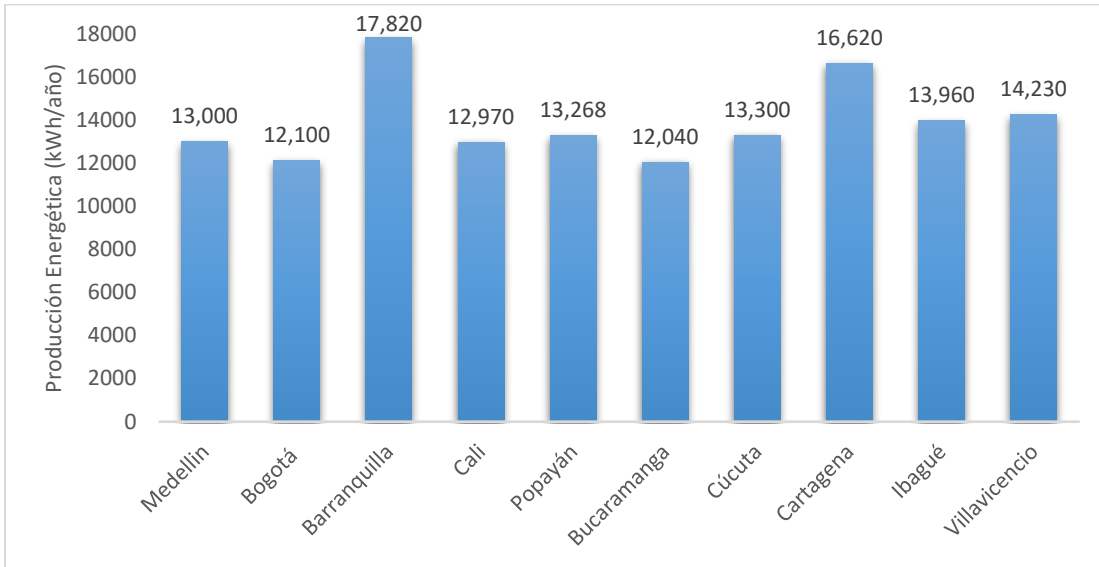


Fuente: (Unidad de Planeación Minero Energética Colombiana, 2005)

C. Producción Energética Anual por Ciudad

Empleando las ecuaciones utilizadas para obtener la producción anual energética en la anterior sección, se obtienen los valores estimados para cada una de las ciudades evaluadas:

Gráfica 7 Potencial de producción energética

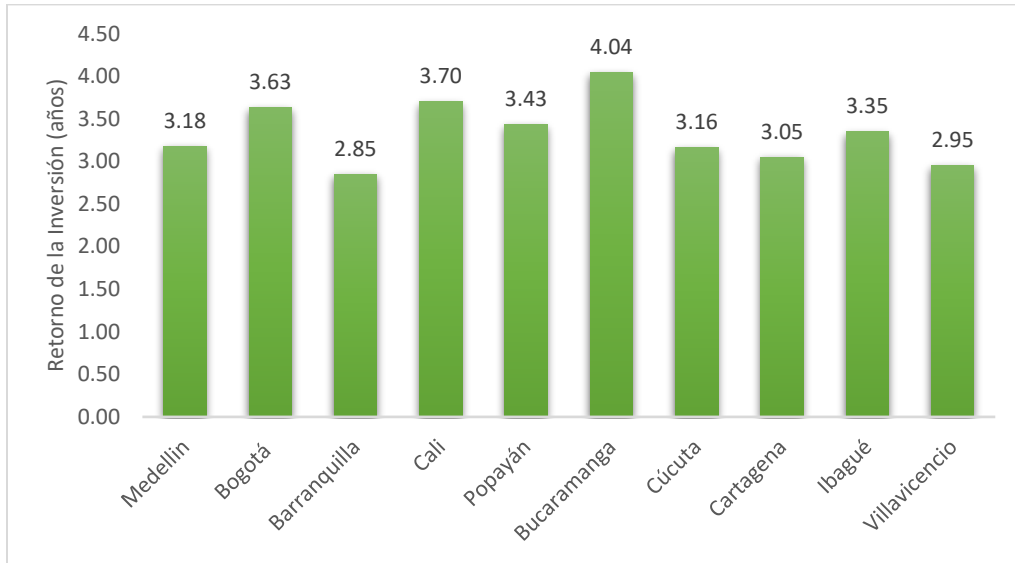


Fuente: Elaboración propia, 2016

D. Retornos de Inversión y análisis

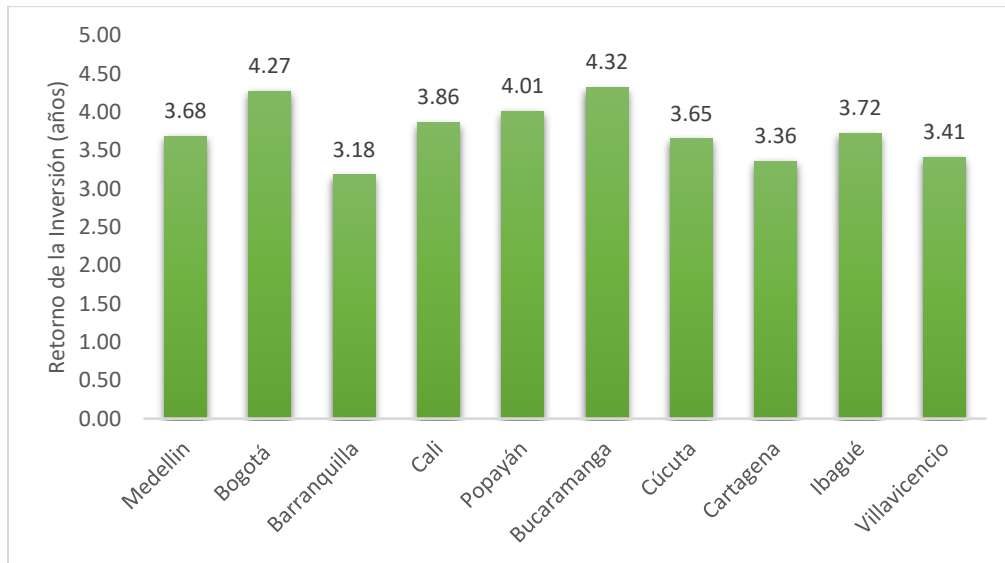
Utilizando el mismo proyecto modelo (\$60.000.000) que se empleó para la simulación de flujo de caja (aplicando los beneficios tributarios) para la ciudad de Bogotá y Nivel 1; se procede a calcular los periodos de retorno en diferentes zonas geográficas del país para todos los niveles tarifarios (Nivel 1, 2, 3 y 4)

Gráfica 8 Retorno de inversión (años) para clientes de Nivel 1



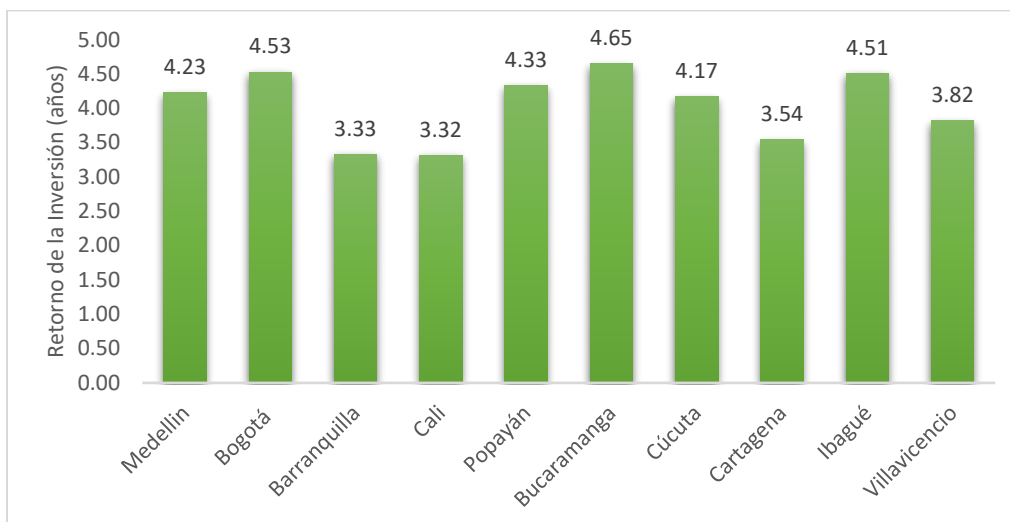
Fuente: Elaboración propia, 2016

Gráfica 9 Retorno de inversión (años) para clientes de Nivel 2



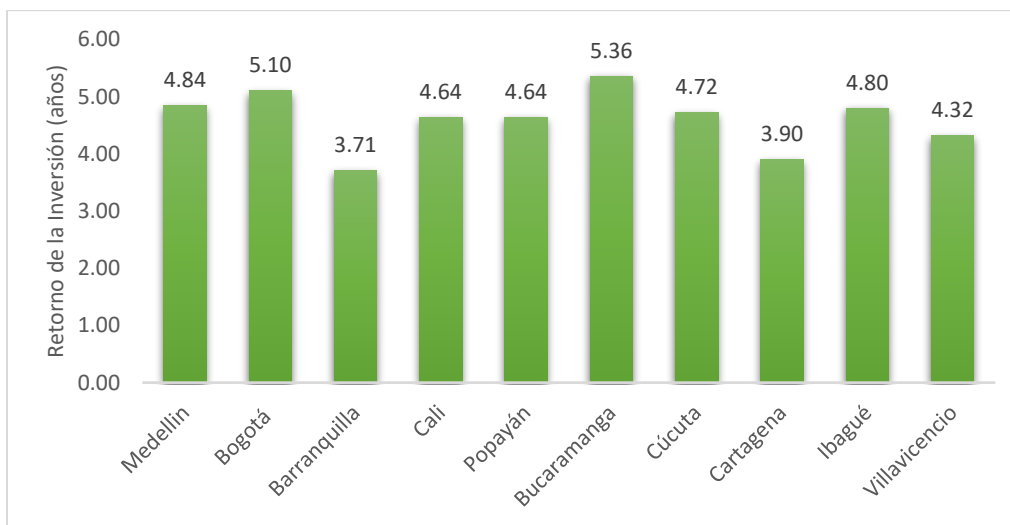
Fuente: Elaboración propia, 2016

Gráfica 10 Retorno de inversión (años) para clientes de Nivel 3



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 11 Retorno de inversión (años) para clientes de Nivel 4



Fuente: Elaboración propia

Es claro apreciar dos fenómenos que se obtienen a partir de los resultados anteriormente mostrados. El primero es que a medida que aumenta el nivel de facturación tarifaria, aumenta el retorno de la inversión debido a que se reduce considerablemente el costo unitario de la energía. El segundo fenómeno que se aprecia es la influencia del lugar donde planta se instala sobre el retorno de la inversión. Ejemplo de esta afirmación es la diferencia de los retornos de inversión en los distintos niveles para ciudades como Bogotá e Ibagué las cuales poseen tarifas similares en los niveles 1 y 4 y, sin embargo, poseen magnitudes en sus respectivos

retornos con una clara diferencia. Esto se debe a que Ibagué al poseer un mayor recurso solar diario promedio ($4.66 \text{ kWh}/(\text{día} * \text{m}^2)$) en comparación con Bogotá ($4,04 \text{ kWh}/(\text{día} * \text{m}^2)$), posee un mayor potencial de ahorro.

De las gráficas también se puede apreciar que las ciudades con mayor potencial de inversión gracias a sus bajos retornos de inversión son Cartagena, Barranquilla y Villavicencio. Las dos primeras debido a su abundante recurso solar y la tercera debido a sus altos costos para los distintos niveles de tarifas que vende la energía la compañía Electrificadora del Meta.

Es claro considerar que ciudades como Bucaramanga y Bogotá al poseer los periodos de retorno más altos no son las ciudades más recomendadas para instalar sistemas de energía solar, sin embargo, los periodos de retorno en las empresas que se encuentren en los niveles 1 y 2 tienen por su alto costo de la energía un retorno de la inversión competitivo por lo que el nicho de mercado para dichas ciudades se encuentra en las empresas de pequeña y mediana escala que manejen estos niveles de facturación energética.

4.4 Estudio de la percepción del cliente frente a las energías renovables

Para conocer la percepción de los potenciales clientes de frente a los distintos temas que conciernen a la incursión de la energía solar en el país, es necesario analizar su conocimiento e intereses con respecto a la implementación de las plantas solares en sus empresas. Por tal motivo se diseñó una encuesta en la que se evalúan sus conocimientos y opiniones frente a la energía solar, los beneficios tributarios y el medio ambiente.

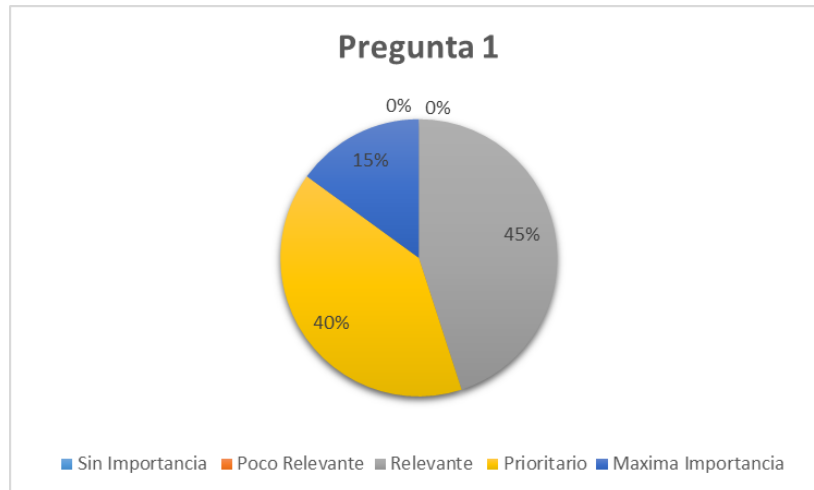
A. Muestra de la encuesta

Las empresas encuestadas pertenecen a diversos sectores de la industria y el comercio como construcción, servicios, hidrocarburos. El único requisito que se aplicó al momento de seleccionar las empresas a encuestar es que posean instalaciones en las cuales sea posible instalar una planta solar. La muestra equivale a un total de 20 empresas ubicadas en las principales del territorio nacional.

B. Resultados y análisis de la encuesta

1. ¿Cuál es la importancia que usted le da al cuidado del medio ambiente?

Gráfica 12 Resultados pregunta 1 encuesta

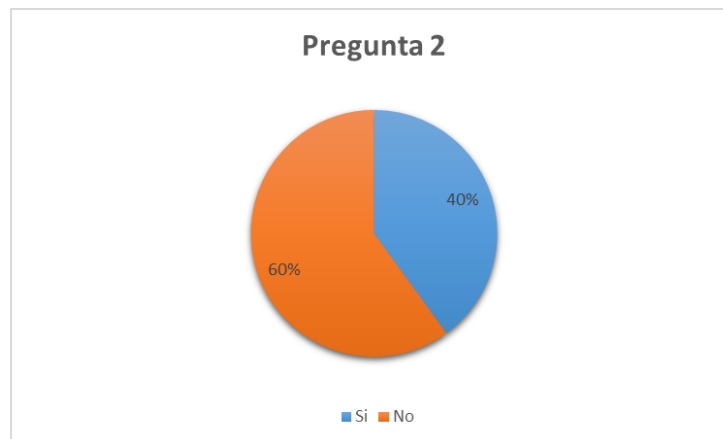


Fuente: Elaboración propia, 2016

Con los resultados obtenidos para la pregunta 1, es apreciable que todos los clientes poseen una conciencia en cuanto a los fenómenos que se evidencian a partir del calentamiento global. Mientras que el 55% de las empresas encuestadas respondieron que el cuidado del medio ambiente es de importancia moderada o máxima importancia, el 45% restante consideran que si es un tema relevante mas no es prioritario dentro de los planes a futuro.

2. ¿Usted ha considerado la implementación de la energía solar en su empresa?

Gráfica 13 Resultados pregunta 2 encuesta

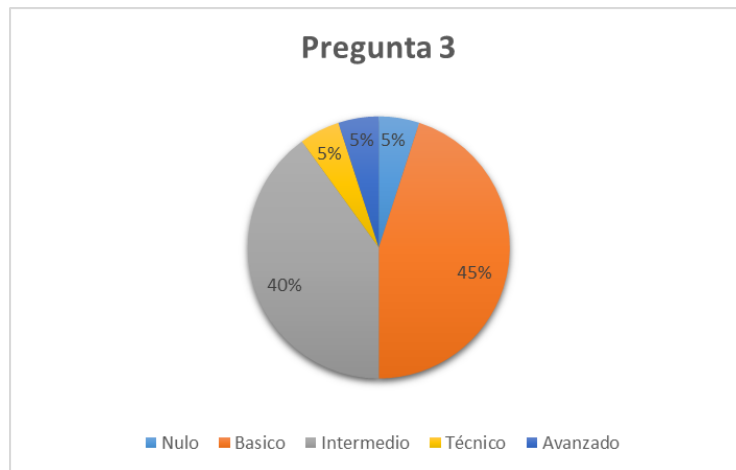


Fuente: Elaboración propia, 2016

Para la pregunta #2 se evaluó en las empresas encuestados si en algún momento han evaluado la posibilidad de implementar una planta solar en su portafolio de proyectos e inversiones a futuro. Como se aprecia, 60% de los encuestados respondieron que no, y el 40% que si han evaluado la posibilidad. Esta tendencia en las empresas encuestadas se debe a que las tecnologías con energías alternativas todavía son una novedad y su explotación comercial por parte de las entidades gubernamentales no ha generado el mismo impacto que en otros países como Costa Rica, Ecuador y Brasil.

3. ¿Cuál es su conocimiento sobre la energía solar?

Gráfica 14 Resultados pregunta 3 encuesta

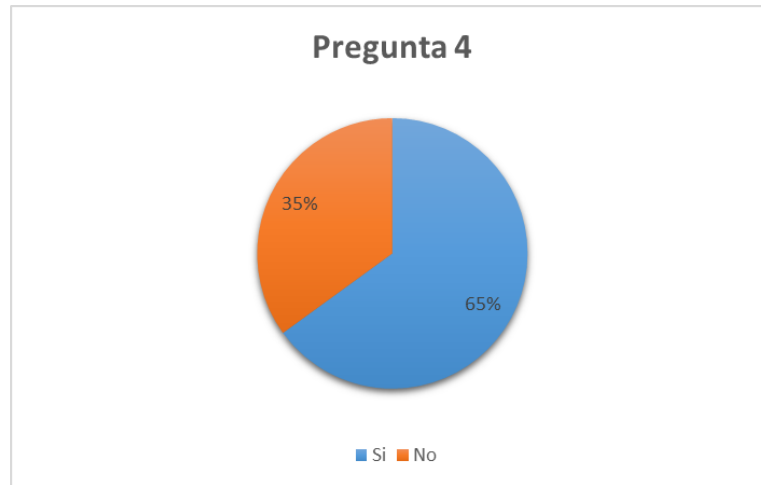


Fuente: Elaboración propia, 2016

A pesar de que la energía solar es nueva en Colombia, se ha popularizado en los últimos 20 años en países como Alemania, Estados Unidos y China. Por lo tanto, los representantes de las empresas encuestadas poseen un nivel básico e intermedio del tema lo cual les permite tener una idea sencilla del modo de funcionamiento y operación de esta tecnología. Este punto es beneficioso para la industria solar ya que los potenciales clientes tienen la capacidad de evaluar correctamente los proyectos que se les ofrezca facilitando así el proceso de negociación.

4. ¿Conoce los beneficios en términos de ahorro que le aporta la energía solar?

Gráfica 15 Resultados pregunta 4 encuesta



Fuente: Elaboración propia, 2016

En conexión con la anterior pregunta, se aprecia que las empresas al poseer un conocimiento básico e intermedio de la energía solar, reconocen los potenciales ahorros energéticos que les brinda la autogeneración energética. Sin embargo, es responsabilidad del gobierno incentivar y divulgar aún más esta tecnología emergente ya que el 35% de los encuestados dentro de este sondeo no poseen conocimiento sobre el ahorro potencial que existe debido a la no dependencia de los prestadores públicos de energía eléctrica.

5. ¿Cree usted que la energía solar es una tecnología viable en Colombia?

Gráfica 16 Resultados pregunta 5 encuesta

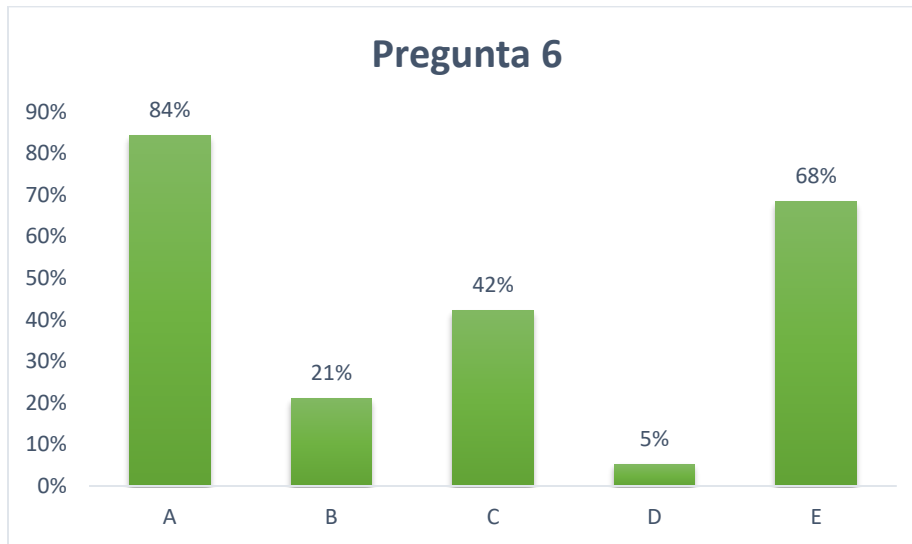


Fuente: Elaboración propia, 2016

Como se aprecia en las respuestas de la pregunta 5, las empresas encuestadas poseen un fuerte optimismo en cuanto a la implementación de la energía solar. Esta tendencia se debe a que las empresas al poseer conocimientos en el tema, son conscientes de que en el territorio colombiano posee como se demostró en el marco teórico una amplia abundancia en recursos solares sobre todo en la zona caribe y oriente.

6. En caso de responder Si en la pregunta 5, seleccione las razones por las cuales considera Ud. que la energía solar si es viable:
- A: Rentabilidad por ahorros económicos
 - B: Beneficios tributarios
 - C: Impacta positivamente en la imagen de su empresa
 - D: Venta en un futuro a mediano plazo de su exceso de generación energética
 - E: Cambio a tecnologías limpias y un 100% renovables

Gráfica 17 Resultados pregunta 6 encuesta

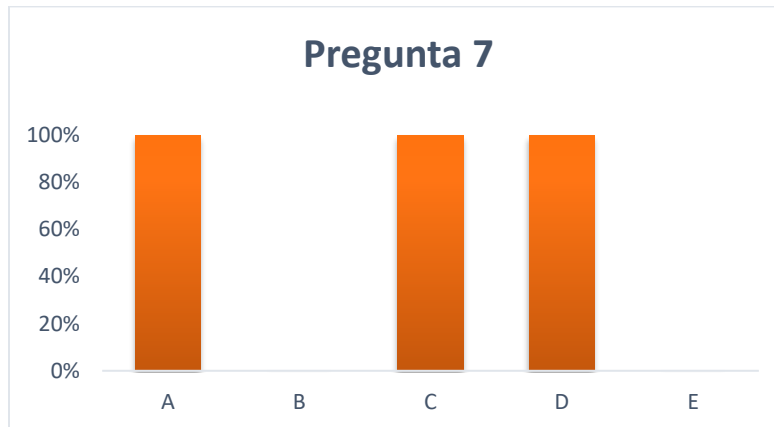


Fuente: Elaboración propia, 2016

Aquellas empresas que consideran la viabilidad positiva de la energía solar, opinan que los principales beneficios de esta tecnología son los ahorros monetarios potenciales (84%), el incentivo al cambio del parque energético nacional para la implementación de tecnologías más amigables con el medio ambiente no solo energía solar, también energía eólica, biomasa y marítima (68%).

7. En caso de responder No en la pregunta #5, seleccione las razones por las cuales considera Ud. que la energía solar no es viable:
- A: Costos de inversión inicial.
 - B: Tecnologías no innovadoras.
 - C: Contribuciones de bajo impacto al cuidado del medio ambiente.
 - D: No es relevante en el corto plazo la implementación de energías renovables en el parque energético nacional.
 - E: Preferencia por otras fuentes de energía (hidráulica, eólica o biomasa).

Gráfica 18 Resultados pregunta 7 encuesta

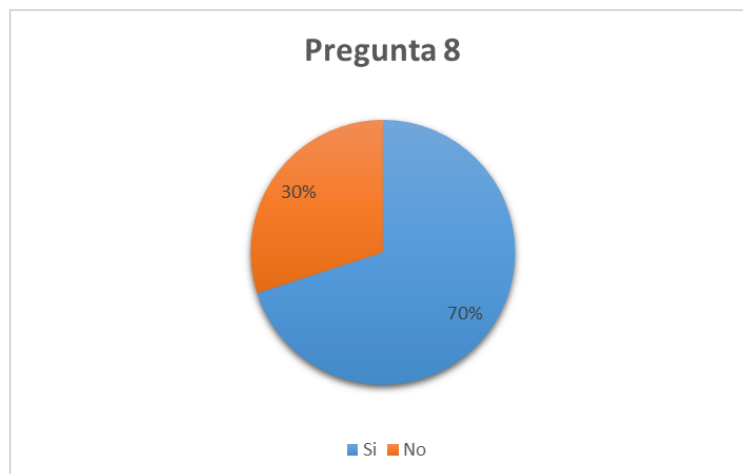


Fuente: Elaboración propia, 2016

A pesar de que la cantidad de empresas que respondieron con una opinión negativa en torno a la viabilidad de la energía solar en Colombia es mínima para tomar una muestra confiable, se puede apreciar que las mayores preocupaciones son los costos de la inversión inicial, el impacto al medio ambiente y el hecho de que Colombia sea un país que genera su energía a partir de fuentes como el carbón, el gas y los recursos hídricos disponibles.

8. ¿Reemplazaría usted fuentes de energía convencionales (petróleo, gas natural y carbón) por fuentes 100% limpias como la energía solar, así estas tuvieran un costo superior?

Gráfica 19 Resultados pregunta 8 encuesta

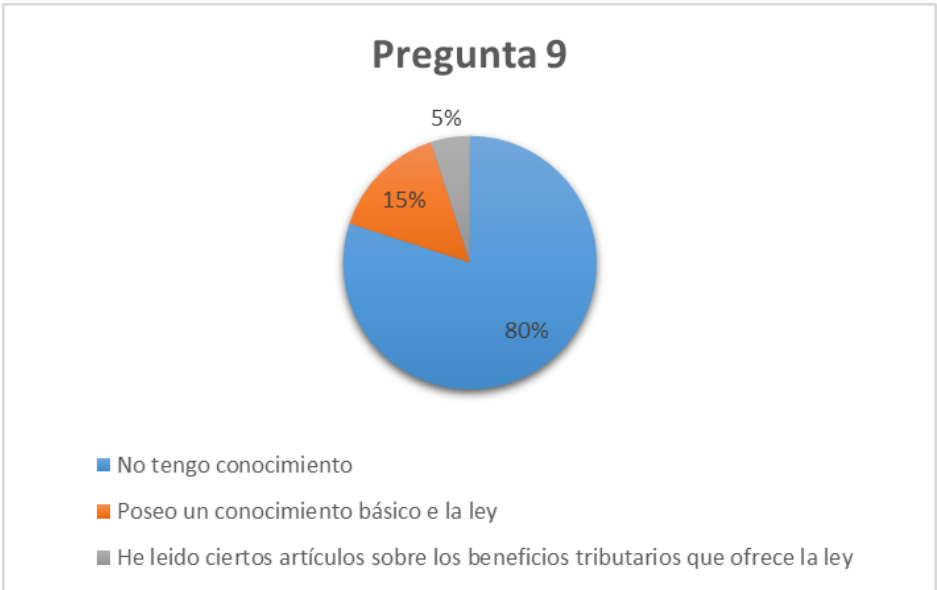


Fuente: Elaboración propia, 2016

En coherencia con la pregunta N°1 de la encuesta, las empresas evaluadas demuestran una tendencia favorable a contribuir con el medio ambiente al estar en pro de políticas como aquellas implementadas en costa rica donde su parque energético se compone de únicamente fuentes de energía 100% limpia. Sin embargo, la inversión inicial en la implementación de dichas tecnologías sigue teniendo un costo mayor lo cual es una de las posibles preocupaciones para las empresas encuestadas que respondieron no (30%) en la pregunta.

9. ¿Qué tanto conocimiento tiene sobre la ley 1715 del 2014 y sus beneficios tributarios para las empresas y personas naturales que realicen inversiones en fuentes no convencionales de energía?

Gráfica 20 Resultados pregunta 9 encuesta

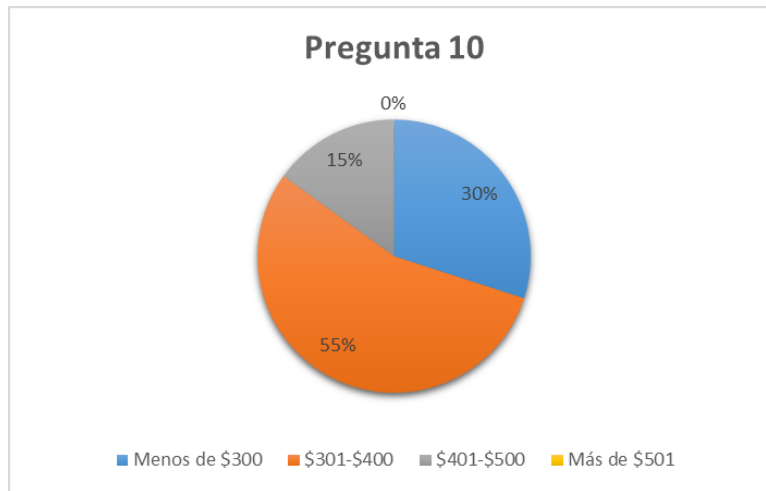


Fuente: Elaboración propia

Como se ha expresado en respuestas anteriores, uno de los factores que pueden perjudicar la rápida inclusión de la energía solar y las energías renovables es la mínima divulgación y las escasas políticas de promoción hacia los potenciales clientes por parte de las entidades gubernamentales encargadas de regular los beneficios de la ley. Tan solo el 20% conoce la existencia de la ley y solo el 5% posee conocimientos sobre los beneficios tributarios que esta ofrece.

10. ¿Cuál es el rango de precios del kWh que su empresa paga mensualmente?

Gráfica 21 Resultados pregunta 10 encuesta



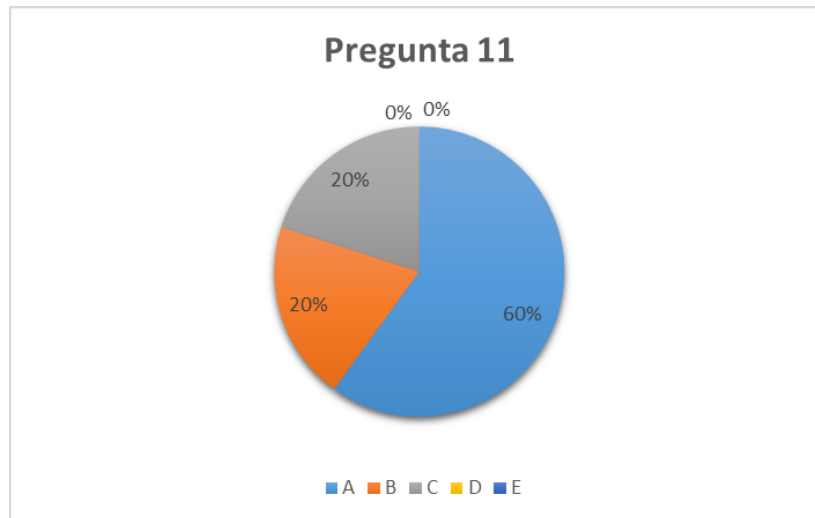
Fuente: Elaboración propia, 2016

Esta pregunta se diseñó con el objetivo de sondear y conocer el nivel de facturación tarifario al que las empresas encuestadas pertenecen. De esta manera se puede especificar cuáles los potenciales retornos de inversión que dichas empresas tendrán si instalan plantas solares de auto consumo. Como se puede ver en la gráfica, más el 85% de estas empresas poseen una tarifa dentro del rango de entre menos de \$300/kWh y \$400/kWh lo cual significa pertenecen a los niveles 3 y 4 dependiendo de la ciudad donde se ubiquen.

11. ¿Cree usted que Colombia se encuentra atrasado en implementación de energías no convencionales con respecto a otros países de Latinoamérica como Perú, Costa Rica?

- A: Si, existe un atraso importante.
- B: Si, existe un atraso en un grado mínimo.
- C: Estamos en iguales condiciones tecnológicas y gubernamentales que los demás países de Latinoamérica.
- D: No, existe un avance (mínimo) con respecto a otros países.
- E: No, nos encontramos en un avance significativo frente a otros países de Latinoamérica.

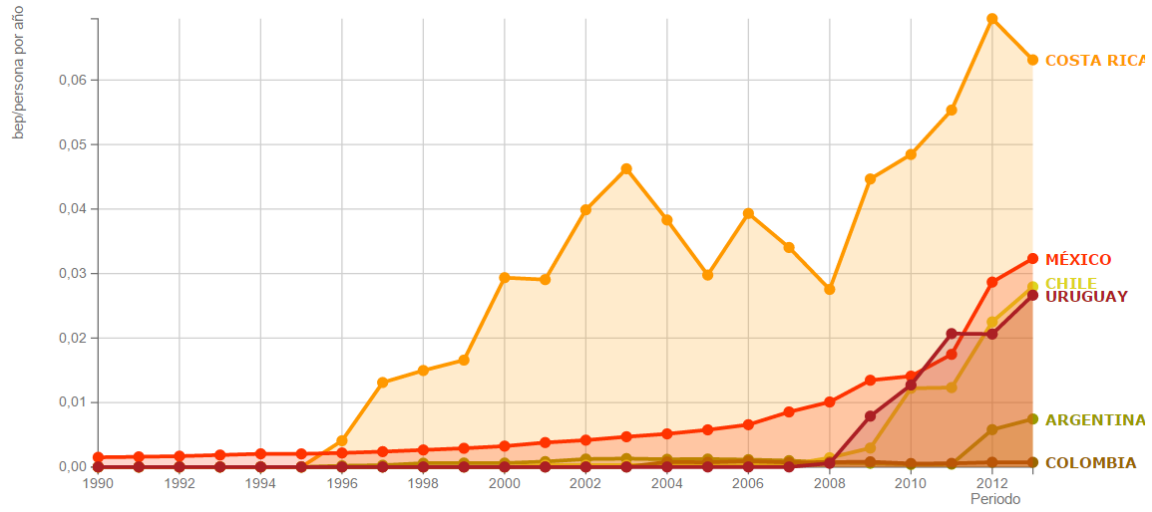
Gráfica 22 Resultados pregunta 11 encuesta



Fuente: Elaboración propia, 2016

Como se aprecia, la percepción de la muestra evaluada percibe que existe un atraso en un grado mínimo (20%) y en un grado apreciable (60%) en comparación con el resto de los países de latino américa. La opinión de las empresas encuestadas frente este punto es correcta ya que Colombia es uno de los países con mayor atraso en Latinoamérica en cuanto a la implementación y producción de energía a partir de fuentes renovables. Como se podrá apreciar en la siguiente gráfica y según datos del BID (Banco Interamericano de Desarrollo, 2016) Colombia es uno de los menores productores de energía a partir de fuentes solar y eólica per cápita alcanzando a un valor en el año 2013 a 0,002 barriles equivalentes de petróleo (*bep*) por año mientras que en países como México, Chile y Uruguay la cifra ronda los 0,02 bep por año.

Gráfica 23 Evolución de la producción por energías renovables países latinoamericana



Fuentes: (Banco Interamericano de Desarrollo, 2016)

5 Conclusiones y Recomendaciones

A partir de los resultados alcanzados, presentados en este trabajo se obtienen las siguientes conclusiones:

- Los proyectos de instalación de sistemas fotovoltaicos se hacen viables económicamente contemplando los beneficios tributarios que el Gobierno otorga, tales como la deducción del 50% de renta y la depreciación acelerada en 5 años de los activos. Esto se evidencia en el ejercicio financiero ejecutado para el proyecto modelo cuya inversión alcanza los \$60.000.000. Sus resultados fueron:

Tipo de Proyecto	Retorno inversión (tiempo)	TIR	VPN
Aplicando beneficios tributarios	3 años, 9 meses	20.0%	27,120,515.73
Sin aplicar beneficios tributarios	8 años, 3 meses	4.0%	- 7,114,922.69

- Un amplio porcentaje de la población colombiana no tiene conocimiento de los beneficios que las instituciones gubernamentales otorgan en pro de la implementación de energías limpias.
- La población encuestada reemplazaría fuentes de energía convencionales (petróleo, gas natural y carbón) por fuentes 100% limpias como la energía solar, así estas tuvieran un costo superior.

Tomando en cuenta estos hechos, la implementación de sistemas fotovoltaicos en Colombia se hace viable.

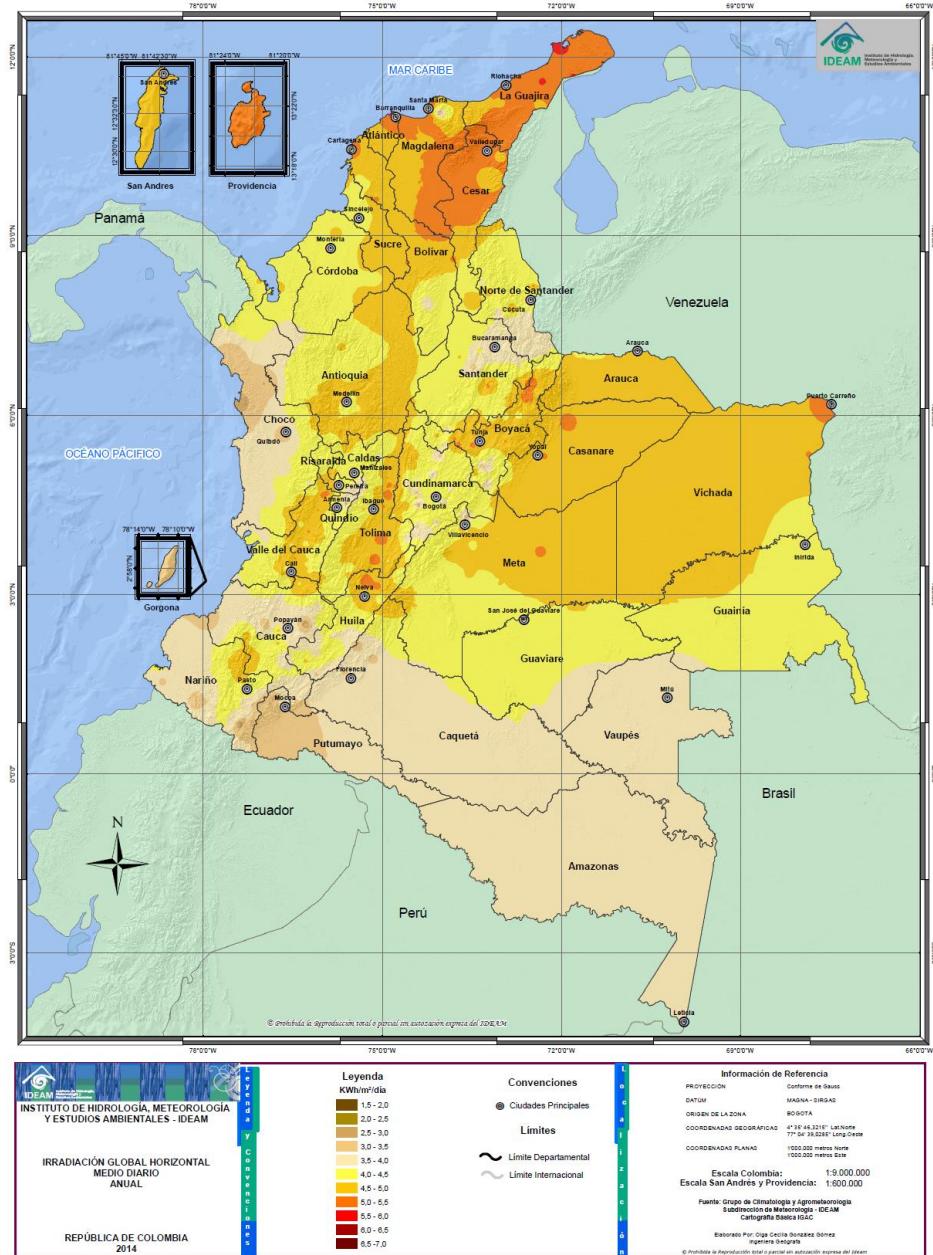
Adicionalmente, las industrias ubicadas en el Nivel 1 (Sistemas con tensión menor a 1 kV), al poseer el costo/Kw más costoso, poseen los retornos de inversión más atractivos, mientras que, por el contrario, industrias ubicadas en el Nivel 4 (Sistemas con tensión mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV) poseen los retornos de inversión menos atractivos debido al

bajo costo de energía. Es importante recalcar que los costos tarifarios de las ciudades en estudio no crecen en la misma proporción al pasar de un nivel a otro. Es decir, para el nivel N 1, Villavicencio se encuentra de posición 2 en cuanto a retorno de inversión (en tiempo) seguido por Cartagena. Al pasar al Nivel N 2, estas posiciones se invierten, y el motivo es 100% el costo/kW, pues la irradiancia y el dimensionamiento del proyecto es el mismo.

En relación a la ubicación geográfica, aquellas ciudades donde la irradiancia del sol es mayor como por ejemplo Barranquilla y Cartagena, se hace más atractiva la instalación de un sistema fotovoltaico, pues el potencial de generación eléctrica por m² será mayor.

6 Anexos

Anexo 1. Mapa visual de la radiación solar en Colombia



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética Colombiana, 2005

Anexo 2. Promedio horario de la radiación (Wh/m²)

ESTACION UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA (BOGOTÁ)												
PROMEDIO HORARIO DE LA RADIACIÓN (Wh/m ²)												
HORA	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0-1	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,2	0,3	0,3
1-2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,4	0,5	0,4	0,2	0,4	0,4
2-3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,5	0,4	0,2	0,3	0,3
3-4	0,2	0,2	0,1	0,3	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,2	0,3	0,3
4-5	0,1	0,1	0,3	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,2	0,4	0,3
5-6	0,2	0,1	0,3	1,3	2,5	1,9	1,2	2,0	3,0	2,7	0,7	
6-7	31,8	28,1	39,5	52,9	66,3	62,0	55,2	50,6	60,2	71,0	61,4	50,2
7-8	184,9	162,3	149,3	177,2	188,3	188,0	191,0	172,9	180,6	205,6	198,3	208,9
8-9	351,3	342,2	264,3	309,3	294,4	291,3	313,7	290,8	284,5	346,4	356,3	378,8
9-10	507,6	455,8	366,7	388,1	391,4	389,5	399,7	387,8	399,5	457,6	458,6	504,3
10-11	589,9	543,7	469,8	425,6	431,5	447,8	476,8	467,0	460,2	501,8	519,1	545,5
11-12	607,4	544,1	483,3	433,2	455,7	497,2	520,6	491,4	489,4	458,0	488,2	533,5
12-13	560,1	503,8	433,2	412,9	464,7	490,0	544,6	494,3	481,1	442,4	414,1	491,1
13-14	475,7	465,6	389,8	365,9	404,2	476,3	499,4	457,5	432,5	393,3	355,3	423,4
14-15	375,9	357,0	313,5	307,7	334,2	391,8	404,2	392,0	398,2	315,9	274,7	348,9
15-16	304,4	275,2	231,1	225,1	245,4	275,5	292,9	305,2	298,4	209,9	188,3	254,7
16-17	171,2	145,7	145,0	135,4	143,1	158,6	177,2	168,1	168,4	111,0	90,2	124,9
17-18	46,4	48,7	47,7	35,6	35,7	46,3	59,4	48,9	34,5	16,7	13,0	26,0
18-19	0,5	0,9	0,7	0,2	0,3	0,5	1,1	0,9	0,4	0,3	0,4	0,4
19-20	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,2
20-21	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,1	0,3	0,3
21-22	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	0,2
22-23	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,3	0,2	0,2	0,3
23-0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,3	0,3	0,5	0,2	0,3	0,2
Acumulada diaria	4207,3	3873,1	3334,2	3270,4	3457,9	3716,7	3937,1	3728,5	3690,0	3533,0	3420,7	3891,2

 Entre 0 y 200 (Wh/m ²)	 Entre 400 y 600 (Wh/m ²)	 Mayor a 800 (Wh/m ²)
 Entre 200 y 400 (Wh/m ²)	 Entre 600 y 800 (Wh/m ²)	

Fuente: <http://Unidad de Planeación Minero Energética Colombiana>, 2005

Anexo 3. Ejemplos de Flujo de caja

Ejemplo de cálculo propuesta con sistema de célula monocristalina.

Años	Precio kWh Año	Desempeño Panel	Ahorro Anual	Renta	Payback Acumulado
0	\$ 389,00	100%	-\$ 443.886.507,69	\$ -	-\$ 887.773.015,38
1	\$ 408,45	99%	\$ 67.817.978,78	\$ 443.886.507,69	-\$ 376.068.528,92
2	\$ 428,87	98%	\$ 70.634.612,57		-\$ 305.433.916,34
3	\$ 450,32	98%	\$ 73.563.364,80		-\$ 231.870.551,54
4	\$ 472,83	97%	\$ 76.608.405,72		-\$ 155.262.145,82
5	\$ 496,47	96%	\$ 79.774.042,32		-\$ 75.488.103,50
6	\$ 521,30	95%	\$ 83.064.721,57		\$ 7.576.618,07
7	\$ 547,36	94%	\$ 86.485.033,63	\$ -	\$ 94.061.651,70
8	\$ 574,73	94%	\$ 90.039.715,10	\$ -	\$ 184.101.366,80
9	\$ 603,47	93%	\$ 93.733.652,13	\$ -	\$ 277.835.018,93
10	\$ 633,64	92%	\$ 97.571.883,57	\$ -	\$ 375.406.902,51
11	\$ 665,32	91%	\$ 101.559.604,03	\$ -	\$ 476.966.506,54
12	\$ 698,59	90%	\$ 105.702.166,83	\$ -	\$ 582.668.673,37
13	\$ 733,52	90%	\$ 110.005.086,89	\$ -	\$ 692.673.760,26
14	\$ 770,19	89%	\$ 114.474.043,55	\$ -	\$ 807.147.803,81
15	\$ 808,70	88%	\$ 119.114.883,15	\$ -	\$ 926.262.686,97
16	\$ 849,14	87%	\$ 123.933.621,61	\$ -	\$ 1.050.196.308,57
17	\$ 891,60	86%	\$ 128.936.446,70	\$ -	\$ 1.179.132.755,28
18	\$ 936,17	86%	\$ 134.129.720,25	\$ -	\$ 1.313.262.475,52
19	\$ 982,98	85%	\$ 139.519.980,03	\$ -	\$ 1.452.782.455,56
20	\$ 1.032,13	84%	\$ 145.113.941,50	\$ -	\$ 1.597.896.397,06
21	\$ 1.083,74	83%	\$ 150.918.499,16	\$ -	\$ 1.748.814.896,21
22	\$ 1.137,93	82%	\$ 156.940.727,73	\$ -	\$ 1.905.755.623,94
23	\$ 1.194,82	82%	\$ 163.187.882,91	\$ -	\$ 2.068.943.506,85
24	\$ 1.254,56	81%	\$ 169.667.401,79	\$ -	\$ 2.238.610.908,64
25	\$ 1.317,29	80%	\$ 176.386.902,85	\$ -	\$ 2.414.997.811,50
26	\$ 1.383,16	79%	\$ 183.354.185,52	\$ -	\$ 2.598.351.997,01
27	\$ 1.452,31	78%	\$ 190.577.229,19	\$ -	\$ 2.788.929.226,20
28	\$ 1.524,93	78%	\$ 198.064.191,76	\$ -	\$ 2.986.993.417,96
29	\$ 1.601,18	77%	\$ 205.823.407,52	\$ -	\$ 3.192.816.825,48
30	\$ 1.681,24	76%	\$ 213.863.384,38	\$ -	\$ 3.406.680.209,86
31	\$ 1.765,30	75%	\$ 222.192.800,40	\$ -	\$ 3.628.873.010,26
32	\$ 1.853,56	74%	\$ 230.820.499,57	\$ -	\$ 3.859.693.509,83
33	\$ 1.946,24	74%	\$ 239.755.486,65	\$ -	\$ 4.099.448.996,47
34	\$ 2.043,55	73%	\$ 249.006.921,18	\$ -	\$ 4.348.455.917,66
35	\$ 2.145,73	72%	\$ 258.584.110,46	\$ -	\$ 4.607.040.028,12

Fuente: Elaboración propia, 2016

Ejemplo de cálculo propuesta con sistema de célula policristalina

Años	Precio kWh Año	Desempeño Panel	Ahorro Anual	Renta	Payback Acumulado
0	\$ 389,00	100%	-\$ 760.728.092,31	\$ -	-\$ 760.728.092,31
1	\$ 408,45	99%	\$ 67.817.978,78	\$ 380.364.046,15	-\$ 312.546.067,38
2	\$ 428,87	98%	\$ 70.634.612,57		-\$ 241.911.454,80
3	\$ 450,32	98%	\$ 73.563.364,80		-\$ 168.348.090,00
4	\$ 472,83	97%	\$ 76.608.405,72		-\$ 91.739.684,28
5	\$ 496,47	96%	\$ 79.774.042,32		-\$ 11.965.641,96
6	\$ 521,30	95%	\$ 83.064.721,57		\$ 71.099.079,61
7	\$ 547,36	94%	\$ 86.485.033,63	\$ -	\$ 157.584.113,24
8	\$ 574,73	94%	\$ 90.039.715,10	\$ -	\$ 247.623.828,34
9	\$ 603,47	93%	\$ 93.733.652,13	\$ -	\$ 341.357.480,47
10	\$ 633,64	92%	\$ 97.571.883,57	\$ -	\$ 438.929.364,04
11	\$ 665,32	91%	\$ 101.559.604,03	\$ -	\$ 540.488.968,08
12	\$ 698,59	90%	\$ 105.702.166,83	\$ -	\$ 646.191.134,91
13	\$ 733,52	90%	\$ 110.005.086,89	\$ -	\$ 756.196.221,80
14	\$ 770,19	89%	\$ 114.474.043,55	\$ -	\$ 870.670.265,35
15	\$ 808,70	88%	\$ 119.114.883,15	\$ -	\$ 989.785.148,51
16	\$ 849,14	87%	\$ 123.933.621,61	\$ -	\$ 1.113.718.770,11
17	\$ 891,60	86%	\$ 128.936.446,70	\$ -	\$ 1.242.655.216,81
18	\$ 936,17	86%	\$ 134.129.720,25	\$ -	\$ 1.376.784.937,06
19	\$ 982,98	85%	\$ 139.519.980,03	\$ -	\$ 1.516.304.917,10
20	\$ 1.032,13	84%	\$ 145.113.941,50	\$ -	\$ 1.661.418.858,59
21	\$ 1.083,74	83%	\$ 150.918.499,16	\$ -	\$ 1.812.337.357,75
22	\$ 1.137,93	82%	\$ 156.940.727,73	\$ -	\$ 1.969.278.085,48
23	\$ 1.194,82	82%	\$ 163.187.882,91	\$ -	\$ 2.132.465.968,39
24	\$ 1.254,56	81%	\$ 169.667.401,79	\$ -	\$ 2.302.133.370,18
25	\$ 1.317,29	80%	\$ 176.386.902,85	\$ -	\$ 2.478.520.273,04
26	\$ 1.383,16	79%	\$ 183.354.185,52	\$ -	\$ 2.661.874.458,55
27	\$ 1.452,31	78%	\$ 190.577.229,19	\$ -	\$ 2.852.451.687,74
28	\$ 1.524,93	78%	\$ 198.064.191,76	\$ -	\$ 3.050.515.879,50
29	\$ 1.601,18	77%	\$ 205.823.407,52	\$ -	\$ 3.256.339.287,02
30	\$ 1.681,24	76%	\$ 213.863.384,38	\$ -	\$ 3.470.202.671,40
31	\$ 1.765,30	75%	\$ 222.192.800,40	\$ -	\$ 3.692.395.471,80
32	\$ 1.853,56	74%	\$ 230.820.499,57	\$ -	\$ 3.923.215.971,37
33	\$ 1.946,24	74%	\$ 239.755.486,65	\$ -	\$ 4.162.971.458,01
34	\$ 2.043,55	73%	\$ 249.006.921,18	\$ -	\$ 4.411.978.379,20
35	\$ 2.145,73	72%	\$ 258.584.110,46	\$ -	\$ 4.670.562.489,66

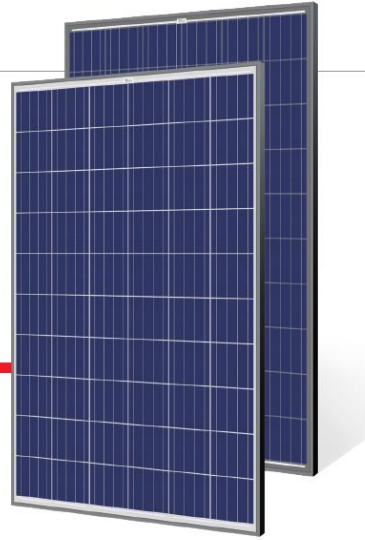
Fuente: Elaboración propia, 2016

Anexo 4. Fichas Técnicas Equipos

Ficha Técnica Paneles Solares Policristalinos Trina Solar

Mono **Multi** Solutions

THE ALLMAX MODULE



60 CELL
MULTICRYSTALLINE MODULE

250-265W
POWER OUTPUT RANGE

16.2%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

As a leading global manufacturer of next generation photovoltaic products, we believe close cooperation with our partners is critical to success. With local presence around the globe, Trina is able to provide exceptional service to each customer in each market and supplement our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable partner. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaboration with installers, developers, distributors and other partners as the backbone of our shared success in driving Smart Energy Together.

Trina Solar Limited
www.trinasolar.com



Our most versatile product

- Compatible with all major BOS components and system designs
- 1000V UL/1000V IEC certified



One of the industry's most trusted modules

- Field proven performance



Highly reliable due to stringent quality control

- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, and many more)
- In-house testing goes well beyond certification requirements
- PID resistant



Certified to withstand challenging environmental conditions

- 2400 Pa wind load
- 5400 Pa snow load
- 35 mm hail stones at 97 km/h

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

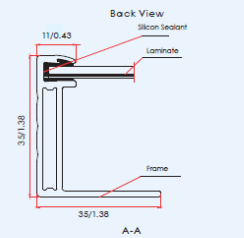
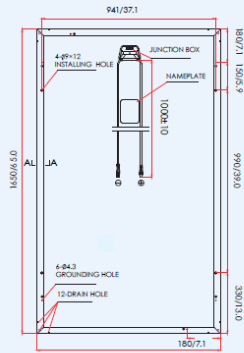
10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



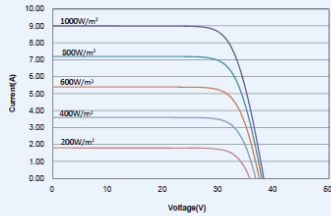
THE ALLMAX MODULE

PRODUCTS	POWER RANGE
TSM-PD05.08	255-265W
TSM-PD05.05	250-260W

DIMENSIONS OF PV MODULE
unit:mm/in



I-V CURVES OF PV MODULE (260W)



CERTIFICATION



ELECTRICAL DATA (STC)

	250	255	260	265
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)	250	255	260	265
Power Output Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5			
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	30.3	30.5	30.6	30.8
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	8.27	8.37	8.50	8.61
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	38.0	38.1	38.2	38.3
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	8.79	8.88	9.00	9.10
Module Efficiency η_m (%)	15.3	15.6	15.9	16.2

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

	186	189	193	197
Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	186	189	193	197
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	28.1	28.2	28.4	28.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	6.63	6.71	6.81	6.89
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	35.3	35.3	35.4	35.5
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	7.10	7.17	7.27	7.35

NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	Multicrystalline 156 × 156 mm (6 inches)
Cell orientation	60 cells (6 × 10)
Module dimensions	1650 × 992 × 35 mm(65.0 x 39.1 x 1.4 inches)
Weight	18.6 kg (41 lb)
Glass	3.2 mm(0.13 inches), High Transmission, AR Coated Tempered Glass
Backsheet	White(PD05.08); Black(PD05.05)
Frame	Black Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 65 or IP 67 rated
Cables	Photovoltaic Technology cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), 1000mm(39.4inches)
Connector	UTX Amphenol
Fire Type	Type 1 or 2

TEMPERATURE RATINGS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	44°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.41%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.05%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1000V DC(IEC) 1000V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	15A

WARRANTY

- 10 year Product Workmanship Warranty
- 25 year Linear Power Warranty

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

- Modules per box: 30 pieces
- Modules per 40' container: 840 pieces

TSM_EN_2016_A

Fuente: <http://www.trinasolar.com/sp/download/index.html>, 2016

YINGLI SOLAR

**YGE
60 CELL
SERIES 2**



18.0%
EFICIENCIA DE LA CELDA

10 AÑOS
GARANTÍA DE PRODUCTO

0 - 5W
TOLERANCIA DE POTENCIA

Garantía lineal a 25 años



Años	Garantía estándar del sector (%)	Garantía lineal de potencia Yingli (%)
0	91.2%	97.5%
25	80.7%	91.2%

YINGLISOLAR.COM



CALIDAD PROBADA EN UNA NUEVA DIMENSIÓN

Probados de manera independiente para garantizar su calidad y fiabilidad a largo plazo. Millones de módulos fotovoltaicos instalados en todo el mundo demuestran el liderazgo de Yingli en el sector.



Durabilidad

Módulos fotovoltaicos duraderos, probados independientemente en condiciones ambientales adversas tales como la exposición al ambiente salino, amoníaco y factores de riesgo del PID.



Cristal avanzado

Nuestro cristal de alta transmisión cuenta con una capa antirreflejante única que permite dirigir más luz hacia las celdas solares, resultando en una mayor producción energética.



Tamaño de módulo más vendido

Opción preferida de millones de bancos e inversionistas, este tamaño es perfecto para casi todas las aplicaciones.



Resistente al PID

Probado conforme a la norma IEC 62804, nuestros módulos fotovoltaicos han demostrado ser resistentes al PID (Degradación por Potencia Inducida), que se traduce en seguridad para su inversión.

Yingli Green Energy

Yingli Green Energy Holding Company Limited (NYSE:YGE), conocida como "Yingli Solar", es uno de los fabricantes líderes de paneles solares con la misión de ofrecer energía verde asequible para todos. Con más de 50 millones de paneles solares mundialmente, Yingli Solar hace posible la energía solar en comunidades en todo el mundo gracias a su experiencia global en fabricación y logística para abordar retos locales específicos.

YGE 60 CELL SERIES 2

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Parámetros eléctricos en condiciones de prueba estándar (STC)

Tipo de módulo		Y100xP-29b (xxxx=P _{max})					
Potencia de salida	P _{max}	W	270	265	260	255	250
Tolerancias de potencia de salida	P _{max}	W	0 / + 5				
Eficiencia del módulo	η_L	%	16.6	16.3	16.0	15.7	15.4
Tensión en P _{max}	V _{mp}	V	30.7	30.5	30.3	30.0	29.8
Intensidad en P _{max}	I _{mp}	A	8.80	8.70	8.59	8.49	8.39
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	V	37.9	37.8	37.7	37.7	37.6
Intensidad en cortocircuito	I _{sc}	A	9.27	9.18	9.09	9.01	8.92

STC: 1000 W/m² de irradiancia, 25°C de temperatura de célula, espectro AM 1.5g conforme a la EN 60904-3.
Reducción media de la eficiencia relativa de 3.3% a 200 W/m² según la EN 60904-1.

Parámetros eléctricos a temperatura operativa nominal de la célula (TONC)

Potencia de salida		TONC					
Potencia de salida	P _{max}	W	196.9	193.3	189.7	186.0	182.4
Tensión en P _{max}	V _{mp}	V	28.0	27.8	27.6	27.4	27.2
Intensidad en P _{max}	I _{mp}	A	7.04	6.96	6.87	6.79	6.71
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	V	35.0	34.9	34.8	34.8	34.7
Intensidad en cortocircuito	I _{sc}	A	7.49	7.42	7.35	7.28	7.21

TONC: temperatura operativa del módulo en circuito abierto a 800 W/m² de irradiancia, 20°C de temperatura ambiente y 1m/s de velocidad del viento.

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Temperatura operativa nominal de la célula	TONC	°C	46 +/- 2
Temperatura coeficiente de P _{max}	γ	%/°C	-0.42
Temperatura coeficiente de V _{oc}	β_{oc}	%/°C	-0.32
Temperatura coeficiente de I _{sc}	α_{sc}	%/°C	0.05
Temperatura coeficiente de V _{mp}	β_{mp}	%/°C	-0.42

CONDICIONES OPERATIVAS

Tensión máxima del sistema	1000V _{dc}
Valor máximo del fusible en serie	15A
Limitación de corriente inversa	15A
Rango de temperatura de funcionamiento	-40°C to 85°C
Máxima carga estática frontal (ej. nieve)	5400Pa
Máxima carga estática posterior (ej. viento)	2400Pa
Máx. impacto por granizo (diámetro/velocidad)	25mm / 23m/s

MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN

Cubierta frontal (material / espesor)	Vidrio templado de bajo contenido en hierro / 3,2 mm
Célula solar (cantidad / tipo / dimensiones / número de busbar)	60/ silicio multicristalino / 156 mm x 156 mm/ 2 o 3
Marco (material / color / color de anodizado / sellado de bordes)	Aluminio anodizado / plata / claro / adhesivo
Caja de conexiones (grado de protección)	≥ IP65
Cable (longitud / sección transversal)	1000mm / 4mm ²
Conector (tipo / grado de protección)	MC4 / IP67 or YT08-1 / IP67 o Amphenol H4 / IP68

- Debido a la continua innovación, investigación y mejora del producto, la información y las especificaciones citadas en esta hoja de características están sujetas a cambios sin previo aviso. Las especificaciones pueden variar ligeramente y no están garantizadas.
- Los datos no están referidos a un único módulo y no forman parte de la oferta, sirven solo para su comprobación entre diferentes tipos de módulos.

QUALIFICACIONES Y CERTIFICADOS

IEC 61215, IEC 61730, MCS, MCS, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, PV Cycle, SA 8000



© Yingli Green Energy Holding Co. Ltd.

DS_YGE60Cell-29b_35mm_EU_EN_201505_V04_YBS

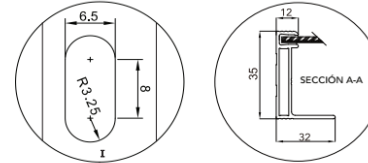
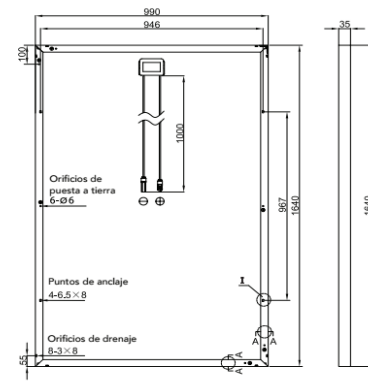
CARACTERÍSTICAS GENERALES

Dimensiones (Longitud/Ancho/Alto)	1640mm / 990mm / 35mm
Peso	18.5kg

ESPECIFICACIONES DE EMBALAJE

Número de módulos por palé	29
Número de palés por contenedor de 40'	28
Dimensiones de la caja de embalaje (Longitud/Ancho/Alto)	1700mm / 1135mm / 1165mm
Peso de la caja	568kg

Unidad: mm



Advertencia: Lea el Manual de Instalación y Uso en su totalidad antes de manejar, instalar u operar módulos de Yingli Solar.

Partners de Yingli:

Yingli Green Energy Americas
LatAm-info@yingliamericas.com

YINGLISOLAR.COM



Ficha Técnica Paneles Solares Policristalinos Sungold

Sungold Solar 250W Poly solar panel	
Cell size(mm):	156*156
Power tolerance:	±3%
Peak power(WP):	250w
Voltage at Pmax (Vmp) :	29.5
Current at Pmax (Imp) :	8.47
Open circuit voltage (Voc) :	36.6
Short circuit current (Isc) :	9.15
Max system voltage (VDC) :	1000V(IEC)
Operating Temperature:	-40°C to + 85°C
Cells Efficiency:	17.10%
Temperature Coefficient of Pmax:	-0.48%/°C
Temperature Coefficient of voc:	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of ISC:	0.015%/°C
Nominal Operating Cell Temperature:	45+/-2°C
Data under standard testing conditions(STC)	1000W/M ² ; 1.5AM
Type of Connector:	MC4
Dimension(mm):	992*1640*40

Fuente: <http://www.sungoldsolar.com/Product/Poly-solar-panel-250w.html>, 2016

Solar inverters

ABB string inverters
PRO-33.0-TL-OUTD
33 kW



ABB string inverters cost-efficiently convert the direct current (DC) generated by solar modules into high quality three-phase alternating current (AC) that can be fed into the power distribution network (i.e. grid). Designed to meet the needs of the entire supply chain – from system integrators and installers to end users – these transformerless, three-phase inverters are designed for decentralized photovoltaic (PV) systems installed in commercial and industrial systems up to megawatt (MW) sizes.

A new inverter from the world's leading power technology company
ABB, a global leader in power and automation technologies, brings decades of experience, technology leadership and application knowhow from renewable energies to this new string inverter. Such experience and technology ensures high quality, safe and reliable solar inverters are delivered every time.

High power package for decentralized PV systems

ABB's three-phase PRO-33 string inverter is designed for medium and large de-centralized PV systems either on large-scale commercial and industrial rooftops or ground-mounted PV plants. The inverter offers cost-efficiency in a high power, wall-mountable package with very high conversion efficiency. The all-in-one design with built-in and monitored PV plant protection devices reduces the need of costly external devices.

The single maximum power point tracker (MPPT) and optimized MPPT window are suitable for uniform-shaped PV plants with long strings connected to the inverter. The high maximum DC input voltage of up to 1100 V gives PV plant designers extra flexibility and allows more PV modules to be connected in series to reduce cabling costs.

Highlights

- Compact, high power wall-mountable package
- High maximum DC input voltage of up to 1100 V
- Configurable all-in-one design
- Advanced grid support functions
- Safe and intuitive user interface
- Robust enclosure, with IP65 rating suitable for outdoor installation

Power and productivity
for a better world™



ABB string inverters

Configurable all-in-one design

The ABB PRO-33.0 string inverter comes in three product variants. The standard model with or without DC switch is designed for use with an external string combiner box. The all-in-one model with built-in string combiner box includes a DC switch, string current monitoring with alarm, PV fuses, monitored surge protection devices and tool-less solar quick connectors. The inverter's all-in-one design, with built-in and monitored PV plant protection devices, reduces the need of costly external devices.

High total efficiency maximizes return on investment

The PRO-33.0 inverter offers a high conversion and MPP tracking efficiency in all conditions. A flat efficiency curve provides high revenues in low and high radiation conditions.

Fast and easy commissioning

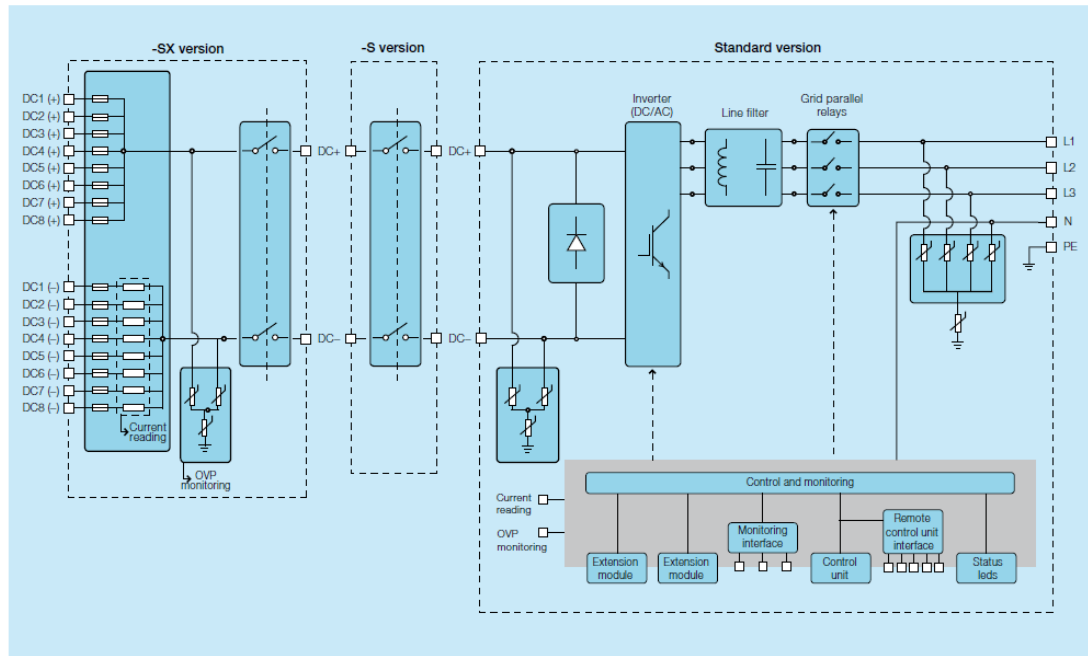
Fast PV plant commissioning is enabled via pre-programmed country grid code settings that are easily selectable. Extensive certification ensures wide grid code compatibility. Plug and Play DC and AC connectors enable fast and safe cabling. A touch protected installation area provides additional safety and comfort for inverter installation and maintenance.



Technical data and type

Type designation	33 kW PRO-33.0-TL-OUTD
Input side	
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	1100 V ²⁾
Startup DC input voltage (V_{start})	610 V
Operating DC input voltage range (V_{dormin} - V_{dormax})	580 to 950 V
Rated DC input voltage (V_{dcr})	580 V
Rated DC input power (P_{dcr})	33 700 W
Number of independent MPPT	1
MPPT input DC voltage range ($V_{MPPTmin}$ - $V_{MPPTmax}$) at P_{ref}	580 to 850 V
Maximum DC input current ($I_{dcr,max}$)/for each MPPT ($I_{MPPT,max}$)	58 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	80 A
Number of DC inputs pairs for each MPPT	1 in standard and -S version/8 in -SX version
DC connection type	Tool-less PV connector Phoenix Sunclix on -SX version/screw terminal block on standard and -S version
Input protection	
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source
Input over voltage protection for each MPPT - varistor (-/S) version	Yes
Input over voltage protection - plug in modular surge arrester (-SX version)	Type 2
Photovoltaic array isolation control	According to local standard
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	58 A/1000 V, 50 A/1200 V
Fuse rating (versions with fuses)	15 A/1100 V
Output side	
AC grid connection type	Three-phase 3W+PE or 4W+PE
Rated AC power (P_{ref} @ $\cos\phi > 0.99$)	33 000 W
Maximum apparent power (S_{max})	33 000 VA
Rated AC grid voltage (V_{gr})	400 V
AC voltage range	320 to 480 V ¹⁾
Maximum AC output current ($I_{gr,max}$)	50.3 A
Contributory fault current	50.3 A
Rated output frequency (f_r)	50 Hz/60 Hz
Output frequency range (f_{min} - f_{max})	47 to 53 Hz/57 to 63 Hz ²⁾
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, with $P_{ref} = 33.0$ kW, adj. ± 0.9 with $P_{ref} = 29.7$ kW, adj. ± 0 to 1 with $S = 33.0$ kVA
Total current harmonic distortion	< 3%
AC connection type	Fixed plug type connector

ABB string inverter design diagram



Technical data and type

Type designation	33 kW PRO-33.0-TL-OUTD
Output protection	
Anti-islanding protection	According to local standard
Maximum external AC overcurrent protection	80 A
Output overvoltage protection - varistor	5
Operating performance	
Maximum efficiency (η_{max})	98.3%
Weighted efficiency (EURO/CEC)	98.0%/98.1%
Feed in power threshold	20 W
Night consumption	< 1 W
Communication	
Remote monitoring	VSN700 Data logger (opt.)
User interface	Detachable graphical display
Environmental	
Ambient temperature range	-25 to +60°C / -13 to 140°F with derating above 45°C/113°F
Relative humidity	0 to 100% condensing
Sound pressure level, typical	67 dBA @ 1 m
Maximum operating altitude without derating	3000 m / 9840 ft
Physical	
Environmental protection rating	IP 65 (IP54 fans)
Cooling	Forced
Dimension (H x W x D) mm/inch	740 x 520 x 300 mm/29.1" x 20.5" x 11.8"
Weight kg/lb	< 66.0 kg/146 lbs (standard version)
Mounting system	Wall bracket
Safety	
Isolation level	Transformerless
Marking	CE, RoHS
Safety and EMC standard	IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, EN61000-6-2, AS/NZS 3200, EN61000-6-3, EN61000-3-11, EN61000-3-12
Grid standard (check availability)	CEI 0-21, CEI 0-16, DIN V VDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/3, C10/11, EN 50438 (not for all national appendices), PPC Greece, RD 1699, RD 413, RD 661, P.O. 12.3, UNE206007-1, AS 4777.2, AS 4777.3, BDEW, NRS-097-2-1, SAGC, MEA, PEA, IEC 61727, IEC 62116, ABNT NBR16149/16150
Available product variants	
Standard	PRO-33.0-TL-OUTD-400
With DC switch	PRO-33.0-TL-OUTD-S-400
With DC switch, fuses and DC surge arresters	PRO-33.0-TL-OUTD-SX-400

¹⁾ The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard

²⁾ Inverter does not start >1000 V

³⁾ The frequency range may vary depending on specific country grid standard

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

Fuente: <http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/three-phase/pro-33-0kw>, 2016



PVI 14TL
PVI 20TL
PVI 23TL
PVI 28TL
PVI 36TL

3-PH TRANSFORMERLESS
STRING INVERTERS

FEATURES

- 600 or 1000 VDC
- Best in class efficiency
- Touch-safe fuses
- Dual & wide MPP tracking zones
- Modbus communications
- Integrated DC fused string combiner
- DC arc-fault protection
- PVI 36TL - HECO and Rule 21 compliant

OPTIONS

- Web-based monitoring
- Shade cover
- DC/AC disconnect covers
- Roof mount array brackets
- DC combiners bypass

SOLECTRIA.COM

3-PH TRANSFORMERLESS STRING INVERTERS

Yaskawa - Solectria Solar's PVI 14TL, PVI 20TL, PVI 23TL, PVI 28TL, and PVI 36TL are compact, transformerless three-phase inverters with a dual MPP tracker. These inverters come standard with AC and DC disconnects, user-interactive LCD, and an integrated fused string combiner. Its small, lightweight design makes for quick and easy installation and maintenance. These inverters include an enhanced DSP control, comprehensive protection functions, and advanced thermal design enabling highest reliability and uptime. They also come with a standard 10 year warranty with options for 15 and 20 years. Options include web-based monitoring, shade cover, DC/AC disconnect covers, DC combiners bypass, and roof mount array bracket.



SPECIFICATIONS	PVI 14TL	PVI 20TL	PVI 23TL	PVI 28TL	PVI 36TL
DC Input					
Absolute Maximum Open Circuit Voltage	600 VDC		1000 VDC		
Operating Voltage Range	180-580 VDC	260-580 VDC	300-900 VDC		240-950 VDC
Max Power Input Voltage Range (MPPT)	300-540 VDC	300-550 VDC	500-800 VDC		540-800 VDC
MPP Trackers	2 with 4-fused inputs per tracker				2 with 5-fused inputs per tracker
Maximum Operating Input Current	25 A per MPPT (50 A)	35 A per MPPT (70 A)	25 A per MPPT (50 A)	29 A per MPPT (58 A)	35 A per MPPT (70 A)
Maximum Available PV Current (Isc x 1.25)	45 A per MPPT (90 A)	45.5 A per MPPT (91 A)	41 A per MPPT (82 A)	48 A per MPPT (96 A)	62.5 A per MPPT (125 A)
Maximum PV Power (per MPPT)	9.5 kW	13.5 kW	15.5 kW	19 kW	27 kW
Strike Voltage	300 V			330 V	
AC Output					
Nominal Output Voltage	208 VAC, 3-Ph		480 VAC, 3-Ph		
AC Voltage Range (Standard)	-12%/+10%				
Continuous Output Power	14 kW	20 kW	23 kW	28 kW	36 kW
Maximum Output Current	39 A	25.5 A	27.7 A	33.7 A	43.5 A
Maximum Backfeed Current	0 A				
Nominal Output Frequency	60 Hz				
Output Frequency Range	59.3-60.5 Hz (adjustable 55-65 Hz)				57-63 Hz
Power Factor	Unity, >0.99 (±0.8 adjustable)	Unity, >0.99 (±0.9 adjustable)	Unity, >0.99 (±0.8 adjustable)		
Fault Current Contribution (1 Cycle RMS)	70.4 A	43.3 A	69.6 A		73.2 A
Total Harmonic Distortion (THD) @ Rated Load	< 3%				
Grid Connection Type	3Ø+/N/GND (4-wire)				
Efficiency					
Peak Efficiency	96.6%	97.4%	98.6%		98.5%
CEC Efficiency	96.0%	97.0%	98.0%		
Tare Loss	4 W			2 W	
Integrated String Combiner					
Fused Positions	8 fused positions (4 positions per MPPT) 15 A (fuse by-pass available)				10 fused positions (5 positions per MPPT) 15 or 30 A (30A only for combined inputs)
Temperature					
Ambient Temperature Range	-13°F to +140°F (-25°C to +60°C) Derating occurs over +50°C		-22°F to +140°F (-30°C to +60°C) Derating occurs over +45°C		
Storage Temperature Range	-22°F to +158°F (-30°C to +70°C)				-40°F to +158°F (-40°C to +70°C)
Relative Humidity (non-condensing)	0-95%				
Operating Altitude	13,123 ft/4,000 m (derating from 6,562 ft/2,000 m)				
Data Monitoring					
Optional SolrenView Web-based Monitoring	Integrated				
Optional Revenue Grade Monitoring	External				
External Communication Interface	RS-485 Modbus RTU				
Testing & Certifications					
Safety Listings & Certifications	UL 1741/IEEE 1547, CSA C22.2#107.1, FCC part 15 B				
Testing Agency	ETL		CSA		
Warranty					
Standard	10 year				
Optional	15, 20 year; extended service agreement				
Enclosure					
dBA (Decibel) Rating	< 50 dBA @ 3 m				
AC/DC Disconnect	Standard, fully-integrated				
Dimensions (H x W x D)	41.6 in. x 21.4 in. x 8.5 in. (1057 mm x 544 mm x 216 mm)		39.4 in. x 23.6 in. x 9.1 in. (1001 mm x 600 mm x 232 mm)		
Weight	141 lbs (64 kg)	132 lbs (60 kg)	104 lbs (47.2 kg)		121 lbs (55kg)
Enclosure Rating	Type 4				Type 4X
Enclosure Finish	Polyester powder coated aluminum				

Copyright © Yaskawa - Solectria Solar. All information subject to change without notice. August 2016 DDC4-070352-5



www.solectria.com | inverters@solectria.com | 978.683.9700

Fuente: <https://solectria.com/pv-inverters/commercial-string-inverters/pvi-23tl-pvi-28tl-pvi-36tl/>, 2016

PowerGate Plus 30 kW UL

PVS-30-UL

Satcon PowerGate Plus PV inverters are the world's most widely deployed solutions, powering many of the largest commercial and utility-scale solar installations.

Advanced Performance

With their advanced system intelligence, next-generation EDGE® MPPT technology, and industrial-grade engineering, PowerGate® Plus inverters maximize system uptime and power production, even in cloudy conditions.

Utility-Ready Features

- Open communication protocol, compatible with virtually any third-party monitoring system and easily integrated into SCADA systems allowing fast communications
- Remote control of real and reactive power
- Low-voltage ride through
- Power factor control
- Simplified grid interconnection

EDGE MPPT

- Provides rapid and accurate control that boosts PV plant kilowatt yield
- Provides a wide range of operation across all photovoltaic cell technologies

Printed Circuit Board Durability

- Conformal coated to withstand extreme humidity and air-pollution levels



Profitable PV Power

The Satcon® PowerGate® Plus 30 kW PV inverters have a significant impact on the profitability dynamic of large-scale solar PV systems. With its system intelligence, next-generation EDGE® MPPT technology and industrial-grade engineering, the PowerGate Plus 30 kW inverters maximize system uptime and power production, even in the harshest environments.

Advanced, Rugged, and Reliable

Engineered from the ground up to meet the demands of large-scale installations, Satcon PV inverters feature an outdoor-rated enclosure, advanced monitoring and control capabilities and EDGE, Satcon's next-generation MPPT solution.

Proven Performance

The proven leader in solar PV inverter solutions for commercial installations, Satcon sets the standards for efficient large-scale power conversion.

Increased PV Plant Yield

At the heart of PowerGate Plus is EDGE, Satcon's next-generation power optimization solution. With rapid and accurate MPPT control, EDGE increases PV plant kWh yield by extending the production window of arrays, enabling them to operate at optimal voltage and current levels for longer periods of time—even in varied sun conditions. To maximize efficiency, EDGE improves the performance of all PV technologies, including fixed and tracking solar arrays, enabling you to get the most from your investment.



Satcon®

Utility-Ready Solar Inverters

Streamlined Design

With all components encased in a single, space-saving enclosure, PowerGate Plus PV inverters are easy to install, operate and maintain.

Rugged Construction

- Engineered for outdoor environments
- Wide thermal operating range: from -4° F to +122° F (-20° C to +50° C) without derating
- Solar shield attached to exterior of enclosure dissipate solar radiation, reduce heat buildup
- Single cooling fan
- Single cabinet with small footprint

Easy Maintenance

- Modular components make service efficient
- Convenient access to all components
- Customizable large in-floor cable gland plates make installation of DC and AC cables easy
- Integrated DC two-pole disconnect switch isolates the inverter, with the exception of the GFDI (Ground Fault Detection and Interruption) circuit, from the photovoltaic power system to allow inspection and maintenance

Proven Reliability

Rugged and reliable, PowerGate Plus PV inverters are engineered from the ground up to meet the demands of large-scale installations.

Safety

- UBC seismic Zone 4 compliant
- Built-in DC and AC disconnect switches
- Protective covers over exposed power connections

Output Transformer

- Provides galvanic isolation
- Matches the output voltage of the PV inverter to the grid

PowerGate Plus 30 kW Specifications		UL/CSA	
Input Parameters			
Input Voltage Range	305-600 VDC		
Maximum Array Input Voltage	600 VDC		
Maximum Operating Input Current ¹	104 ADC		
PV Array Configuration	Negative Ground	•	
	Positive Ground	•	
DC Input Combiner Options			
Combiner Bus Bar Inputs	•	6	
Number of Inputs and Fuses	○	4 x 50A	
	○	5 x 40A	
Transformer			
Integrated Transformer ²	Yes		
Efficiency			
Maximum ³	96%	96%	95.8%
CEC	95%		
Output Parameters			
Nominal Power	30 kW		
Nominal Output Voltage	208 VAC	240 VAC	480 VAC
Output Voltage Range, [-12%/10%]	183-229 VAC	211-264 VAC	422-528 VAC
Maximum Output Current/Phase	84 A	72 A	36 A
Standby Consumptions (tare losses including control power and aux.)	76 W	65 W	72 W
Nominal Output Frequency, 3-Phase	60 Hz		
Maximum Harmonic Distortion	<3% THD		
Power Factor, Full Load	>99%		
Dynamic Power Factor Control	+/- 0.8		
Power Curtailment	0-100%, 1% steps		
Environment			
Operating Temperature Range (Nominal Power)	-4° F to +122° F (-20° C to +50° C) (Opt. -40° C to +50° C)		
Storage Temperature Range	-22° F to +158° F (-30° C to +70° C)		
Cooling	Forced Air		
Noise Level (Distance of 3 m)	<65 dB(A)		
Relative Humidity (Non-Condensing)	up to 90%		



Satcon
Utility-Ready Solar Inverters

Anexo 5. Tarifarios

Tarifario Codensa - Bogotá

TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (\$/kWh) REGULADAS POR LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG) AGOSTO DE 2016

SECTOR RESIDENCIAL NIVEL DE TENSIÓN 1					ÁREAS COMUNES NIVEL DE TENSIÓN 1		
ESTRATO (E)	RANGO DE CONSUMO (kWh-mes)	PROPIEDAD DE CODENSA (\$/kWh)	PROPIEDAD DEL CLIENTE (*) (\$/kWh)	PROPIEDAD COMPARTIDA (*) (\$/kWh)	MODALIDAD (Todo consumo)	PROPIEDAD DE CODENSA (\$/kWh)	PROPIEDAD DEL CLIENTE (*) (\$/kWh)
E1	0-CS(+) Más de CS	192,1801 445,3807	177,9252 410,6285	185,0526 428,0046	E1	445,3807	410,6285
E2	0-CS(+) Más de CS	240,2252 445,3807	222,4065 410,6285	231,3158 428,0046	E2	445,3807	410,6285
E3	0-CS(+) Más de CS	378,5736 445,3807	349,0342 410,6285	363,8039 428,0046	E3	445,3807	410,6285
E4	Todo consumo	445,3807	410,6285	428,0046	E4	445,3807	410,6285
E5	Todo consumo	534,4568	492,7542	513,6055	E5 y E6, Industrial y Comercial	534,4568	492,7542
E6	Todo consumo	534,4568	492,7542	513,6055	Exenta de contribución	445,3807	410,6285

(+) CS: Consumo de Subsistencia

SECTOR NO RESIDENCIAL								
			NIVEL 1 PROPIEDAD DE CODENSA (\$/kWh)	NIVEL 1 PROPIEDAD DEL CLIENTE (*) (\$/kWh)	NIVEL 1 PROPIEDAD COMPARTIDA (*) (\$/kWh)	NIVEL 2 (11,4 y 13,2 kV) (\$/kWh)	NIVEL 3 (34,5 kV) (\$/kWh)	NIVEL 4 (115 kV) (\$/kWh)
OFICIAL E INDUSTRIAL SIN CONTRIBUCIÓN	SENCILLA	Monomía	445,3807	410,6285	428,0046	347,0155	320,3781	273,5253
	OPCIONES HORARIAS (**)	Punta	447,7140	412,9618	430,3379	348,9562	321,5899	274,0286
		Fuera de Punta	444,9601	410,1079	427,4840	346,6626	318,1113	272,4386
INDUSTRIAL Y COMERCIAL CON CONTRIBUCIÓN	SENCILLA	Monomía	534,4568	492,7542	513,6055	416,4186	384,4537	328,2304
	OPCIONES HORARIAS (**)	Punta	537,2568	495,5542	516,4055	418,7474	385,9079	328,8343
		Fuera de Punta	533,8321	492,1295	512,9808	415,9951	381,7336	326,9263
INDUSTRIAL SIN CONTRIBUCIÓN	DOBLE HORARIA	Nocturna	445,9802	411,2280	428,6041	347,3663	320,7293	
		Diurna	445,7015	410,9493	428,3254	347,4151	320,4307	
INDUSTRIAL CON CONTRIBUCIÓN	DOBLE HORARIA	Nocturna	535,1762	493,4736	514,3249	416,8396	384,8752	
		Diurna	534,8418	493,1392	513,9905	416,8981	384,5168	

COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO -CU- (\$/kWh), Resolución CREG -119 de 2007							
	Generación Gm,i,j	Transmisión Tm	Distribución Dtn,m	Comercialización Cvm,i,j	Pérdidas PRn,m,i,j	Restricciones Rm,j	CUvn,m,i,j Calculado
NIVEL 1 PROPIEDAD DE CODENSA	162,6414	28,9410	166,9540	36,8408	29,9067	20,0968	445,3807
NIVEL 1 PROPIEDAD COMPARTIDA	162,6414	28,9410	149,5779	36,8408	29,9067	20,0968	428,0046
NIVEL 1 PROPIEDAD DEL CLIENTE	162,6414	28,9410	132,2018	36,8408	29,9067	20,0968	410,6285
NIVEL 2	162,6414	28,9410	90,1333	36,8408	8,3622	20,0968	347,0155
NIVEL 3	162,6414	28,9410	63,0148	36,8408	8,8433	20,0968	320,3781
NIVEL 4	162,6414	28,9410	20,8713	36,8408	4,1340	20,0968	273,5253
Cfm,j (\$/factura)***				5475,1576			

Fuente: <https://www.codensa.com.co/hogar/tarifas>, 2016

Tarifario Empresas Públicas de Medellín – Medellín/Cúcuta

En cumplimiento de la Ley 142 de 1994, las resoluciones CREG 058/2000, 119/2007, 105/2009, 026/2010, 173/2011, 158-189-241/2015 y Ministerio de Minas y Energía 180574 de 2012

Empresas Públicas de Medellín E.S.P. informa:

Tarifas y Costo de Energía Eléctrica - Mercado Regulado - agosto de 2016						
Información Monomía						
Activos B.T. / Conectados a nivel II		Propiedad EPM	Compartido	Propiedad Cliente		
Tarifa Residencial		Nivel I - \$/kWh				
Estrato 1.	Rango 0 - CS	196.44	189.08	181.59		
	Rango > CS	491.09	472.69	453.98		
Estrato 2.	Rango 0 - CS	245.54	236.35	226.99		
	Rango > CS	491.09	472.69	453.98		
Estrato 3.	Rango 0 - CS	417.42	401.79	385.98		
	Rango > CS	491.09	472.69	453.98		
Estrato 4.	Todo el consumo	491.09	472.69	453.98		
Estrato 5 y 6.	Todo el consumo	589.31	567.23	544.77		
Tarifa No Residencial		Nivel I - \$/kWh				
Industrial y Comercial		589.31	567.23	544.77		
ESPD*		540.20	519.96	499.38		
Oficial y Eventos de Contribución		491.09	472.69	453.98		
Tarifa Áreas Comunes		Nivel I - \$/kWh				
Con contribución		589.31	567.23	544.77		
Sin contribución		491.09	472.69	453.98		
Costo unitario: $CUV = G_{m,i} + T_m + D_{n,m} + CV_{m,i} + PR_{n,m} + R_{m,i}$		491.09	472.69	453.98		
CU CREG 158-2015		454.63	437.16	419.69		
Costo compra: Gm,i		160.10	160.10	160.10		
Cargo transporte STN: Tm		28.94	28.94	28.94		
Cargo transporte SDL: Dn,m		178.86	159.40	141.93		
Margen comercialización: Cvm,i		39.05	39.05	39.05		
Costo G, T, pérdidas: PRn,m		30.66	30.66	30.66		
Restricciones: Rm		19.02	19.02	19.02		
B.T.: Baja Tensión (Nivel 1, < 1 kV)		Cfmj (\$/factura) 5,677.47				
Información Horaria						
Tarifa Horaria No Residencial		Nivel I - \$/kWh				
Industrial y Comercial	Punta	582.96	562.57	538.96		
	Fuera de Punta	590.47	569.49	549.41		
Oficial y Eventos	Punta	485.80	468.81	449.13		
	Fuera de Punta	492.06	474.58	457.84		
Costo unitario: $CUV = G_{m,i} + T_m + D_{n,m} + CV_{m,i} + PR_{n,m} + R_{m,i}$		485.80	468.81	449.13		
CU CREG 158-2015		458.35	440.88	423.41		
Total CUnmt Punta		458.35	440.88	423.41		
Costo compra: Gm,i		161.86	161.86	161.86		
Cargo transporte STN: Tm		32.10	32.10	32.10		
Cargo transporte SDL: Dn,m		178.86	159.40	141.93		
Margen comercialización: Cvm,i		39.05	39.05	39.05		
Costo G, T, pérdidas: PRn,m		31.20	31.20	31.20		
Restricciones: Rm		17.28	17.28	17.28		
CU CREG 158-2015		492.06	474.58	457.84		
Total CUnmt Fuera de Punta		453.36	435.89	418.42		
Costo compra: Gm,i		159.35	159.35	159.35		
Cargo transporte STN: Tm		27.90	27.90	27.90		
Cargo transporte SDL: Dn,m		178.86	159.40	141.93		
Margen comercialización: Cvm,i		39.05	39.05	39.05		
Costo G, T, pérdidas: PRn,m		30.47	30.47	30.47		
Restricciones: Rm		19.72	19.72	19.72		
				Nivel II	Nivel III	Nivel IV
				Punta	Fuera de Punta	Punta
						Fuera de Punta
Tarifa						
Industrial y Comercial		469.43	476.17	394.79	398.37	330.45
Oficial y Eventos		391.19	396.81	328.99	331.98	275.37
Costo						
CU CREG 158-2015		391.19	396.81	328.99	331.98	275.37
Total CU		366.39	362.15	305.89	301.68	271.23
Costo compra: Gm,i		161.86	159.35	161.86	159.35	161.86
Cargo transporte STN: Tm		32.10	27.90	32.10	27.90	32.10
Cargo transporte SDL: Dn,m		108.64	108.64	49.22	49.22	20.87
Margen comercialización: Cvm,i		39.05	39.05	39.05	39.05	39.05
Costo G, T, pérdidas: PRn,m		7.47	7.49	6.39	6.44	4.22
Restricciones: Rm		17.28	19.72	17.28	19.72	17.28
CU CREG 158-2015		395.07				
CU Monomio		363.22		302.74		272.28
Tarifa Monomía Horaria - Franjas Aplicadas: Horas de punta: 9 a.m. - 12 m, 6 p.m. - 9 p.m. Horas fuera de punta: 12 p.m. - 9 a.m., 12 m - 6 p.m y 9 p.m. - 12 p.m.						
Consumo Subsidiado						
Alturas superiores o iguales a 1.000 mts sobre el nivel del mar				Rango subsidiado (0-130 kWh)		
Alturas inferiores 1.000 mts sobre el nivel del mar				Rango subsidiado (0-173 kWh)		
ESPD*: E.S.P. Donatarios de acueducto y alcantarillado, consumo de energía en actividades operativas inherentes a la propia prestación del servicio.						

Fuente:

http://www.epm.com.co/site/clientes_usuarios/Clientesyusuarios/Hogaresypersonas/Energ%C3%ADa/Tarifa.s.aspx, 2016

TARIFAS DE ENERGÍA

Somos tu empresa.



TARIFAS DE ENERGÍA DE EMCALI EICE E.S.P. PARA EL MERCADO REGULADO APLICABLES A CONSUMOS DEL MES :										septiembre-16
SECTORES RESIDENCIAL Y NO RESIDENCIAL-Sin Contribución (CU en \$/ kWh) - RESOLUCIONES CREG 119-2007, 097-2008, 116 y 167-2009, 186-2010, 186-2013, 186-2014, 180-2014, 191-2014, 079-201 y LEY 1739-2014. PAOMR=4,12% aplica desde Mayo-16 a Abril 2017. Costo Base de Comercialización C/= 6.327 \$/factura, Cv= 39,82 \$/kwh Agosto 2016										
CALI, YUMBO Y PUERTO TEJADA										
TARIFAS PARA SECTOR RESIDENCIAL (\$/kWh) - NIVEL DE TENSIÓN 1 (Estratos 5 y 6 con Contribución) ; CUv = Gm+Tm+Dnm+Cvm+PRnm+Rm										Com. e Ind.
Estratos	1		2		3		5 y 6		Nivel 1	
(kWh/Mes)	1-CS	> CS	1-CS	> CS	1-CS	> CS	Todo consumo			
Sencilla I (A)	211,22	477,75	264,02	477,75	406,09	477,75	477,75	573,30	573,30	
Sencilla I (C)	199,94	450,59	249,92	450,59	383,01	450,59	450,59	540,71	540,71	
MONOMIAS HORARIAS										
		Nivel 1 (A)	Nivel 1 (C)	Nivel 2	Nivel 3	CONSUMOS DE SUBSISTENCIA PARA APLICACIÓN DE SUBSIDIOS:				
SENCILLA	Todas Horas: 0-24	477,75	450,59	388,04	343,70	Municipio	CALI	YUMBO	PTO. TEJADA	
DOBLE HORARIA	Pico: 09-12, 18-21	478,37	451,21	388,32	343,96	A.S.N.M.	991	1000	968	
	Fuera de Pico	473,26	446,10	383,70	339,36	C.S. E.1-2-3	173	130	173	
HORARIA Y TRIPLE HORARIA	Máx: 09-12, 18-21	478,37	451,21	388,32	343,96	C.S. Z.Subnor.	184	138	184	
	Med: 4-9,12-18,21-23	474,72	447,56	385,02	340,67	(A) Medición a Nivel 1, Transformador y Red baja tensión propiedad OR				
	Mín: 23-04	469,47	442,30	380,27	335,93	(C) Medición a Nivel 1 Transformador y Red baja tensión propiedad Cliente				
COMPONENTES DEL COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO (CUv) EN \$/kWh										septiembre-16
Nivel Tensión	Gm	Tm	PRnm	DtUN	Rm	Cvm	CUv (Aplicado)	1-CS	> CS	
1 (A)	193,99	28,29	35,57	161,14	19,00	39,76	477,75	171,55	388,04	
1 (C)	193,99	28,29	35,57	133,98	19,00	39,76	450,59	CS:138 kWh Yumbo (Subnormales)		
2	193,99	28,29	10,63	96,37	19,00	39,76	388,04	1-CS	> CS	
3	193,99	28,29	9,93	52,73	19,00	39,76	343,70	171,55	388,04	
Resolución UPME-0355 de Julio 08 de 2004. CS = 173 kWh-mes para Municipios a una altura inferior a 1000 metros sobre el nivel del mar.										
Año 2008: CS: Consumo de Subsistencia: CS = 130 kWh-mes para Municipios a una altura igual o superior a 1000 metros sobre el nivel del mar.										
Resolución UPME-0013 de Enero de 2005, para ZONAS SUBNORMALES. CS = 184 kWh-mes para Municipios a una altura inferior a 1000 metros sobre el nivel del mar.										
Año 2008: CS: Consumo de Subsistencia: CS = 138 kWh-mes para Municipios a una altura igual o superior a 1000 metros sobre el nivel del mar.										
EI DEPARTAMENTO DE VENTAS LE OFRECE ASESORÍA TÉCNICA Y COMERCIAL EN FORMA PERSONALIZADA. AV.2 NORTE 7N-45 CALI, Mezzanine piso 2, Teléfonos 899 72 00 de Cali.										

Fuente: http://www.emcali.com.co/web/energy_service/tarifas-energia, 2016

Tarifario Energética de Occidente - Popayán

TARIFAS (\$/kWh) SIN CONTRIBUCIÓN VIGENTES PARA EL MERCADO REGULADO DEL DEPARTAMENTO DEL CAUCA MES AGOSTO AÑO: 2016 TARIFAS VIGENTES A PARTIR DE AGOSTO 15 DE 2016									
COSTO UNITARIO DE PRESTACION DE SERVICIO	NIVEL	Gm	Tm	Dn	Cv m,j	Rm	PR	CUv	Opción Tarifaria
	NIVEL 1	149.9963	28.9410	165.5379	115.0590	20.4106	29.0839	509.0287	518.1057
	NIVEL 2	149.9963	28.9410	94.6579	115.0590	20.4106	8.2177	417.2825	
	NIVEL 3	149.9963	28.9410	52.8590	115.0590	20.4106	6.7610	374.0269	
	NIVEL 4	149.9963	28.9410	20.8713	115.0590	20.4106	3.9145	339.1926	
Cf _{m,j} \$/factura		8,200.41							
TARIFA SECTOR RESIDENCIAL NIVEL I									
ESTRATOS	Activos OR, Conexión N2		Activos OR, Conexión N3		Activos Cliente, Conexión N2		Activos Cliente, Conexión N3		
	0-173 0-130	> 173 > 130	0-173 0-130	> 173 > 130	0-173 0-130	> 173 > 130	0-173 0-130	> 173 > 130	
(1) BAJO-BAJO	207.2423	518.1057	207.2423	518.1057	184.3907	460.9767	184.3907	460.9767	
(2) BAJO	259.0529	518.1057	259.0529	518.1057	230.4883	460.9767	230.4883	460.9767	
(3) MEDIO-BAJO	440.3899	518.1057	440.3899	518.1057	391.8302	460.9767	391.8302	460.9767	
(4) MEDIO	518.1057	518.1057	518.1057	518.1057	460.9767	460.9767	460.9767	460.9767	
(5) MEDIO-ALTO	518.1057	518.1057	518.1057	518.1057	460.9767	460.9767	460.9767	460.9767	
(6) ALTO	518.1057	518.1057	518.1057	518.1057	460.9767	460.9767	460.9767	460.9767	
Áreas Comunes	518.1057	518.1057	518.1057	518.1057	460.9767	460.9767	460.9767	460.9767	
COSTO UNITARIO SECTOR NO RESIDENCIAL CARGO MONOMIO									
CONCEPTO	Gm	Tm	Dn	Cv m,j	Rm	PR	CUv	Opción Tarifaria	
Activos OR, Conexión N2	149.9963	28.9410	165.5379	115.0590	20.4106	29.0839	509.0287	518.1057	
Activos OR, Conexión N3	149.9963	28.9410	165.5379	115.0590	20.4106	29.0839	509.0287	518.1057	
Activos Cliente, Conexión N2	149.9963	28.9410	117.4860	115.0590	20.4106	29.0839	460.9767		
Activos Cliente, Conexión N3	149.9963	28.9410	117.4860	115.0590	20.4106	29.0839	460.9767		
TARIFAS VIGENTES PARA EL MERCADO REGULADO MES AGOSTO AÑO: 2016 CON CONTRIBUCIÓN									
TARIFA SECTOR RESIDENCIAL NIVEL I									
ESTRATOS	Activos OR, Conexión N2		Activos OR, Conexión N3		Activos Cliente, Conexión N2		Activos Cliente, Conexión N3		
	0-173 0-130	> 173 > 130	0-173 0-130	> 173 > 130	0-173 0-130	> 173 > 130	0-173 0-130	> 173 > 130	
(5) MEDIO-ALTO	621.7268	621.7268	621.7268	621.7268	553.1720	553.1720	553.1720	553.1720	
(6) ALTO	621.7268	621.7268	621.7268	621.7268	553.1720	553.1720	553.1720	553.1720	
FORMULA DEL COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO									
CUv = Gm+Tm+Dn+Cv_{m,j}+Pr+Rm									
RESOLUCIÓN 0355 - 8-VII-2004 - UPME				NORMATIVIDAD APLICABLE					
Consumo Subsistencia Alturas < a 1000 mts snm			173	Resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG números 031 y 079 de 1997, 116 de 2000, 108 de 2003, 119 de 2007, 097, 133, 168 de 2008, 118 de 2009, 023 de 2010, 173 de 2011, 061 de 2014, 055, 180 y 191 de 2014, 119 de 2015, Resoluciones UPME 0355 de 2004 y 0013 de 2005, Ley 1117 de 2006 y Ley 1428 de 2010. Vigilada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.					
Consumo Subsistencia Alturas >= a 1000 mts snm			130						

Fuente: http://www.energeticadeoccidente.com/seccion_2.html, 2016

Tarifario Electrificadora de Santander – Bucaramanga

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. ESP.									
INFORMA A SUS USUARIOS DEL SISTEMA DE ENERGIA ELECTRICA DE DEPARTAMENTO DE SANTANDER Y SUR DEL CESAR									
De acuerdo con las resoluciones 119/07, 097/08, 121/09 y 172/09 expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG,									
que permiten establecer los costos de la prestación del servicio a usuarios regulados, las tarifas para el mes de									
Enero 2016									
TARIFAS RESIDENCIALES									
ESTRATO		1		2		3		4	
PROPIEDAD	NIVEL	% SUBSIDIO	TARIFA	% SUBSIDIO	TARIFA	% SUBSIDIO	TARIFA	TARIFA	TARIFA
ACTIVOS	MEDIDA		\$/kWh		\$/kWh		\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
ESSA	I	-59,23%	186,1572	-49,04%	232,6966	-15,00%	388,1036		456,5925
CLIENTE	I	-59,35%	168,2063	-49,19%	210,2578	-15,00%	351,7379		413,8093
Nota: El subsidio es aplicado hasta el consumo de subsistencia.									
TARIFAS RESIDENCIALES					TARIFAS NO RESIDENCIALES				
ESTRATO		5 y 6		COMERCIAL / INDUSTRIAL		ACUEDUCTOS. ESP		OFICIAL	
PROPIEDAD	NIVEL	% CONTRIB.	TARIFA	CONTRIB.	TARIFA	CONTRIB.	TARIFA	TARIFA	TARIFA
ACTIVOS	MEDIDA		\$/kWh	20%	\$/kWh	10%	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
ESSA	I	20,00%	547,9110	91,3185	547,9110	45,6593	502,2518		456,5925
CLIENTE	I	20,00%	496,5712	82,7619	496,5712	41,3809	455,1902		413,8093
	II			74,7221	448,3324	37,3610	410,9714		373,6104
	III			62,3154	373,8924	31,1577	342,7347		311,5770
	IV			61,8315	370,9893	30,9158	340,0735		309,1577
COMPONENTES DEL COSTO UNITARIO VARIABLE Y FIJO DE PRESTACION DEL SERVICIO (CU) según Res. CREG 119/2007									
NIVEL MEDIDA	G	T	D	Cv	PR	R	CUv Calculado	CUv Aplicado	CUf Aplicado
	Compra Energía	Costo STN	Costo Distribución	Costo de Comercialización	Costo de Compra, transporte y reducción de pérdidas	Costo de Restricciones	Costo Unitario Variable de Prestación del Servicio	Resolución 168 de 2008 y 158 de 2015 Opción tarifaria	Costo Unitario Fijo de Prestación del Servicio
	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
I ESSA	204,4152	29,3802	159,2448	40,5079	37,4047	12,2154	483,1683	456,5925	
I CLIENTE	204,4152	29,3802	117,3322	40,5079	37,4047	12,2154	441,2556	413,8093	
II	204,4152	29,3802	98,8700	40,5079	16,6339	12,2154	402,0227	373,6104	
III	204,4152	29,3802	44,4353	40,5079	13,1945	12,2154	344,1486	311,5770	
IV	204,4152	29,3802	17,9842	40,5079	4,6547	12,2154	309,1577	309,1577	
I 50% ESSA (Pilas)	204,4152	29,3802	138,2885	40,5079	37,4047	12,2154	462,2120	435,2009	
Según lo establecido en la Ley 820 de 2003 y su decreto reglamentario 3130 de 2003, ESSA comunica los valores correspondientes a las garantías exigidas para la denuncia del contrato de arrendamiento.								CONSUMO DE SUBSISTENCIA	
Resolución UPME 0355 de 8 de Julio de 2004.								Alturas inferior a 1000 Mts	Alturas superior o = a 1000 Mts
COSTO DE GARANTIAS PARA EL MES								173 kWh	130 kWh
SECTOR		Valor Garantía (\$)							
ESTRATO 1		140.084							
ESTRATO 2		154.304							
ESTRATO 3		232.178							
ESTRATO 4		319.897							
ESTRATO 5		442.270							
ESTRATO 6		509.545							



Vigilado Superservicios



Grupo epm

Fuente: <https://www.essa.com.co/site/clientes/es-es/tarifas/consultartarifas.aspx>, 2016

Tarifario Compañía Energética de Tolima – Ibagué



ENERTOLIMA

LA COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.
 Dando cumplimiento a lo consagrado en la Ley 142, la Resolución CREG 058-2000, 119-2007, 097-2008, 112-2009, 186-2010, 173-2011,
 180-2014, 191-2014, 178-2015, 187-2015, 195-2015 y 241-2015.
 da a conocer las tarifas para los clientes regulados en el departamento del Tolima.

agosto-2016

Nivel de tensión	COMPONENTES DEL COSTO UNITARIO DE PRESTACION DEL SERVICIO (\$ / kWh)							Total costo unitario de prestación del servicio
	CUVn,m,i,j						CUfm,j	
	Gm,i,j	Tm	Dn,m	Rm,i	PRn,m,ij	Cvm,i,j		
Costo de compra energía	Costo de transmisión	Costo de distribución	Costo de restricciones	Costo de pérdidas	Margen de comercialización	Costo fijo		
I	168,7601	28,9410	185,7762	22,0156	32,1798	62,6850	0,0000	500,3577
II	168,7601	28,9410	138,7785	22,0156	15,1514	62,6850	0,0000	436,3316
III	168,7601	28,9410	46,5131	22,0156	10,0733	62,6850	0,0000	338,9881
IV	168,7601	28,9410	20,8712	22,0156	4,3607	62,6850	0,0000	307,6336

TARIFAS PARA EL SECTOR RESIDENCIAL

Estrato	RANGO DE CONSUMO	
	< CS	> CS (1)
Estrato 1	214,9199	500,3577
Estrato 2	268,6500	500,3577
Estrato 3	500,3577	500,3577
Estrato 4	500,3577	500,3577
Estrato 5	600,4292	600,4292
Estrato 6	600,4292	600,4292

TARIFAS PARA EL SECTOR NO RESIDENCIAL

Clase de servicio	NIVEL DE TENSION		
	1 (2)	2	3
Industrial (3)	500,3577	436,3316	338,9881
Comercial	600,4292	523,5979	406,7857
Oficial Act. Com.	600,4292	523,5979	406,7857
Oficial	500,3577	436,3316	338,9881
Especial	500,3577	436,3316	338,9881

Validado
Superservicios

TARIFAS PARA CLIENTES CON MEDIDA EN NIVEL DE TENSION 1
(SIN SUBSIDIO NI CONTRIBUCIÓN)

Nivel de tensión	Propiedad de activos	Tarifa
Nivel 1	Act. Conex. Prop OR	500,3577
	Act. Conex. Prop Cliente	465,2593
	Act. Conex. Prop. Cliente sin AOM	460,4596
	Act. Conex. Prop. Mixta	482,8085

OPCIÓN TARIFARIA POR FRANJAS HORARIAS
SIN CONTRIBUCIÓN

Nivel de tensión	Horas de aplicación		
	1 a 4 y 24	5 a 9 ; 13-18 y 22-23	10-12 y 19-21
Nivel 1 (2)	495,9378	501,0441	502,2520
Nivel 2	432,3367	437,0343	437,9545
Nivel 3	335,1202	339,6956	340,5300

(1) Consumo de subsistencia.

(2) Considera que los activos de conexión al SDL son propiedad del OR.


(3) Tarifa industrial sin contribución.

Conforme a las resoluciones CREG 180-2014 y 187-2015 el valor del Cfm,j (\$/factura) aplicado es de

7.098,90

Fuente: <http://www.enertolima.com/index.php/todo-sobre-su-factura#tarifas>, 2016

Tarifario Electrificadora del Meta – Villavicencio

 ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P. <i>Trabajamos con energía</i>							
Tarifas de energía, subsidios y contribuciones del mercado regulado del departamento del Meta y estructura del Costo Unitario del Servicio. Agosto de 2016							
Vigilada por la Superintendencia de Servicios Públicos Número Único de Registro 2-50001000-1 IPC aplicado : 0,520%	Los presentes valores son calculados según las formulas generales establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG en las resoluciones 031 de 1997, 079 de 1997, 082 de 2002, 108 de 2003, 036 de 2006, 001 de 2007, 119 de 2007, 058, 097 y 168 de 2008, 102 de 2009, 025 de 2010, 186 de 2010, 172 de 2011, 173 de 2011, 057 de 2014 y leyes 812 de 2003 y 1428 de 2010.						
Servicio Residencial (\$/kWh) Redes EMSA Propietaria de la Red y la Transformación							
	Estrato 1 Estrato 2 Estrato 3 Estrato 4 Estrato 5 Estrato 6						
Valor energía	494,23 494,23 494,23 494,23 494,23 494,23						
Subsidio a los primeros 173 kwh	56,35% 45,43% 15,00% 0,0% 0,0% 0,0%						
Contribución a fondos de solidaridad	0,00 0,00 0,00 0,00 20,00% 20,00%						
Valor kWh	215,74 269,68 420,10 494,23 593,08 593,08						
Servicio Residencial (\$/kWh) Redes Usuario y EMSA Propietarios de la Red y la Transformación							
	Estrato 1 Estrato 2 Estrato 3 Estrato 4 Estrato 5 Estrato 6						
Valor energía	479,18 479,18 479,18 479,18 479,18 479,18						
Subsidio a los primeros 173 kwh	56,27% 45,34% 15,00% 0,0% 0,0% 0,0%						
Contribución a fondos de solidaridad	0,00 0,00 0,00 0,00 20,00% 20,00%						
Valor kWh	209,53 261,91 407,31 479,18 575,02 575,02						
Servicio Residencial (\$/kWh) Redes Usuario Propietario de la Red y la Transformación							
	Estrato 1 Estrato 2 Estrato 3 Estrato 4 Estrato 5 Estrato 6						
Valor energía	464,13 464,13 464,13 464,13 464,13 464,13						
Subsidio a los primeros 173 kwh	56,19% 45,24% 15,00% 0,0% 0,0% 0,0%						
Contribución a fondos de solidaridad	0,00 0,00 0,00 0,00 20,00% 20,00%						
Valor kWh	203,32 254,15 394,51 464,13 556,96 556,96						
Servicio No Residencial Todo Horario (\$/kWh) según nivel de tensión							
Sector	Concepto a facturar	Nivel 1 (a)	Nivel 1 (b)	Nivel 1 (c)	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4
Industrial, Comercial, Provisional	Energía	494,23	479,18	464,13	401,12	345,35	292,24
	Contribución	98,85	95,84	92,83	80,22	69,07	58,45
Oficial, Especial	Energía	494,23	479,18	464,13	401,12	345,35	292,24
	Contribución	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Bombeo Acueducto	Energía	494,23	479,18	464,13	401,12	345,35	292,24
	Contribución	49,42	47,92	46,41	40,11	34,53	29,22
(a) EMSA propietaria (b) Cliente propietario 50% (c) Cliente propietario 100%							
Costo Unitario de Prestación del Servicio EMSA (\$/kWh) según nivel de tensión (Res Creg 119-07)							
Concepto	Nivel 1 (a)	Nivel 1 (b)	Nivel 1 (c)	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	sub-normal
Compra de Energía al Generador	162,86	162,86	162,86	162,86	162,86	162,86	162,86
Transporte en el Sistema de Transmisión	28,94	28,94	28,94	28,94	28,94	28,94	28,94
Transporte en el Sistema de Distribución	192,85	177,80	162,75	122,63	69,75	20,87	122,63
Perdidas Reconocidas	34,20	34,20	34,20	11,31	8,42	4,19	34,20
Otros Costos del Mdo Mayorista de Costo de Comercialización	20,57	20,57	20,57	20,57	20,57	20,57	20,57
	54,80	54,80	54,80	54,80	54,80	54,80	54,80
Total Costo Unitario (Res Creg 119-07)	494,23	479,18	464,13	401,12	345,35	292,24	424,01
(a) EMSA propietaria (b) Cliente propietario 50% (c) Cliente propietario 100%							
SUBNORMAL							
	Estrato 1 Estrato 2						
Valor energía	424,01 424,01						
Subsidio a los primeros 173 kwh	56,19% 45,24%						
Contribución a fondos de solidaridad	0,00 0,00						
Valor kWh	185,74 232,18						
C/m [\$factura] Costo base de comercialización para EMSA ESP correspondiente a agosto de 2016	7,507						
C/m [\$kWh] Margen de comercialización para EMSA ESP correspondiente a agosto de 2016	54,80						

Fuente: http://www.electrificadoradelmeta.com.co/index.php?option=com_k2&view=item&id=282:tarifas-2016&Itemid=213, 2016

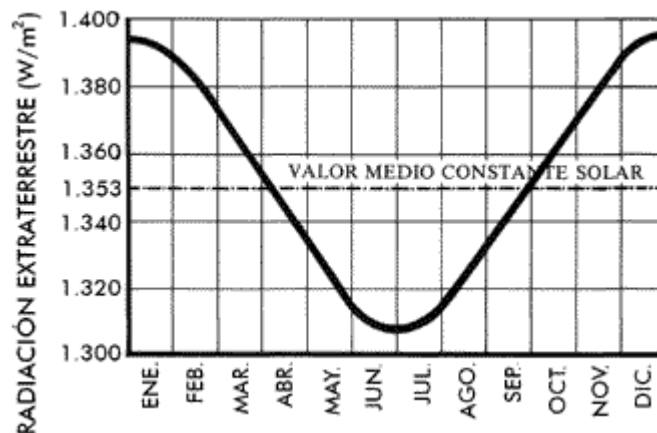
7 Apéndice Técnico

A. Radiación y constante solar

No toda la energía que emite el sol alcanza la tierra; “al atravesar la atmósfera, cerca de 53% de esta radiación es reflejada y absorbida por el nitrógeno, oxígeno, ozono, dióxido de carbono, vapor de agua, polvo y las nubes” (Nawandani, 2005). Así pues, la energía de origen solar que se alcanza por unidad de superficie y tiempo orientada perpendicularmente a los rayos solares se conoce como constante solar.

“La constante solar, es decir, la radiación extraterrestre sobre la superficie de la Tierra es 1.367 W/m^2 ó $4.921 \text{ MJ/m}^2/\text{h}$ ó $118,1 \text{ MJ/m}^2/\text{día}$.” (Valero, 1998). Sin embargo hay que contar con variaciones estacionales de un 3,5% por la distinta posición del Sol con respecto a nuestro planeta. En este sentido, a lo largo del año se presenta una variación de la constante solar:

Gráfica 24 Variación de la constante solar en el período de un año



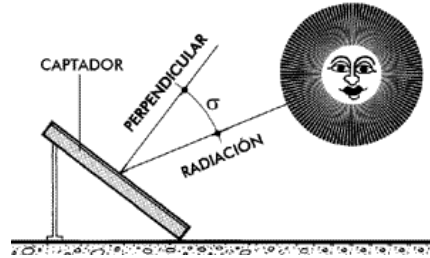
Fuente: (EUROINNOVA Business School, 2016)

La radiación solar que recibe la Tierra del Sol varía en parte por los movimientos que realiza el planeta. En este sentido, se deberá de tener en cuenta los movimientos de rotación y traslación de la Tierra

B. Ángulo de incidencia de la radiación directa y de la inclinación del captador (Nawandani, 2005) explica que el primer parámetro a determinar en un captador solar es la inclinación requerida para obtener la captación de un máximo de radiación solar directa. El

ángulo de incidencia (σ) es aquel formado por la radiación del sol y la perpendicular al captador (Ver gráfica 5)

Gráfica 25 Angulo de incidencia



Fuente: (EUROINNOVA Business School, 2016)

La fórmula del ángulo de incidencia se simplifica en la expresión:

$$\sigma = \phi - S - \delta \quad (1)$$

donde:

σ = ángulo de incidencia.

Φ = ángulo de latitud.

S = ángulo de inclinación del captador.

δ = ángulo de declinación solar.

El mayor provecho energético se obtiene cuando el ángulo de incidencia es nulo, es decir, cuando los rayos solares totalmente perpendiculares a la superficie

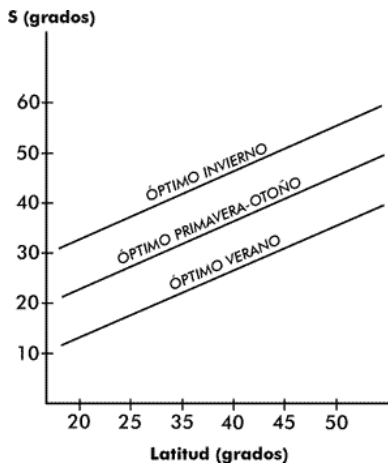
En caso que el sistema fotovoltaico sólo se utilice unos meses en particular o se quiera favorecer una determinada época del año, se puede coger la declinación media en este período de tiempo con el fin de fijar la inclinación. En este sentido, en (EUROINNOVA Business School, 2016) se han definido las siguientes reglas generales:

- Utilización a lo largo de todo el año: ángulo de inclinación igual a la latitud geográfica.
- Empleo preferentemente durante el invierno: ángulo de inclinación igual a la latitud geográfica + 10°.
- Uso preferente durante el periodo de verano: ángulo de inclinación igual a la latitud geográfica - 10°.

En la gráfica N°6 se muestra la inclinación óptima de los colectores en función de la época del año y de la latitud. Como se puede ver, en verano la óptima inclinación es menor que en

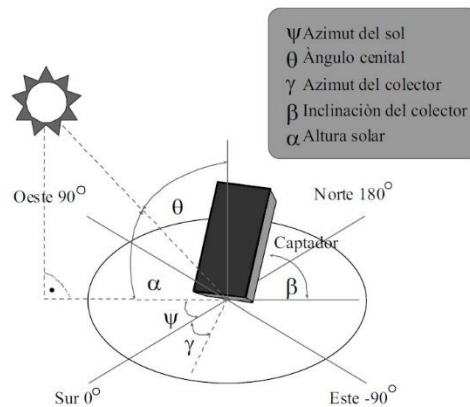
invierno, ya que los rayos solares en verano son más perpendiculares que en invierno. En la gráfica N°7 se resumen algunos de los parámetros a tener en cuenta en todas las instalaciones solares.

Gráfica 26 Inclinación óptima de acuerdo a la estación.



Fuente: (EUROINNOVA Business School, 2016)

Gráfica 27 Parámetros en sistemas fotovoltaicos



Fuente: (EUROINNOVA Business School, 2016)

C. Cálculo de las pérdidas por sombras

La **determinación de las sombras** proyectadas sobre los captadores por parte de obstáculos próximos, se concreta en la práctica observando el entorno desde el punto medio de la arista inferior del captador, tomando como referencia la línea norte-sur.

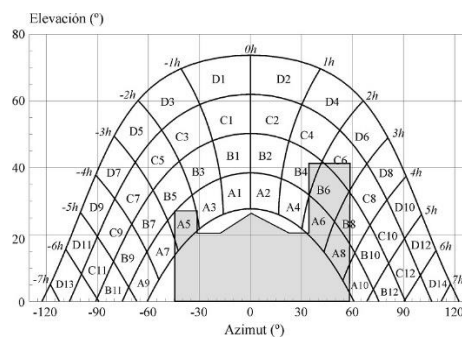
Un sistema más preciso, que además es un método recomendado por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (Instituto de Diversificación y Ahorro de Energía, s.f.) y de energía solar fotovoltaica para evaluar las sombras producidas a lo largo del año por obstáculos o barreras permanentes consiste en la utilización de **diagramas solares**.

(Vallina, 2010) explica que el fundamento del método se basa en la comparación de un perfil de obstáculos, obtenido en base a la forma y a la posición de un obstáculo respecto al punto de la instalación sobre el que se van a calcular las sombras, con el diagrama de trayectorias aparentes solares. Representando los contornos de los obstáculos en el diagrama solar se obtienen las regiones que recibirá sombra.

El diagrama de trayectorias solares está dividido en regiones, delimitadas por horas solares, que tomarán valores negativos antes del mediodía solar (12:00) y positivos después de éste. Cada una de estas regiones se ha descrito con una letra, que permitirá su sencilla localización en las tablas que aparecen a continuación, identificadas por una letra y un número (Ejemplo: A1, A2, ..., C10). Ver gráfica N°8.

En la siguiente figura se representa un determinado perfil de obstáculos sobre el diagrama de trayectoria del Sol.

Gráfica 28 Diagrama sombras solar



Fuente: (Rodríguez, 2016)

Por tanto, si un obstáculo cubre alguna de estas regiones, supondrá la existencia de una pérdida de radiación, en función del porcentaje de región que intercepte el perfil de obstáculos.

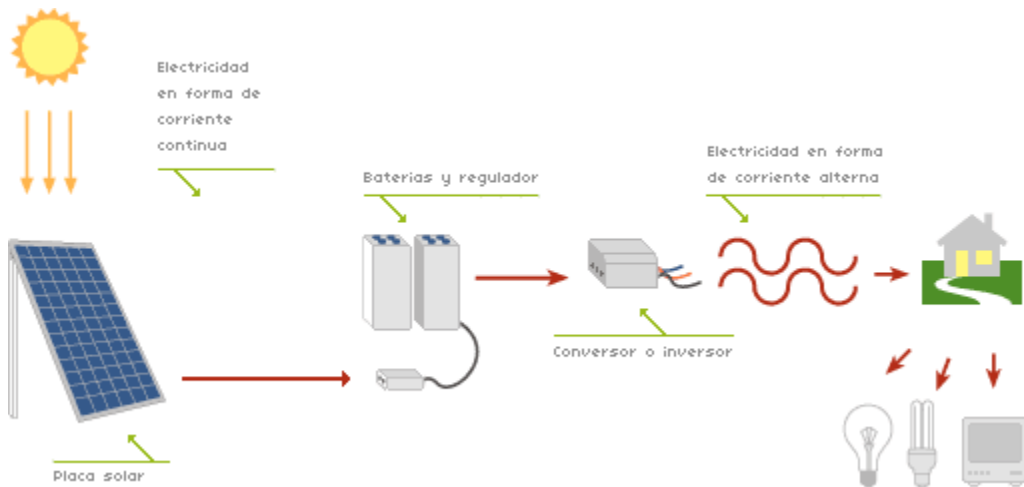
D. Módulo Fotovoltaico

(Oviedo & Arenas, 2009) definen en su estudio un sistema fotovoltaico como aquel:

...que alimenta un circuito externo a partir de la radiación solar que incide sobre un dispositivo conocido como celda fotovoltaica gracias a un fenómeno llamado efecto fotovoltaico, que es una aplicación del efecto fotoeléctrico particularizado a celdas fotovoltaicas para que se genera energía fotoeléctrica a partir de la incidencia de fotones sobre éstas...(p.8)

El sistema fotovoltaico se compone de otros elementos tales como regulador de carga, batería, inversor, entre otros. En la siguiente figura se muestra un diagrama de un sistema fotovoltaico aislado. Más adelante se explicarán los diversos sistemas de acuerdo a su conexión.

Gráfica 29 Sistema fotovoltaico aislado

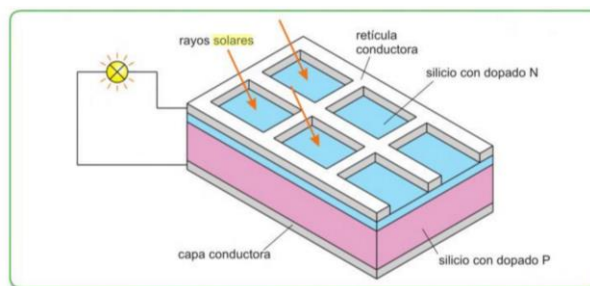


Fuente: (Chavarría, 2010)

i. Célula fotovoltaica

(Abella, 2005) define la célula fotovoltaica como “el componente fotovoltaico elemental, formado por dos capas de semiconductores con dopados distintos. Al incidir la luz sobre ella, se genera en sus terminales una tensión continua” (p.9)

Gráfica 30 Diseño de una célula solar de Silicio



Fuente: Labarta, 2012.

La célula fotovoltaica más común consiste en una delgada lámina de un material semiconductor compuesto principalmente por silicio de cierto grado de pureza, que al ser expuesto a la luz solar absorbe fotones de luz con suficiente energía como para originar el "salto de electrones", desplazándolos de su posición original hacia la superficie iluminada. Al desprenderse estos electrones con su carga negativa originan la aparición de huecos o lagunas con cargas positivas.

Como los electrones tienden a concentrarse del lado de la placa donde incide la luz solar, se genera un campo eléctrico con dos zonas bien diferenciadas: la negativa, de la cara iluminada donde están los electrones y la positiva en la cara opuesta donde están los huecos o lagunas. Si ambas zonas se conectan eléctricamente mediante conductores adheridos a cada una de las caras de la placa el desequilibrio eléctrico origina una fuerza electromotriz o diferencia de potencial, creando una corriente eléctrica para igualar las cargas. Dicha corriente, obviamente continua, se genera en un proceso constante mientras actúe la luz solar sobre la cara sensible de la lámina.

ii. Tipos de células fotovoltaicas

Según la estructura de silicio, (Labarta, 2012) define 3 tipos de células fotovoltaicas:

- Células de silicio monocristalino: Se obtienen a partir de barras o bloques de silicio, cerrándolas en finas capas (obleas). Según la cantidad de material que se bisela, resultan obleas redondas, cuadradas o rectangulares. Si estructura es muy uniforme, pero el proceso de obtención es lento y caro.
- Células de silicio policristalino: Su superficie es irregular y se fabrican en forma rectangular. Su coste de fabricación es menor que el del tipo monocristalino, pero su rendimiento también es menor.

Células de capa delgada o amorfas: Se obtienen depositando una capa de silicio amorfo sobre una base de material convencional (cristal o similar). Este tipo es económico debido a que no hay que someterlo a un proceso de cristalización, pero tiene un bajo rendimiento energético y una rápida degradación de luz solar.

iii. Eficiencia de células fotovoltaicas

El rendimiento de las células fotovoltaicas depende de la radiación solar y la temperatura la cual por cada Grado Celsius de aumento ocasiona en la potencia de salida de los módulos

una reducción del 0,5%, con esto se hace necesario refrigerar el sistema de paneles solares para obtener una mejor eficiencia.

Así pues, la eficiencia de una celda fotovoltaica se rige por la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{P_{mp}}{S \cdot E} \quad (2)$$

P_{mp} = Potencia máxima (W)

S = Superficie de la celda (m^2)

E = Irradiancia (E/m^2)

La tabla a continuación representa la eficiencia de las células fotovoltaicas de acuerdo a la tecnología empleada:

Tabla 13 Tecnología para células fotovoltaicas

Tecnología	Película delgada		Oblea cristalina	
	Silicio amorfo	Diseleniuro de Indio y Cobre (CIS)	Multicristalina	Monocristalina
Eficiencia del módulo	6-7%	10-11%	12-14%	13-15%
Área requerida por kWp	15 m^2	10 m^2	8 m^2	7 m^2

Fuente: (Hulshorst, 2009)

iv. Panel fotovoltaico

El panel fotovoltaico está formado por la agrupación de células solares en serie y paralelo hasta obtener los valores de voltaje y corriente deseados. El conjunto se encapsula de forma que las células solares queden protegidas de la corrosión y la superficie posterior está totalmente sellada para proteger de la humedad y de daños mecánicos (Chavarría, 2010)

Un módulo fotovoltaico contiene entre 48 y 72 células conectadas en serie; los módulos típicos son 0,8x1,2 m^2 y 0,8x1,6 m^2 , que corresponde aproximadamente desde 80 a 300 Wp.

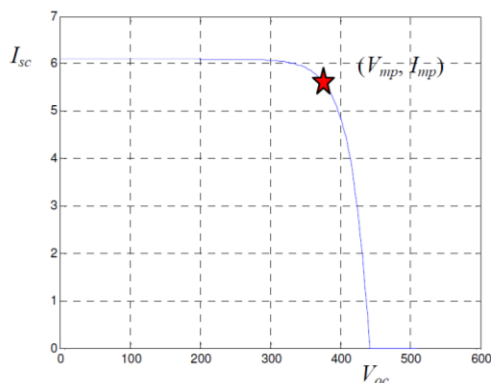
v. Curva característica de panel fotovoltaico

La curva característica de un panel fotovoltaico, también llamada curva de intensidad-voltaje (abreviadamente curva I-V), representa los valores de tensión y corriente, medidos

experimentalmente, de un típico panel fotovoltaico sometido a unas determinadas condiciones constantes de insolación y temperatura.

Variando la resistencia externa desde cero a infinito, se pueden medir diversos valores de pares (i-V), que interpolándolos forman la curva característica (ver figura).

Gráfica 31 Curva característica panel fotovoltaico.



Fuente: (Chavarría, 2010)

En donde, los puntos más importantes de la curva son:

- La corriente de cortocircuito (I_{sc}): La máxima corriente que puede entregar un dispositivo, correspondiendo a tensión nula y por ende, potencia nula.
- La tensión en circuito abierto (V_{oc}): La máxima tensión que puede entregar un dispositivo, correspondiendo a corriente nula y por ende, potencia nula.
- Corriente a máxima potencia (I_{mp}): corriente que entrega el dispositivo a potencia máxima (P_{mp}).
- Tensión máxima (V_{mp}): tensión que entrega el dispositivo a potencia máxima (P_{mp}).

A parte de la relación corriente-tensión, es importante tener en cuenta la eficiencia energética del panel fotovoltaico, es decir, el cociente entre la energía producida por el dispositivo y la energía incidente que se puede obtener. Este parámetro viene determinado por el material utilizado a la hora de fabricar las células solares y puede variar entre el 4% y el 20% aproximadamente.

vi. Diodo de seguridad

Los diodos son semiconductores que permiten el flujo de corriente en un único sentido. Los sistemas fotovoltaicos utilizan diodos en modo by-pass o bien de bloqueo.

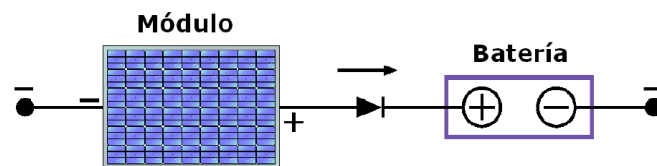
vii. Diodo de Bloqueo

Un **diodo de bloqueo** es un diodo en un circuito eléctrico con el propósito de impedir que la corriente eléctrica fluya en una dirección determinada. Todos los diodos pueden bloquear la electricidad, pero los diodos de bloqueo se usan específicamente para prevenir un flujo eléctrico de vuelta para así poder proteger las baterías y los sistemas de carga.

Cuando incide la radiación solar sobre un panel solar se presenta una corriente eléctrica en dirección de la carga que por lo general es una batería o acumulador; en las noches cuando no hay luz solar y las baterías están cargadas estas verían al panel solar como una carga y habría una corriente eléctrica hacia esa dirección, por lo cual se deben colocar diodos de bloqueo entre los paneles solares y las baterías para que solo haya flujo de energía eléctrica de los paneles a los acumuladores o baterías (Oviedo & Arenas, 2009)

Estos diodos de bloqueo se encuentran incluidos dentro del panel solar como elemento de protección.

Gráfica 32 Diodo de Bloqueo



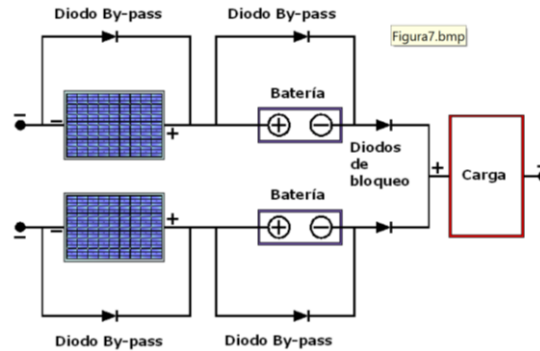
Fuente: (Oviedo & Arenas, 2009)

viii. Diodo Bypass

Los diodos de bypass impiden que cada módulo individualmente absorba corriente de otro de los módulos del grupo, si en uno o más módulos del mismo se produce una sombra.

Cuando se unen diferentes módulos en serie es necesario colocar un **diodo bypass** por unidad conectada, pues los módulos pueden averiarse o recibir sombras, con lo que se convierten entonces en cargas resistivas que consumen energía, calentándose y oponiéndose al paso de la corriente (llamados puntos calientes). En estas situaciones, el diodo representa un camino alternativo a la corriente que circula, por tener una resistencia menor que el panel.

Gráfica 33 Configuración diodos bypass con diodos de bloqueo



Fuente: (Oviedo & Arenas, 2009)

E. Baterías

En una instalación aislada, la batería es un “dispositivo que almacena la energía obtenida por los módulos fotovoltaicos. A través del regulador, suministra energía al inversor o a los receptores en corriente continua” (Labarta, 2012)

La función de una batería en un sistema fotovoltaico es almacenar la energía eléctrica generada por los paneles solares o módulos fotovoltaicos durante los periodos de radiación para su posterior uso en horas nocturnas o periodos de tiempos nublados. (González, 2009)

El sistema de acumulación en las instalaciones fotovoltaicas está sometido diariamente a los ciclos de carga y de descarga, por lo que no se puede utilizar cualquier tipo de acumulador. Precisamente, un acumulador se diferencia de una batería normal en que el primero es recargable.

El acumulador no sólo aporta energía cuando no se obtiene de los paneles, sino que debe:

1. Ser capaz de suministrar una potencia instantánea, o durante un tiempo limitado superior a la de los paneles instalados, en sus mejores condiciones de radiación solar.
2. Mantener un voltaje estable.

i. Características de una Batería.

Las características eléctricas que definen un acumulador son la tensión nominal y la capacidad.

a. Tensión nominal.

Constituye el voltaje del acumulador. Éste fluctuará sobre un máximo y un mínimo en función del estado de su carga y descarga.

La unidad de construcción básica de una batería de plomo-ácido es la celda de 2V. Dentro de la celda, la tensión real de la batería depende de su estado de carga: si está cargando, descargando o en circuito abierto. En general, la tensión de una celda varía entre 1,75V y 2,5V, siendo el promedio de 2V, tensión que se suele llamar nominal de la celda. Cuando las celdas de 2V se conectan en serie (positivo con negativo las tensiones se suman, obteniéndose de esta manera, baterías de 4, 6, 12V, etc.

Si las baterías están conectadas en paralelo (positivo con positivo o negativo con negativo) las tensiones no cambian, pero se sumarán sus capacidades de corriente. Sólo se deben conectar en paralelo baterías de igual tensión e igual capacidad.

b. Capacidad del acumulador

Es la cantidad de corriente (amperios) que puede suministrar un acumulador en un tiempo determinado (horas) antes de que el voltaje descienda por debajo del valor final permitido, y se expresa en amperios hora ($A \cdot h$).

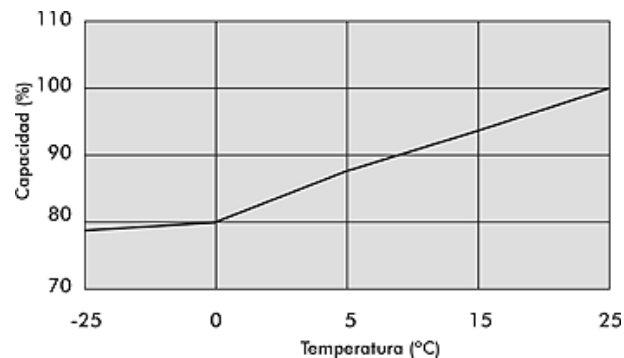
Pero existen factores que pueden hacer variar la capacidad de la batería. En general, si la batería se descarga a un nivel más lento su capacidad aumentará ligeramente, si el ritmo es más rápido la capacidad se reducirá. Cuanto mayor es el tiempo de descarga, mayor es la cantidad de energía que la batería entrega. Un tiempo de descarga típico en sistemas fotovoltaicos es 100 horas (González, 2009)

Además del régimen de descarga, la capacidad de un acumulador está condicionada por otros factores:

1. La cantidad disponible de electrolito en el acumulador (densidad) o la concentración del ácido sulfúrico.
2. La capacidad se ve influenciada por la temperatura de la batería y la de su ambiente. Si una batería se cataloga a una temperatura de 25°C, a temperaturas más bajas reducen su capacidad significativamente, y las temperaturas más altas provocarían un ligero aumento de su capacidad, pero esto último puede incrementar la pérdida de agua, disminuyendo así el número de ciclos de vida de la batería. En la siguiente

gráfica se puede ver la capacidad en función de la temperatura para una determinada batería.

Gráfica 34 Capacidad de una batería en función de la temperatura.



Fuente: (EUROINNOVA Business School, 2016)

3. *La tensión final de descarga:* La tensión final a la que se descarga la batería también influye en su capacidad total.

El contenido de energía de un acumulador se especifica en *Watt * hora (Wh)*, y es el producto de la capacidad del acumulador (*A*h*) por la tensión media (*V*) durante la descarga. Por ejemplo, un acumulador de 12V - 100 Ah, para un tiempo de descarga de 10 horas, es capaz de suministrar una corriente de 10A durante un período continuo de 10 horas. Por tanto, su contenido de energía útil será de:

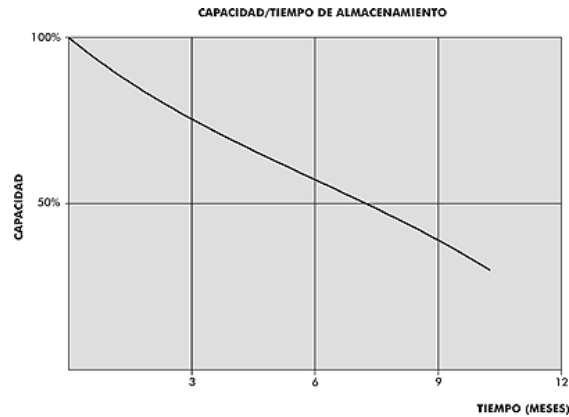
$$12V \times 10Ah = 120Wh.$$

El nivel de tensión del acumulador y, por tanto, el de su vida útil depende de una serie de factores:

4. *Autodescarga:*

Representa un porcentaje que debe suministrar el fabricante, e indica la descarga que sufre el acumulador sin utilizarse durante un período de tiempo dado. Un valor medio característico es el 9% mensual sobre la capacidad disponible en cada momento. En la figura se muestra la relación capacidad/tiempo de almacenamiento en la autodescarga.

Gráfica 35 Relación capacidad/tiempo de almacenamiento en la autodescarga de una batería



Fuente: (EUROINNOVA Business School, 2016)

5. Profundidad de descarga:

Los fabricantes suelen dar dos niveles de profundidad de descarga: el primero representa el porcentaje de la capacidad del acumulador recomendable en la descarga diaria y, el segundo, constituye la denominada profundidad de descarga máxima, que es el porcentaje por encima del cual el acumulador puede quedar seriamente dañado.

La profundidad de descarga, que se ve afectada por el aumento de temperatura, influye de una forma sensible a la vida del elemento. Una profundidad de descarga razonable en aplicaciones fotovoltaicas es el 35-40%, siempre que se trate de elementos estacionarios con un buen mantenimiento y un correcto diseño de la instalación fotovoltaica.

El acumulador tendrá una vida más larga cuanto menos profundos sean los ciclos de carga/descarga diarios.

6. Eficiencia de carga.

Es la relación entre la energía utilizada para cargar el acumulador y la realmente almacenada.

7. Corriente de flotación.

Representa la pequeña corriente que necesita diariamente un acumulador que se encuentra cargado para que permanezca a plena carga. Esta corriente puede variar, en función de los ciclos de carga y recarga del acumulador.

8. *Estado de carga.*

La manera más sencilla de averiguar el estado de carga en un acumulador es a través de la medida de la densidad del electrolito mediante un densímetro, y comparar su valor con los característicos. Los valores se sitúan alrededor de 1,3 kg/l para un acumulador cargado y de 1,1 kg/l para uno descargado a una temperatura de 25°C. Otra forma de saberlo es desconectar el acumulador y medir su tensión.

9. *Ciclo de carga/descarga.*

El ciclo completo de carga/descarga del acumulador se puede iniciar con el acumulador a plena carga y, tras su descarga por condiciones desfavorables, volver a ser cargado nuevamente hasta alcanzar las condiciones iniciales.

Los fabricantes suelen indicar los ciclos de vida de las baterías, que es el número de veces que es posible cargar completamente la batería durante su vida útil.

ii. Tipos de Batería

En los sistemas solares fotovoltaicos, los tipos de baterías más comunes son los de plomo-ácido y las de Níquel-Cadmio

a. Baterías Plomo – ácido

Se componen de placas o electrodos de una aleación de plomo en conjunto con otro material en pequeñas proporciones (calcio, selenio, antimonio) en una solución de ácido sulfúrico cuya función es servir de electrolito. Las aleaciones de Plomo-Calcio presentan una baja auto descarga así como baja profundidad de carga, a diferencia de las aleaciones de Plomo-Antimonio.

Las baterías más usadas en sistemas fotovoltaicos son las de plomo-antimonio-ácido ya que poseen varios ciclos de vida, buen porcentaje de profundidad de descarga, baja auto descarga y son mucho más económicas que las del Níquel – Cadmio (Oviedo & Arenas, 2009)

b. Baterías Níquel- Cadmio

Estas placas se componen de Níquel en el lado positivo y Cadmio en el lado negativo. Como electrolito se usa hidróxido de potasio que permite la transmisión de los electrones; pueden soportar fuertes corrientes de descarga sin que esto afecte su vida útil. El inconveniente que estas presentan es que son extremadamente costosas.

F. Regulador

El regulador se define como aquel dispositivo que “vigila los adecuados ciclos de carga y descarga de los acumuladores en una instalación aislada. De este modo, protege los acumuladores y busca el punto de máxima potencia de la instalación de los módulos” (Labarta, 2012, p.10)

i. Características de un Regulador

En EUROINNOVA Business School (2016) se explican algunas de las prestaciones más habituales de los reguladores de carga que se usan en instalaciones solares autónomas (que son las que tienen acumuladores). Entre ellas se encuentran:

1. *Protección contra sobrecarga del acumulador:* esta es la función básica del acumulador, ya que así se evita que la batería se caliente, que pierda agua del electrolito y que las placas se oxiden.
2. *Alarma por batería baja:* consiste en indicadores sonoros y/o luminosos que indican que el acumulador está siendo descargado. A partir de este momento, el usuario tiene la posibilidad de reducir su consumo, evitando una descarga muy perjudicial y excesiva del acumulador.
3. *Desconexión por batería baja:* esta función hace que el regulador corte el suministro de corriente eléctrica para consumo si el nivel de carga del acumulador es demasiado bajo y, por tanto, existe peligro de una descarga profunda, lo que originaría problemas de sulfatación.
4. *Voltaje de desconexión de las cargas de consumo:* Voltaje de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a las cargas de consumo.
5. *Voltaje final de carga:* Voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.

ii. Tipos de Reguladores

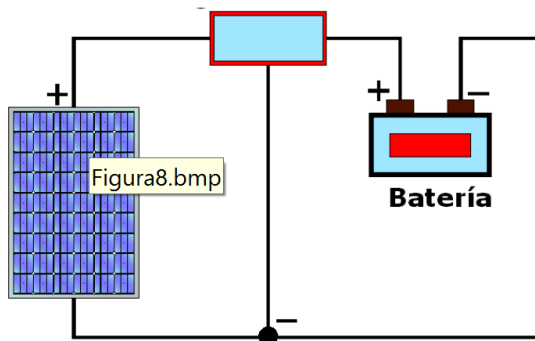
Existen dos tipos de reguladores de carga: en serie y en paralelo. En ambos casos el elemento regulador es por resistencia variable en la que se disipa la energía sobrante que produce el panel.

a. Regulador en Serie

Los reguladores en serie realizan la función de desconectar el panel de las baterías cuando se logra el estado de plena carga. Es equivalente a un interruptor conectado en serie que proporciona una vía de baja resistencia, desde el grupo de paneles solares al sistema de baterías durante la carga, y un circuito abierto entre ambos cuando las baterías se encuentran plenamente cargadas.

Como elemento regulador se emplea un dispositivo de carácter semiconductor capaz de conducir la corriente deseada en la carga, de soportar la diferencia de tensión entre la entrada y la salida, y que está provisto de un sistema térmico capaz de ceder al ambiente el calor generado por efecto Joule, por la pérdida de potencia, sin alcanzar una temperatura peligrosa.

Gráfica 36 Regulador en serie



Fuente: (Oviedo & Arenas, 2009)

Este elemento es gobernado por un circuito de control que, comparando constantemente la tensión de las baterías con una tensión de referencia, entrega al regulador una señal para permitir o impedir el paso de corriente.

En los reguladores en serie, la energía sobrante, disipada intencionalmente en forma de calor, aumenta en proporción directa con la carga a que es sometida la fuente.

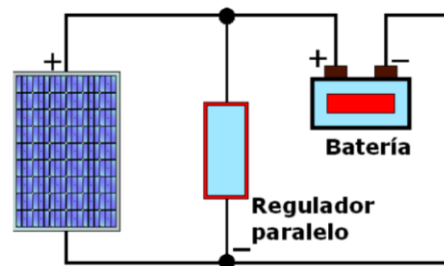
b. Regulador en Paralelo

Los reguladores tipo paralelo, colocados en paralelo con el grupo solar y el sistema de baterías, detectan la tensión en bornes de la batería y cuando el potencial alcanza un valor establecido de antemano crean una vía de baja resistencia para el grupo solar, derivando con ello la corriente y apartándola de las baterías.

Un diodo en serie, interpuesto entre el regulador y la batería, impide que la corriente de la batería retorne a través del regulador al sistema generador fotovoltaico. Los reguladores tipo

paralelo han de disipar toda la corriente de salida del panel cuando el sistema de baterías alcanza el estado de plena carga. Esto resulta una tarea razonable cuando los sistemas eléctricos solares son pequeños, pero con los grandes sistemas se requieren disipadores de grandes dimensiones o disipadores menores múltiples, lo que conduce a problemas de fiabilidad y de costo elevado (EUROINNOVA Business School, 2016).

Gráfica 37 Regulador en paralelo



Fuente: (Oviedo & Arenas, 2009)

Así pues, se puede decir que estos reguladores son rentables aplicándolos cuando la potencia de los módulos no sea excesivamente grande, ya que su precio puede equipararse entonces a reguladores tipo serie con mayores prestaciones y capaces de manejar una mayor corriente procedente del grupo fotovoltaico.

Este tipo de reguladores, actualmente están en desuso, ya que el avance en los microprocesadores y la electrónica en general ha facilitado el diseño de equipos más compactos, con un costo mucho más reducido y la posibilidad de alojarlos en espacios más pequeños.

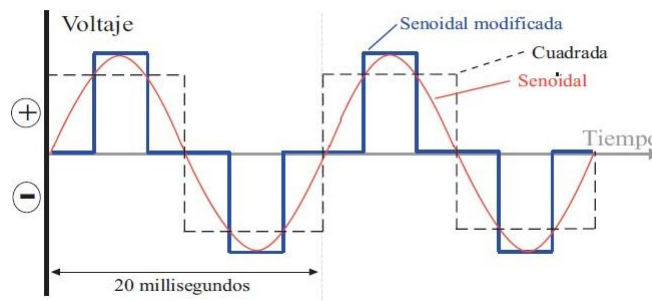
G. Inversor

En una instalación de sistemas fotovoltaicos, la función del inversor es transformar la corriente continua generada por los paneles solares o acumulada en las baterías a corriente alterna. Debe presentar pocas pérdidas para aprovechar al máximo la energía generada por los paneles solares, ser confiable y resistir cambios bruscos de carga.

i. Clases de Inversores

Existen diversas clases de inversores los cuales dependen del uso final que se le va a dar al sistema fotovoltaico, y en este sentido la forma de onda que tiene la señal a la salida del inversor. La conversión de corriente continua en corriente alterna puede realizarse de diversas formas. La mejor, depende de cuánto ha de parecerse a la onda sinodal ideal para realizar un funcionamiento adecuado de la carga de corriente alterna. Hay diversas posibilidades:

Gráfica 38 Ondas generadas por el inversor



Fuente: (EUROINNOVA Business School, 2016)

a. Inversores de onda cuadrada

Estos inversores funcionan “a partir de un dispositivo de conmutación que hace que la corriente continua en el primario de un transformador cambie constantemente de dirección obteniéndose en el secundario de transformador una onda cuadrada” (Oviedo & Arenas, 2009). Estos inversores son los más baratos del mercado, pero también los menos eficientes, ya que en las conmutaciones se generan interferencias (ruidos).

b. Inversores de onda Senoidal modificada.

La onda senoidal modificada es producida por la conmutación a partir de tres puntos, uno positivo, uno negativo y uno de tierra (Labarta, 2012). Son más costosos que los de la onda cuadrada, la forma de onda todavía no es una senoidal pura, pero presenta menos armónicos que la onda cuadrada. Estos inversores son los más usados en las instalaciones fotovoltaicas, se pueden utilizar en iluminación, electrodomésticos, entre otros.

c. Inversores de onda Senoidal pura

Utilizan la modulación de ancho de pulsos en conjunto con elementos electrónicos como capacitores e inductores que filtran la onda adecuadamente haciendo que esta sea una senoidal pura.

Así como son los más avanzados, son también los más costosos. Presentan la menor distorsión armónica de todos los inversores.

H. Interconexión entre paneles fotovoltaicos

Cuando se realiza la interconexión entre los diferentes módulos, éstos deberán tener las mismas características I-V para evitar desequilibrios. Por ejemplo, en una conexión serie de dos módulos en el que uno de ellos sea capaz de proporcionar una corriente de 1 A y el otro de 2 A, la intensidad resultante del conjunto sólo proporcionará una corriente de 1 A.

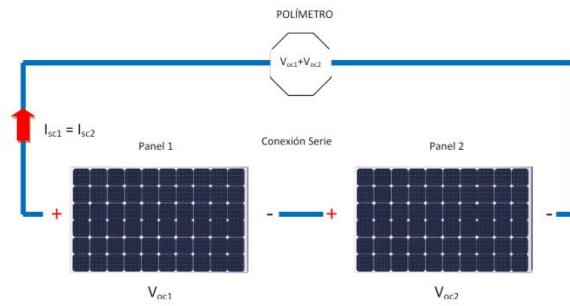
Los módulos se conectan en serie para aumentar la tensión de trabajo, en paralelo para aumentar la corriente y, por tanto, la potencia (caso más común) ya que $P=V \cdot I$, o también se puede realizar una interconexión mixta (serie y paralelo).

i. Conexión en Serie

Estas conexiones están basadas en la conexión del terminal positivo de un módulo con el negativo del siguiente, y así sucesivamente hasta completar la serie. Los terminales del grupo generador estarán en el terminal positivo del último módulo conectado y el negativo del siguiente. Cuando los paneles están conectados en serie, la tensión resultante de la conexión es la suma de la tensión de todos los paneles, mientras que la intensidad total será la que proporcione un único panel.

Si falla uno de los paneles conectados en serie, puede hacer que el conjunto deje de funcionar. Para evitar que esto suceda, los diodos de bypass “puentean” ese módulo, haciendo que la corriente siga su curso. Normalmente se conectan módulos en serie para conseguir voltajes de 24 ó 48 V, en instalaciones autónomas de electrificación, y superiores, 96 a 144 V, en instalaciones conectadas a la red o de alimentación para bombes directos. Hay que recordar que el voltaje de un módulo fotovoltaico, cuando funciona en su máximo punto de potencia, puede llegar a ser 1,4 veces el voltaje nominal.

Gráfica 39 Módulos conectados en Serie



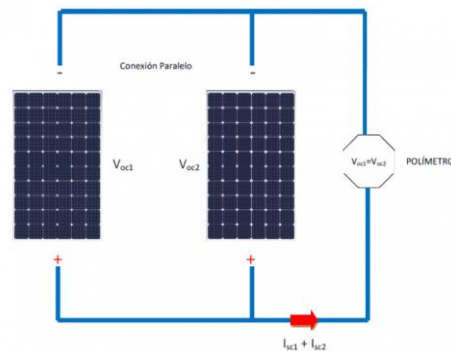
Fuente: (Rivas, Paneles Solares fotovoltaicos, 2016)

ii. Conexión en Paralelo

Este tipo de conexión se basa en conectar por un lado los terminales positivos de todos los paneles, y por otro, todos los terminales negativos. La salida del grupo generador la forman el terminal positivo común y el terminal negativo, también común.

Cuando los módulos se conectan en paralelo, la tensión coincidirá con la que proporcione un solo módulo, pero la intensidad será la suma de las intensidades de los módulos de manera que el aumento de potencia se basa en mantener la potencia que puede dar un módulo y la suma de intensidades que proporcionen los módulos conectados. Normalmente se hacen conexiones en paralelo para conseguir intensidades de 20 ó 25 A, en instalaciones autónomas de electrificación y/o bombeo, y superiores en instalaciones de conexión a la red de elevada potencia

Gráfica 40 Módulos conectados en Paralelo



Fuente: (Rivas, Paneles Solares fotovoltaicos, cuál elegimos?, 2016)

I. Tipos de sistemas fotovoltaico de acuerdo a su conexión

Los sistemas solares fotovoltaicos pueden estar conectados a la red eléctrica directamente, estar aislados, o bien realizar un híbrido entre estas 2 conexiones.

i. Sistema fotovoltaico conectado a red

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

El generador fotovoltaico capta la radiación solar y la transforma en energía eléctrica, que en lugar de ser almacenada en baterías, como en los sistemas aislados e híbridos, se puede utilizar directamente en el consumo o entregarla a la red eléctrica de distribución. Estas dos funciones las realiza un inversor de corriente directa a corriente alterna, especialmente diseñado para esta aplicación. (Cabrera, 2005)

En un principio, estos sistemas se desarrollaron para centrales fotovoltaicas de gran tamaño. Pero, en la medida que la tecnología y electrónica fue avanzando se diseñaron sistemas mas pequeños y manejables, de menor envergadura, con el propósito de ser instalados en pequeñas centrales domesticas e industriales, totalmente adaptables a una acometida convencional de suministro eléctrico desde la red.

ii. Sistema fotovoltaico de conexión aislada

Una instalación fotovoltaica está compuesta por un grupo generador, formado por una extensión de paneles solares fotovoltaicos, un regulador de carga, un grupo acumulador y un inversor (Remitir a gráfica N°9). Mediante una instalación fotovoltaica aislada se puede producir electricidad, durante el día, almacenarla y consumirla posteriormente.

Durante las horas de insolación, los paneles fotovoltaicos producen energía eléctrica en forma de corriente continua que es almacenada en los acumuladores. En los momentos de consumo energético, los acumuladores suministran a los receptores esta electricidad, que es transformada en corriente alterna por el inversor.

iii. Sistema fotovoltaico híbrido

Un sistema fotovoltaico solar híbrido es una combinación de la tecnología de la energía solar y la Red Eléctrica de forma de poder integrar de la mejor forma ambas fuentes de Energía. Si la energía producida a través de generadores fotovoltaicos es suficiente para el consumo de los hogares, el inversor se utiliza la energía fotovoltaica y la carga de los excedentes a la batería.

Del mismo modo, si el consumo es superior a la energía fotovoltaica, el inversor tomara la

energía que le falta de la red pública. En ausencia de sol, el inversor, según el consumo de energía, usará la energía exclusivamente a partir de baterías o podrá tomar energía de la red pública. (Chavarría, 2010)

Bibliografía

- Abella, M. (2005). *Sistemas fotovoltaicos: introducción al diseño y dimensionamiento de instalaciones solares fotovoltaicas*. Madrid: Publicaciones Técnicas.
- Ali, N., Hussain, A., Ahmed, R., Wang, M., Zhao, C., Ul Haq, B., & Fu, Y. (2016). Advances in nanostructured thin film materials for solar cell applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*(59), 726–737.
- Aristizábal, A. J., Banguero, E., & Gordillo, G. (Febrero de 2011). Performance and economic evaluation of the first grid-connected installation in Colombia, over 4 years of continuous operation. *International Journal of Sustainable Energy*, 30(1).
- Banco Interamericano de Desarrollo. (24 de octubre de 2016). *Conjunto de Datos Base de Datos Energía*. Obtenido de IADB Institutional Web:
<http://www.iadb.org/es/temas/energia/base-de-datos-de-energia/base-de-datos-de-energia,19144.html?view=v13>
- Bloomberg New Energy Finance. (2015). *Executive Outlook*.
- Cabrera, J. (2005). Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red. *Energía y tú*.
- Chavarría, J. (2010). *Diseño e Implementación de un Inversor Multinivel para Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red*. Barcelona.
- Colombia tiene la energía más cara de Suramérica. (27 de Agosto de 2015). *El Universal*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2007). *Definición de la Formula Tarifaria de Energía Eléctrica, para el proximo periodo tarifario*. Bogotá: Miembros de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- Congreso Nacional de Colombia. (13 de Mayo de 2014). Ley 1715 de 2014. Bogotá, Distrito Capital, República de Colombia.
- Congreso Nacional de Colombia. (13 de Mayo de 2014). Ley N° 1714. Bogotá, Colombia.
- Díaz-García, C., González, Á., & Sáez-Martínez, F. (2015). Eco-innovation: insights from a literature review. *Innovation: Management, Policy & Practice*, 17(1), 6-23. Obtenido de <http://dx.doi.org/10.1080/14479338.2015.1011060>
- Dunlop, J. (2009). *Photovoltaic Systems*. Illinois: American Technical Publishers.
- Empresas Públicas de Medellín. (3 de Junio de 2016). *Parque Eólico Jepírachi*. Obtenido de <http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrasplantas/Energ%C3%ADa/ParqueE%C3%B3lico.aspx>
- EPIA. (2016). Obtenido de European Photovoltaic Industry Association:
<http://www.solarpowereurope.org/home/>
- EUROINNOVA Business School. (2016). Obtenido de Curso Online técnico en energía solar fotovoltaica: <http://portal.euroinnova.edu.es/dashboard>

- Gamio, P. (2015). *La importancia de usar las energías limpias*. Lima.
- García, A., Sánchez, J. L., & Marchante, M. (2015). Eco-innovation and management: an empirical analysis of environmental good practices and labour productivity in the spanish hotel industry. *Innovation: Management, Policy & Practice*, 17(1), 58-68. Obtenido de <http://dx.doi.org/10.1080/14479338.2015.1011057>
- González, P. (2009). *Todo sobre baterías*. Guatemala.
- Haghighat Mamaghani, A., Avella Escandon, S. A., Najafi, B., Shirazi, A., & Rinaldi, F. (2016). Techno-economic feasibility of photovoltaic, wind, diesel and hybrid electrification systems for off-grid rural electrification in Colombia. *Renewable Energy*(97), 293-305.
- Hernandez, J. A., Velasco de la Fuente, D., & Trujillo Rodriguez, C. L. (2011). Analysis of the effect of the implementation of photovoltaic systems like option of distributed generation in Colombia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*(15), 2290–2298.
- Hulshorst, W. (2009). *Manual Práctico de energía fotovoltaica*. Universidad Politécnica de Madrid.
- IEA Statistics © OECD. (2014). *IEA 2014*. Obtenido de <http://www.iea.org/stats/index.asp>
- Instituto de Diversificación y Ahorro de Energía. (s.f.). Obtenido de <http://www.idae.es>
- Instituto de Diversificación y Ahorro de Energía. (2016). Obtenido de <http://www.idae.es/>
- Kissel, T. (2007). *Electricity, Electronics, and Control Systems for HVAC*. Richmond: Ergodebooks.
- Labarta, J. (2012). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. Donostiarra SA.
- Lara, N. A. (2011). *Estudio preliminar sobre la viabilidad de la implementación de paneles solares para la generación y abastecimiento domiciliario de energía en Colombia*. Bogota: Tesis (Ingeniero Civil) Universidad de los Andes.
- Mahmoud, M., & Ibrik, I. (2006). Techno-economic feasibility of energy supply of remote villages in Palestine by PV-systems, diesel generators and electric grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*(10), 128-138.
- Mark, Z., & Delucchi, A. (2011). Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part I: technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials. *Energy Policy*(39), 1154-1169.
- Menanteau, P., Finon, D., & Lamy, M.-L. (2003). Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. *Energy Policy*(31), 799–812.
- Murcia, H. (2008). Desarrollo de la energía solar en Colombia y sus perspectivas. *Revista de ingeniería*, 83-89.
- Nawandani, S. (2005). *Energía solar. Conceptos básicos y su utilización*. Costa Rica: Universidad Nacional Heredia.
- NYU Stern School of Business. (Enero de 2016). Obtenido de http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/wacc.htm

- Oviedo, M., & Arenas, M. (2009). *Estudio técnico y financiero de implementación de paneles solares enfocado a centros comerciales*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Pilco, D., & Jaramillo, J. (2008). *Sistemas fotovoltaicos para iluminación: paneles fotovoltaicos*. Universidad Técnica Part Loja.
- Radomes Jr., A. A., & Arango, S. (2015). Renewable energy technology diffusion: an analysis of photovoltaic-system support schemes in Medellín, Colombia. *Journal of Cleaner Production*(92), 152-161.
- Rennings, K. (2000). Redefining innovation — eco-innovation research and the contribution from ecological economics. *Ecological Economics*(32), 319–332.
- Resch, G., Held, A., Faber, T., Panzer, C., Toro, F., & Haas, R. (November de 2008). Potentials and prospects for renewable energies at global scale. *Energy Policy*, 4048-4056.
- Rivas, P. (2016). *Paneles Solares fotovoltaicos*. Obtenido de <http://instalacionesyeficienciaenergetica.com/>
- Rivas, P. (2016). *Paneles Solares fotovoltaicos, cuál elegimos?* Obtenido de <http://instalacionesyeficienciaenergetica.com/>
- Rodrigues, S., Torabikalaki, R., Faria, F., Cafofo, N., Chen, X., Ivaki, A. R., . . . Morgado-Dias, F. (2016). Economic feasibility analysis of small scale PV systems in different countries. *Solar Energy*(131), 81-95.
- Rodríguez, M. (2016). *Gestión integrada*. Obtenido de Revista Digital INESEM: <http://revistadigital.inesem.es/>
- Scarpellini, S., Valero-Gil, J., & Portillo-Tarragona, P. (2016). The “economic–finance interface” for eco-innovation projects. *International Journal of Project Management*, 1012-1025.
- (2015). *Tarifas de energía eléctrica (\$/Kwh) reguladas por la comisión de regulación de energía y gas (CREG)*. CODENSA.
- Unidad de Planeación Minero Energética. (2015). *Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050*. Bogotá.
- Unidad de Planeación Minero Energética Colombiana. (2005). *Atlas de Radiación Solar*. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía.
- Valero, A. (1998). *Termoeconomía: El punto de encuentro de la Termodinámica, la Economía y la Ecología*. Madrid: Instituto Juan de Herrera.
- Vallina, M. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Paraninfo.
- Vīgants, E., Andra, B., Timma, L., Ījabs, I., & Blumberga, D. (Septiembre de 2016). The dynamics of technological substitution: the case of eco-innovation diffusion of surface cleaning products. *Journal of Cleaner Production*, 132, 279-288.

World Bank national accounts data, and OECD National Accounts data files. (21 de octubre de 2016). GDP growth Colombia (annual %). Washington, DC, United States. Obtenido de <http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD.ZG?locations=CO>