

**PROPUESTA DE UN SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA COMO UNA
ALTERNATIVA DE SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA PARA EL CENTRO DE
DESARROLLO CORPORACIÓN MINUTO DE DIOS, MUNICIPIO DE CÚCUTA –
NORTE DE SANTANDER**

**OMAR ENRIQUE COBOS CABALLERO
EDUARDO ALFONSO GOMEZ RIVERA**

**CORPORACION UNIVERSITARIA MINUTO DE DIOS
ESPECIALIZACION GERENCIA DE PROYECTOS
SAN JOSE DE CUCUTA**

2018

**PROPUESTA DE UN SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA COMO UNA
ALTERNATIVA DE SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA PARA EL CENTRO DE
DESARROLLO CORPORACIÓN MINUTO DE DIOS, MUNICIPIO DE CÚCUTA –
NORTE DE SANTANDER**

**OMAR ENRIQUE COBOS CABALLERO
EDUARDO ALFONSO GOMEZ RIVERA**

**PROYECTO FACTIBLE PARA OPTAR EL TITULO DE ESPECIALISTA EN
GERENCIA DE PROYECTOS**

ASESOR: GRUPO INVESTIGACION GECSA

**CORPORACION UNIVERSITARIA MINUTO DE DIOS
ESPECIALIZACION GERENCIA DE PROYECTOS
SAN JOSE DE CUCUTA**

2018

Contenido

Resumen.....	14
Introducción	16
1. El problema	17
Justificación del proyecto.....	19
Objetivos	22
Objetivo General.....	22
Objetivos Específicos.....	22
2. Marco referencial	23
2.1. Contexto General	23
2.2. Contexto Regional	26
2.3. Marco Teórico.....	30
2.3.2.5.1. Tipos de células solares.	39
2.3.2.6.1. Conexión de modulos en serie.	41
2.3.2.6.2. Conexión de modulos en paralelo.....	42
2.3.2.6.3. Conexión de módulos en serie/paralelo.	43
2.3.2.8.1. Funciones del regulador.....	45
2.3.2.9.1. Los inversores para sistemas fotovoltaicos autónomos.	47
2.3.2.9.2. Los inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red.	48
2.3.2.9.3. Rendimiento del inversor.....	49
2.3.2.9.4 características de la corriente alterna generada.....	50

2.3.2.9.5. Capacidad de sobrecarga.....	50
2.3.2.9.6. Características de los inversores conectados a la red.....	50
2.3.2.9.7. Inversor de cadena	51
2.3.2.9.8. Dimensionamiento del inversor.	54
2.3.2.10. Sistema Fotovoltaico Autónomos.....	56
2.3.2.11.1. Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red Eléctrica.	57
2.3.2.11.1. Pérdidas por orientación e inclinación diferentes de las optimas.	59
2.3.2.11.2. Orientación del Sistema Solar Fotovoltaico – SSFV.....	60
2.3.2.11. 2. Dimensionado del inversor.	61
2.3.2.11. 3. Rango de tensiones de entrada del seguidor MPP del inversor ($U_{inv\ min}$ ··· $U_{inv\ max}$).	63
2.3.2.11. 4. Previsión de producción.....	64
2.3.2.11.5. Elementos de maniobra y protección en sistemas fotovoltaicos.....	66
2.4. Marco Legal.....	68
3. Marco Metodológico.....	83
3.1. Enfoque y Diseño de la investigación.....	83
3.2. Técnicas de recolección y análisis de la información.....	83
3.3. Población y Muestra	84
3.4. Desarrollo de la Metodología.....	86
3.5. Análisis de la Oferta de Radiación Solar Global	87

3.6. Resultados del instrumento aplicado	103
4. Análisis del resultado del diagnóstico.....	112
4.1. Alternativa 1 (8 kW): Generación cubre el 105% consumo diario.....	112
4.2. Alternativa 2 (12 kW): Generación cubre el 150% consumo diario.....	118
4.3. Alternativa 3 (3,4 kW): Generación cubre el 40% consumo diario.....	124
4.4. Aplicación de criterios de evaluación	130
5. Conclusiones del Diagnóstico	135
6. Propuesta	136
6.1. Esquema Conceptual.....	136
6.2. Datos y Diagrama Unifilar de la Propuesta	137
6.3. Presupuesto de la Propuesta.....	138
6.4. Cronograma de la Propuesta	139
7. Conclusiones de la Investigación	140
8. Referencias bibliográficas	142
9. Anexos.....	143

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Demanda promedio y Tarifa de la energía eléctrica, para cliente oficial	17
Tabla 2. Tipos de células solares	40
Tabla 3. Promedio horario de Irradiancia en Cúcuta (Wh/m^2)	89
Tabla 4. Promedio de Radiación ($\text{KWh/m}^2/\text{día}$)	93
<i>Tabla 5. Promedio de horas de sol al día (brillo solar)</i>	<i>101</i>
<i>Tabla 6. Aforo de carga en campo.....</i>	<i>103</i>
<i>Tabla 7. Perfil de carga y consumo diario</i>	<i>104</i>
<i>Tabla 8. Demanda de Energía proyecta para 2018 (kWh – mes / día)</i>	<i>106</i>
<i>Tabla 9. Escenarios evaluación</i>	<i>107</i>
<i>Tabla 10. Horas Solares Pico (HSP) en Cúcuta.....</i>	<i>108</i>
<i>Tabla 11. Porcentaje de Pérdidas de Energía / Eficiencia de un SSFV.....</i>	<i>109</i>
<i>Tabla 12. Cálculos Capacidad Alternativa 1</i>	<i>112</i>
<i>Tabla 13. Presupuesto Alternativa 1</i>	<i>114</i>
Tabla 14. Resultados evaluación financiera Alt. 1	115
<i>Tabla 15. Evaluación ambiental alternativa 1</i>	<i>116</i>
<i>Tabla 16. Resultados evaluación financiera Alt. 1, con reconocimiento del impacto ambiental.....</i>	<i>117</i>
<i>Tabla 17. Cálculos Capacidad Alternativa 2</i>	<i>118</i>
<i>Tabla 18 . Presupuesto Alternativa 2</i>	<i>120</i>
<i>Tabla 19. Resultados Financieros Alt. 2.....</i>	<i>121</i>
<i>Tabla 20. Evaluación Ambiental alternativa 2.</i>	<i>122</i>
<i>Tabla 21. Resultados Financieros Alt. 2.....</i>	<i>123</i>
<i>Tabla 22. Cálculos Capacidad Alternativa 3</i>	<i>124</i>
<i>Tabla 23. Presupuesto Alternativa 3</i>	<i>126</i>
<i>Tabla 24. Resultados Financieros Alt. 3.....</i>	<i>127</i>
<i>Tabla 25 .Evaluación Ambiental alternativa 3</i>	<i>128</i>
<i>Tabla 26. Resultados Financieros Alt. 3.....</i>	<i>129</i>

<i>Tabla 27. Resultados Financieros Alternativas.....</i>	130
<i>Tabla 28. Evaluación de Alternativas.....</i>	134
<i>Tabla 29. Presupuesto de la alternativa 3, Propuesta seleccionada.....</i>	138

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Centro de Desarrollo Minuto de Dios Cúcuta. Tomado de “Imágenes ©2018 DigitalGlobe, Datos del mapa ©2018 Google, vista satélite”	20
Figura 2. Proyecto de SSFV implementados en el Municipio de Cúcuta. Tomadas por los autores	29
Figura 3. Masa de aire (AM) para diferentes ángulos cenitales. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 14.	34
Figura 4. Conexión de las células de un módulo fotovoltaico de silicio monocristalino. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 29.36	
<i>Figura 5.</i> Esquema eléctrico de un módulo fotovoltaico con sus células en serie. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 29.	37
<i>Figura 6.</i> Características i-u en función de la irradiancia en condiciones AM 1,5 y 25 °C de temperatura ambiente. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 31.....	38
Figura 7. Características i-u con irradiancia de 1000 W/m ² en condiciones AM 1,5 para diferentes temperaturas de las células. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 31.....	39
Figura 8. Conexión de Ns módulos en serie. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 36.....	41
Figura 9. Conexión de Np módulos en paralelo. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 37.....	42
Figura 10. Conexión de Ns módulos en serie y Np ramas en paralelo. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 37.	43
<i>Figura 11.</i> Diagrama de flujo óptimo para obtener energía eléctrica de radiación solar. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 45.	43
<i>Figura 12.</i> Diagrama de bloques funcional para un sistema fotovoltaico aislado en corriente continua. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 91.....	45
Figura 13. Sistema fotovoltaico autónomo básico. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 94.....	46
Figura 14. Diagrama de Bloques de un sistema fotovoltaico autónomo. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 107.	47

Figura 15. Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico conectado a la Red de Distribución Eléctrica. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 107.....	48
Figura 16. Curvas de rendimiento de un inversor y variación con la tensión de entrada (rango de inversor 200 a 500 v). Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 108.....	49
Figura 17. Conexión de módulos a inversores en cadena. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 112.	52
Figura 18. Onda PWM producida por un inversor. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 113.....	53
Figura 19. Diagrama de bloques esquemático de un inversor básico. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 113.	53
Figura 20. Representación de sistemas fotovoltaicos autónomos. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 163.	56
Figura 21. Trayectorias de corriente durante el funcionamiento de un sistema fotovoltaico. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 144.	57
Figura 22. Representación de un sistema fotovoltaico conectado a la red. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 199.	58
<i>Figura 23.</i> Diagrama de un Sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución eléctrica. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 166.	58
<i>Figura 24.</i> Rendimiento de un generador fotovoltaico en función de la orientación e inclinación con respecto a la orientación e inclinación óptimas. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 174.....	59
<i>Figura 25</i> Orientación de una estructura en el hemisferio norte. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 13.	60
Figura 26. Inversores monofásicos conectados a la red trifásica. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 180.	62
Figura 27. Inversor multicadena trifásico. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 180.	63
Figura 28. Pérdidas en una instalación fotovoltaica conectada a la red. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 185.	65
Figura 29. Esquema básico de una instalación fotovoltaica conectada a la red de potencia inferior o igual a 5 Kw. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 185.....	67

Figura 30. Vista satelital del Centro de Desarrollo. Tomado de “Imágenes ©2018 DigitalGlobe, Datos del mapa ©2018 Google, vista satélite”	84
Figura 31. Ubicación Factible Paneles Solares y Punto Conexión Eléctrico SSFV y Tablero Conexión Eléctrica Centro de Desarrollo. Tomadas por los autores.	85
Figura 32. Sala de Sistema y Oficina Administrativa Centro de Desarrollo. Tomadas por los autores.	85
Figura 33. Radicación mensual histórica Cúcuta. Tomado de “Distribución espacial y temporal de la irradiación global horizontal en Norte de Santander” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.....	88
Figura 34. Promedio anual de horas de Sol al día. Tomado de “Distribución espacial y temporal del brillo solar en Norte de Santander” por el Atlas de radiación IDEAM, 2014.	91
Figura 35. Radiación anual (KWh/m ² /día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015. 92	
Figura 36. Radiación en el mes de Enero (KWh/m ² /día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.	93
Figura 37 Radiación en el mes de Febrero (KWh/m ² /día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.	94
Figura 38. Radiación en el mes de Marzo (KWh/m ² /día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.	95
Figura 39. Radiación en el mes de Abril (KWh/m ² /día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015. 95	
Figura 40. Radiación en el mes de Mayo (KWh/m ² /día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.	96
Figura 41. Radiación en el mes de Junio (KWh/m ² /día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.	96
Figura 42. Radiación en el mes de Julio (KWh/m ² /día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015. 97	
Figura 43. Radiación en el mes de Agosto (KWh/m ² /día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.	97

Figura 44. Radiación en el mes de Septiembre (KWh/m ² /día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.	98
Figura 45. Radiación en el mes de Octubre (KWh/m ² /día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.	98
Figura 46. Radiación en el mes de Noviembre (KWh/m ² /día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.	99
Figura 47. Radiación en el mes de Diciembre (KWh/m ² /día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.	99
<i>Figura 48.</i> Brillo solar anual (horas de sol al día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Distribución del brillo solar medio diario (horas de sol al día)” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.	100
<i>Figura 49.</i> Promedio de días Sin Brillo solar anual (número de días) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Promedio de número de Días sin brillo solar” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.	101
<i>Figura 50.</i> Comportamiento demanda de energía horaria día ordinario a la fecha. Elaborada por los autores.	104
<i>Figura 51.</i> Demanda mensual de energía Centro de Desarrollo. Elaborada por los autores.	105
<i>Figura 52.</i> Producción/Demanda/Exportaciones Alt. 1. Elaborada por los autores.	113
<i>Figura 53.</i> Flujo de caja alternativa #1. Elaborada por los autores.	115
<i>Figura 54.</i> Flujo de caja alternativa #1. Elaborada por los autores.	117
<i>Figura 55.</i> Producción/Demanda/Exportaciones Alt. 2. Elaborada por los autores.	119
<i>Figura 56.</i> Flujo de caja alternativa #2. Elaborada por los autores.	121
<i>Figura 57.</i> Flujo de caja alternativa #2. Elaborada por los autores.	123
<i>Figura 58.</i> Producción/Demanda/Exportaciones Alt. 3. Elaborada por los autores.	125
<i>Figura 59.</i> Flujo de caja alternativa #3. Elaborada por los autores.	127
<i>Figura 60.</i> Flujo de Caja Libre - Alt. 3 con Impacto CO ₂ (\$).Elaborada por los autores.	129
<i>Figura 61.</i> Esquema conceptual del SSFV. Elaborada por los autores.	137
<i>Figura 62.</i> Cronograma de la Propuesta. Elaborada por los autores.	139

Resumen

El presente proyecto factible fue desarrollado con el fin de identificar la Fuente No Convencional de Energía Renovable (FNCER) de mayor pertinencia, eficiencia y eficacia, para suplir de manera parcial o total la demanda de energía eléctrica del Centro de Desarrollo de Cúcuta, de forma amigable con el medio ambiente, garantizando la auto-sostenibilidad económica y energética de sus instalaciones.

Para ello fue necesario determinar la demanda energética del Centro de Desarrollo de Cúcuta y analizar la oferta energética de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) a nivel departamental y local; fundamentos necesarios para luego seleccionar la alternativa de mejor pertinencia y adaptación a la necesidad energética, que para nuestro caso de investigación concluyo que la Fuente de Energía Renovable con mayor potencial para producción de energía eléctrica en Cúcuta y Norte de Santander es el Sol.

Evaluated el marco legal y demás normatividades vigentes se puede concluir que la ley 1715 de 2014 y la resolución CREG 030 de 2018, se regula y promueven el desarrollo sostenible mediante la integración de las Energías Renovables no convencionales, cumpliendo los requisitos exigidos.

En este proyecto se realiza la propuesta de un Sistema Solar Fotovoltaico (SSFV) de 3.4 kW, como solución sostenible para el Centro de Desarrollo de Cúcuta.

Palabras Claves: Necesidad Energética, FNCER, SSFV, ley 1715, CREG 030

Abstract

The present feasible project was developed in order to identify the Unconventional Source of Renewable Energy (FNCER) of greater relevance, efficiency and effectiveness, to partially or totally supply the electric power demand of the Cúcuta Development Center, in order friendly with the environment, guaranteeing the economic and energetic self-sustainability of its facilities.

To do this, it was necessary to determine the energy demand of the Cúcuta Development Center and analyze the energy supply of Non-Conventional Renewable Energy Sources (FNCER) at the departmental and local levels; necessary foundations to then select the alternative of better relevance and adaptation to the energy need, which for our research case concluded that the Source of Renewable Energy with the greatest potential for electricity production in Cúcuta and Norte de Santander is the Sun.

After evaluating the legal framework and other current regulations, it can be concluded that Law 1715 of 2014 and Resolution CREG 030 of 2018 regulates and promotes sustainable development by integrating non-conventional Renewable Energies, meeting the requirements.

In this project the proposal of a Solar Photovoltaic System (SSFV) of 3.4 kW is made, as a sustainable solution for the Development Center of Cúcuta.

Key Words: Energy Necessity, FNCER, SSFV, law 1715, CREG 030

Introducción

El presente documento fundamenta la propuesta desarrollada por el equipo de investigación, con base en la situación actual del Centro de Desarrollo Minuto de Dios de la ciudad de Cúcuta, para lo cual se evaluó la tendencia de consumo de energía eléctrica y el potencial de utilización de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable – (FNCER), como alternativa parcial o total en relación con el suministro de energía eléctrica.

Como primera medida se establecen como antecedentes tanto la descripción del problema como el marco de referencia y legal sobre la promoción y uso de las FNCER, con base en lo establecido por la Ley 1715 de 2014 y demás normas regulatorias, para posteriormente desarrollar el marco teórico sobre Sistemas Solares Fotovoltaicos – SSFV.

Una vez establecido el marco referencial se desarrolla la metodología aplicada, en cuanto a enfoque, diseño de la investigación, técnicas de recolección de data y análisis de la información.

Posteriormente, una vez reseñados los resultados o conclusiones del diagnóstico, se establecen alternativas que una vez evaluadas, determinan la propuesta viable o factible a diseñar.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones que el equipo de investigación formula con el fin de implementar un SSFV como alternativa de sostenibilidad energética para el Centro de Desarrollo de Cúcuta -Corporación Minuto de Dios.

1. El problema

El Centro de Desarrollo de Cúcuta Corporación Minuto de Dios, tiene instalaciones adecuadas para capacitación y promoción de actividades lúdicas y productivas que aportan al desarrollo integral de la comunidad, en aspectos como: ludoteca para niños de nivel de escolaridad primaria y secundaria, aula informática, aulas de clase, salones administrativos, taller de electricidad, laboratorio de biología/química, un amplio taller de panadería y amplias zonas verdes para descanso y/o recreación.

No obstante, y debido a una sería disminución de la demanda educativa, en la actualidad sus instalaciones se están utilizando sólo en 10%; sin embargo, los gastos que generan el consumo energético por la iluminación y demás equipos eléctricos indispensables para su sostenimiento se mantienen y aumentarán en la medida que los costos del servicio de energía así evolucionen. Respecto al tipo de usuario, se está facturando como cliente oficial; por tanto, se le aplica la tarifa plena o costo unitario de prestación del servicio – CU.

De acuerdo con lo anterior, con un consumo promedio de 872 kWh – mes y una tarifa de 516.99 \$/kWh (tarifa del mes de abril de 2018) el valor a pagar por concepto de energía sería de \$451.063 mensual y \$5.412.756 anual.

Tabla 1. Demanda promedio y Tarifa de la energía eléctrica, para cliente oficial

Consumo prom. (kWh - mes)	tarifa (\$/kWh) *	Vr total energía eléctrica (\$)	Vr total anual (\$)
872	516,99	451.063	5.412.756

Nota. Representa el consumo promedio de energía en kWh y tarifa oficial en pesos aplicada al Centro de Desarrollo de Cúcuta, apoyado en las tarifas de CENS abril 2018

Es de resaltar que bajo condiciones de baja demanda educativa no es, ni será posible para el Centro de Desarrollo pagar su cuenta por concepto del servicio público de energía eléctrica. Además, no se ha detectado iniciativa alguna que pudiere sostener el pago del servicio u otras que a través del uso de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable – FNCER, faciliten la sostenibilidad energética del Centro de Desarrollo de Cúcuta inclusive bajo la perspectiva de crecimiento de la demanda educativa y la recuperación de estos espacios.

Por otra parte, como los SSFV son modulares y de fácil ampliación, se espera que ante una prospectiva de reactivación de la demanda educativa y utilización plena de equipos e infraestructura se cuantifique la demanda máxima y se especifiquen las necesidades de ampliación sobre el SSFV que se haya implementado.

Por otra parte, en la a vigésima primera reunión de la Conferencia de las Partes (COP 21) de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC). En el marco de este encuentro, se espera llegar a un acuerdo internacional sobre cambio climático y su compromiso de reducir en un 20 % las emisiones de gases de efecto invernadero proyectadas a 2030 adoptando varios de los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) y de crecimiento verde, de tal forma que en todos los sectores se adopten prácticas bajas en carbono, como parte de las directrices del plan de desarrollo colombiano. En este orden de ideas la meta de Colombia es aumentar en 6,5% la participación de energías en fuentes no convencionales.

De acuerdo con todo lo anterior, existe una gran oportunidad para que en el Centro de Desarrollo de Cúcuta implemente una tecnología que permita generar su propia energía eléctrica limpia a bajo costo y que con el montaje de dicha nueva tecnología se garantice su sostenibilidad y se inicien cambios culturales en cuanto al cuidado y conservación del planeta Tierra.

Justificación del proyecto

El presente proyecto factible tiene como finalidad identificar la Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) que permita atender la demanda de energía eléctrica como alternativa sostenible, de mejor pertinencia, eficiencia y eficacia para el Centro de Desarrollo de Cúcuta.

La realización de este proyecto se basa en la necesidad de suplir una proporción importante de la demanda energética de manera que se reduzcan los costos de operación y con el propósito de garantizar la auto-sostenibilidad económica y energética de este Centro de Desarrollo de Cúcuta, que actualmente no tiene la capacidad económica para el sostenimiento de sus instalaciones.

La Corporación Minuto de Dios tiene en funcionamiento su Centro de Desarrollo en la capital de Norte de Santander como un aporte para la educación, para el trabajo y el desarrollo humano; beneficiando a la población del barrio el Rodeo y demás comunidades vulnerables a sus alrededores. Así mismo, la Corporación como parte de su gestión social y compromiso con el medio ambiente promueve la utilización de energías limpias y amigables.

El lugar, posee una infraestructura envidiable, donde se han ofrecido programas para la promoción, prevención y participación comunitaria, además de procesos de formación y capacitación para la productividad, implementando formaciones en gastronomía y panadería, procesamiento de alimentos; sus instalaciones están adecuadas para prestar otros servicios como ludoteca para niños, una moderna aula de sistema, más de 10 aulas de clase, bloque administrativos, taller de electricidad, laboratorio de biología/química, amplias zonas verdes y de recreación.



Figura 1. Centro de Desarrollo Minuto de Dios Cúcuta. Tomado de “Imágenes ©2018 DigitalGlobe, Datos del mapa ©2018 Google, vista satélite”

La idea con este proyecto es agregarle valor económico y social a las instalaciones mediante la implementación de un sistema que utilice las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) como alternativa de sostenibilidad energética, y este a sus vez forme parte de un centro de estudios de monitoreo e investigación, que facilite la formación a su comunidad en energías renovables, así como proyección e implementación de nuevos proyectos de energía con (FNCER), según los estudios y resultados que del monitoreo e investigación se desarrollen en el Centro de Desarrollo de Cúcuta - Corporación Minuto de Dios. Finalmente, en la evaluación del proyecto se incluirá el impacto económico por el daño causado por una tonelada de emisiones de CO₂, a menudo considerado como el costo social del carbono.

El costo social del carbono no es de 37 dólares, como se había estimado anteriormente, sino de 220 dólares", resalta la coautora del estudio Frances Moore, del Programa Interdisciplinario

Emmett en Medio Ambiente y Recursos de la Escuela de Ciencias de la Tierra de Stanford que basándose en estos resultados, los países pueden querer aumentar sus esfuerzos por disminuir los gases de efecto invernadero. *(El estudio publicado en 2015 en la edición digital de Nature Climate Change).*

Para el cálculo de dicho impacto positivo, se cuantifican las toneladas de CO₂ no emitidas y se multiplican por el costo social del carbono (220 UDS x 2.863 \$/USD). *“Precio del dólar el jueves 24 de mayo 2018 – \$2.863/UDS. Banco de la República”*. Las toneladas no emitidas se determinan multiplicando la generación anual del Sistema Solar Fotovoltaico (SSFV) durante 25 años (considerando un factor deterioro de 0,94) por el Factor de Emisión de CO₂ del SIN de 0,367 Kg de CO₂ por kWh para proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio – MDL. *“Factores de emisión del Sistema Interconectado Nacional (SIM), UPME 2017”*

Objetivos

Objetivo General

Proponer un sistema de energía que utilizando una Fuente No Convencional de Energía Renovable – (FNCER), garantice la sostenibilidad económica y energética del Centro de Desarrollo.

Objetivos Específicos

Determinar la demanda energética actual del Centro de Desarrollo de Cúcuta -Corporación Minuto de Dios.

Analizar la oferta energética de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) a nivel departamental.

Identificar y formular alternativas de producción de energía que puedan dar solución a la necesidad energética del Centro de Desarrollo de Cúcuta - Corporación Minuto de Dios.

Evaluar las potenciales alternativas energéticas y así identificar aquella de mayor pertinencia, eficiencia y eficacia, adaptable para su implementación en el Centro de Desarrollo de Cúcuta.

2. Marco referencial

El presente marco de referencia contiene tres fragmentos muy importantes, el primero nos guía hacia el contexto general del desarrollo sostenible inmerso en la utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía -FNCE y su impacto a nivel global-nacional; en el segundo segmento se evalúa el contexto regional en donde se analiza en detalle todas las fuentes no convencionales de energía renovables, que se pueden llegar a implementar en el departamento de Norte de Santander según los estudios realizados en el 2017, en el plan de energización rural sostenible PERS, según convenio administrativo realizado por El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas – IPSE, la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME y El Ministerio de Relaciones Exteriores suscribieron con la Universidad Francisco de Paula Santander – UFPS; en el último fragmento se desglosa el marco teórico de esta investigación, fundamentando las teorías de la academia soportadas en el libro de Instalaciones Solares Fotovoltaicas, Agustín Castejón, German Santamaria. Universidad Politécnica Valencia. ISBN 978-84-9771-655X publicado en el año 2010, el cual es un instrumento valioso para resolver inquietudes, así como para realizar estudios y diseños eléctricos, que se requieran para implementar una propuesta de un Sistema Solar Fotovoltaico.

2.1. Contexto General

Entendiendo por Desarrollo Sostenible como aquel que conduce al crecimiento económico y que permite elevar la calidad de vida y el bienestar social general; sin agotar la base de recursos naturales renovables en que se sustenta ni deteriorar el ambiente, y considerando las políticas que a través de la Ley 1715 de 2014 ha establecido el gobierno de Colombia, a continuación, se presenta una reseña que permitirá dar contexto al trabajo desarrollado.

La ley antes señalada tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), 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.

Con la ocurrencia del cambio climático políticas energéticas de penetración de tecnologías de energía bajas en carbono como las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable -FNCE han sido definidas como estrategias de los países para mitigar el calentamiento global, como lo muestra el acuerdo al que llegaron 186 países en la cumbre mundial de cambio climático COP21 en París en 2012. Los Estados miembros de la Organización de Naciones Unidas (ONU) en septiembre de 2015 aprobaron la agenda 2030 para el desarrollo sostenible, la cual incluye 17 objetivos de desarrollo sostenible (ODS) para poner fin a la pobreza, luchar contra la desigualdad, y hacer frente al cambio climático. (Cumbre de París contra el cambio climático COP21, 2015).

Colombia es el país con mayor diversidad por km² pero también es altamente vulnerable al cambio climático. En este sentido, el compromiso ratificado por Colombia en el COP21 de 2015, correspondió a reducir en un 20 % las emisiones de gases de efecto invernadero proyectadas a 2030 adoptando varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y de crecimiento verde, de tal forma que los sectores productivos adopten prácticas bajas en carbono, como parte de las directrices del plan de desarrollo colombiano. En este orden de ideas la meta de Colombia es aumentar en 6,5% la participación de energías en fuentes no convencionales. Las fuentes de energía no convencionales y los modelos de transporte más limpios como el eléctrico contribuyen a alcanzar la meta de disminución de emisiones de Gases Efecto Invernadero. (Cumbre de París contra el cambio climático COP21, 2015).

Como primera medida, es necesario señalar que las fuentes de energía son los recursos existentes en la naturaleza de los que la humanidad puede obtener energía utilizable en sus actividades y son clasificadas de acuerdo con su origen en renovables y no renovables según sean recursos ilimitados o limitados.

Así tenemos como fuentes de energía:

- Viento
- Agua
- Sol
- Materia (átomo)
- Combustibles fósiles
- Biomasa
- Geotérmica

Por su parte, energía renovable es la energía obtenida de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales y su impacto ambiental es nulo en la emisión de gases de efecto invernadero como el CO₂. Actualmente las fuentes de energías renovables representan el 10,1% de consumo mundial, (BP Statistical Review of World Energy 2017).

Entre los diferentes tipos de energías renovables (fuentes de energía no convencionales) encontramos los siguientes:

- Energía hidráulica
- Energía eólica
- Energía solar
- Energía geotérmica
- Energía mareomotriz
- Energía de la biomasa

En el caso de Colombia, la energía hidroeléctrica tiene una capacidad instalada de 10,943 MW que representa el 66% de la capacidad de generación nacional (16,595 MW) y participa hasta en un 80% en la producción total de energía eléctrica del país. Esta situación indica alta vulnerabilidad del sistema eléctrico colombiano ante la ocurrencia de fenómenos como El Niño y en dichas circunstancias se prevé el aumento de las tarifas de la energía eléctrica producida por las fuentes convencionales; por tanto, determina una oportunidad para la explotación de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable -FNCER. (Matriz Energética XM, 2017).

La radiación solar tiene importancia capital considerando que otras formas de energía renovable, como el viento, las olas o la biomasa no son más que manifestaciones indirectas de ésta. La radiación solar interceptada por la Tierra constituye la principal fuente de energía renovable a nuestro alcance. Por otra parte, las fuentes de energía no renovables (fuentes de energía convencionales) son aquellas que se encuentran de forma limitada en el planeta y cuya velocidad de consumo es mayor que la de su regeneración.

Las principales fuentes de la energía eléctrica son los combustibles fósiles, como el carbón vegetal y los hidrocarburos (petróleo y gas), y otros minerales, como el uranio que se utiliza en la producción de energía nuclear. Actualmente las fuentes de energías no renovables representan el 89,9% de consumo mundial. (BP Statistical Review of World Energy, 2017).

2.2. Contexto Regional

El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas – IPSE, la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME y El Ministerio de Relaciones Exteriores suscribieron con la Universidad Francisco de Paula Santander – UFPS convenio interadministrativo con el objeto de desarrollar el Plan de Energización Rural Sostenible del Norte de Santander – PERS NS, y definir la estrategia que determine la diversificación de la canasta energética regional, reduzca los obstáculos para la penetración de

otras fuentes de energía, propenda por la disminución de las emisiones de gases efecto invernadero y busque el desarrollo sostenible de los sectores energético y productivo del departamento. (PERS NS, Plan de Energización Rural Sostenible para Norte de Santander. Universidad Francisco de Paula Santander. Documento Oferta Energética, 2017).

El PERS NS fue estructurado a partir de una caracterización socioeconómica y energética regional incluyendo aspectos relevantes en relación con la productividad potencial que la energización rural permitirá desarrollar. La propuesta de diversificación energética del PERS tomo como base los resultados de los estudios de los grupos de investigación oferta solar, eólica, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, biomasa y la prospectiva de expansión de la red eléctrica desde el enfoque del plan de expansión e inversiones del operador de red – OR Centrales Eléctricas del Norte de Santander – CENS. (PERS NS, Plan de Energización Rural Sostenible para Norte de Santander. Universidad Francisco de Paula Santander. Documento Oferta Energética, 2017).

Respecto a la oferta de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) , el PERS concluyó **En relación con la oferta hídrica:**

- Norte de Santander es un departamento con un importante potencial de oferta hídrica y capacidad considerable para producir proyectos de índole hidráulica, desde el punto de vista general y preliminar.

- De acuerdo con el mapa del Índice de Potencial Hídrico, las áreas del departamento con mayor potencial son los municipios de Chitagá, Toledo, Cucutilla, Arboledas y Salazar.

Sin embargo, es necesario profundizar en los estudios y consolidar la recolección de información para la toma de decisiones certeras. Por tanto, en el corto y mediano plazo la oferta a través de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos no es viable.

Respecto a la oferta eólica:

- Hasta la fecha no se ha identificado potencial eólico en el departamento Norte de Santander debido a que no existen los registros históricos suficientes y continuos de dirección y velocidad del viento que garanticen una evaluación formal sobre el potencial eólico de las regiones y así abordar el estudio y formulación de un proyecto de este tipo.

En relación con la oferta de biomasa:

- Se identificó potencial energético en la biomasa producida por las actividades agropecuarias; sin embargo, el desconocimiento en cuanto a cantidades, prácticas de manejo de subproductos y utilización de los mismos en actividades diferentes no permite abordar el estudio y formulación de un proyecto de este tipo.

Sobre la oferta solar:

- En el departamento Norte de Santander se observa un promedio de insolación de 4.857 kWh/m²/día, siendo este superior al promedio de insolación nacional y mundial.

- Los municipios con una insolación promedio superior a la media del departamento son: Tibú, El Zulia, La Playa, Ábrego, Cúcuta, San Cayetano, Puerto Santander, Cáchira, Santiago, Convención, El Tarra, La Esperanza, Villa del Rosario, Ocaña, Teorama, Los Patios y Hacarí;

por lo tanto, son los de mayor potencial para la implementación de sistemas de energía solar fotovoltaica.

En conclusión, la única Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) con potencial para producción de energía eléctrica es el Sol.

De acuerdo con lo anterior, la propuesta a desarrollar será la implementación de un Sistema Solar Fotovoltaico – SSFV, que garantice suministro de energía a precios inferiores a la suministrada por CENS, reducción de costos de operación y cero impactos sobre el medio ambiente.

En el Municipio de Cúcuta se han implementado Sistema Solar Fotovoltaico – SSFV en:

Edificio Subgerencia Distribución y Subestaciones y Líneas Centrales Eléctricas del Norte de Santander (Octubre 2017) Sede Sevilla; Supermercado Merkgusto Avenida Cero (Agosto 2016). Edificio Agrobancario calle 10 avenida 5-6 Centro (2017).



Figura 2. Proyecto de SSFV implementados en el Municipio de Cúcuta. Tomadas por los autores.

2.3. Marco Teórico

Los fundamentos académicos relacionados en el presente marco teórico fueron copiados a pie de letra del libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas de los autores Agustín Castejón y German Santamaria, Universidad Politécnica Valencia. ISBN 978-84-9771-655X, publicado en el año 2010 y el cual referenciaremos a continuación como (Castejón y Santamaria, 2010).

2.3.1. Energía solar.

La energía solar es una forma de energía renovable resultante de la radiación emitida en forma de luz y calor producida por el Sol. El término “energía renovable” enmarca a aquellas fuentes de energía que teóricamente no se agotarían con el transcurrir del tiempo, por lo cual la energía solar se convierte en una fuente virtual inagotable, y una alternativa para la generación de energía eléctrica que plantearemos en el presente proyecto. (Castejón y Santamaria, 2010).

2.3.1.1. Aplicaciones de la energía solar.

Las aplicaciones de la energía solar son variadas, se menciona algunas de las más relevantes y su descripción:

- Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Esta aplicación utiliza la energía solar para producir energía eléctrica de tal forma que sea compatible con la red eléctrica que llega normalmente a los hogares interconectados a la red eléctrica y reducir el consumo energético. Para nuestro caso de estudio nos enfocaremos en este tipo de aplicación, con la cual queremos lograr la sostenibilidad energética del Centro de Desarrollo.

- Sistemas fotovoltaicos aislados

Los sistemas fotovoltaicos aislados, son también llamados sistemas fotovoltaicos autónomos. Estos se encargan principalmente de energizar hogares a los cuales no es técnicamente viable llevar la red eléctrica y por ende no están conectados a ninguna red eléctrica. En algunos casos son utilizados para fines específicos.

- Calentadores de agua

En esta aplicación, la energía solar es usada con el propósito de brindar calor a una masa de agua a través de unos tubos colectores de calor. Estos se encargan de elevar la temperatura de agua en un contenedor.

- Iluminación de exteriores e interiores

La energía solar se convierte en energía eléctrica mediante dispositivos electrónicos. Luego, esta energía es transformada en luz, la cual es usada para iluminación en interiores y exteriores.

- Centrales térmicas

En esta aplicación la luz del Sol es redirigida hacia un punto en específico a través de un gran arreglo de espejos. Este punto alcanza altas temperaturas de manera tal que al hacer transportar algún líquido, este se evapore y alimente a los generadores de energía eléctrica.

- Alimentación de dispositivos electrónicos (Smartphone, Computadores, etc.)

Se trata del uso de la energía solar con paneles solares para generar electricidad que alimenta a dispositivos electrónicos, en esta aplicación se encuentran cargadores de celulares, centrales de comunicación, alimentación de motobombas, etc.

2.3.2. Energía solar fotovoltaica.

La energía solar fotovoltaica es la energía procedente del Sol que se convierte en energía eléctrica de forma directa, sin ninguna conversión intermedia. Se produce mediante **generadores fotovoltaicos** compuestos por módulos fotovoltaicos conectados entre sí que su vez están compuestos por unidades básicas denominadas células solares o fotovoltaicas. (Castejón y Santamaria, 2010).

El conjunto de módulos fotovoltaicos que componen un generador forma una superficie plana que tiene que ser expuesta a la luz del Sol para producir energía eléctrica. La inclinación y la orientación adecuadas de dicha superficie son fundamentales para conseguir una conversión eficiente de energía solar en energía eléctrica. (Castejón y Santamaria, 2010).

2.3.2.1 Radiación solar.

El Sol genera energía mediante reacciones nucleares de fusión que se producen en su núcleo. Esta energía recibe el nombre de **radiación solar**, se transmite en forma de radiación electromagnética y alcanza la atmosfera terrestre en forma de conjunto de radiaciones o espectro electromagnético con longitudes de onda que van de 0,15 μm a 4 μm aproximadamente (Figura 3). La parte del espectro que va de 0,40 μm a 0,78 μm , forma el espectro visible que denominamos comúnmente luz. El resto del espectro, que no es visible, lo forman las radiaciones con longitudes de onda inferiores a 0,4 μm , denominadas radiaciones ultravioletas (UV) y con

longitudes superiores a 0,75 μm denominadas radiaciones infrarrojas (IR). (Castejón y Santamaria, 2010).

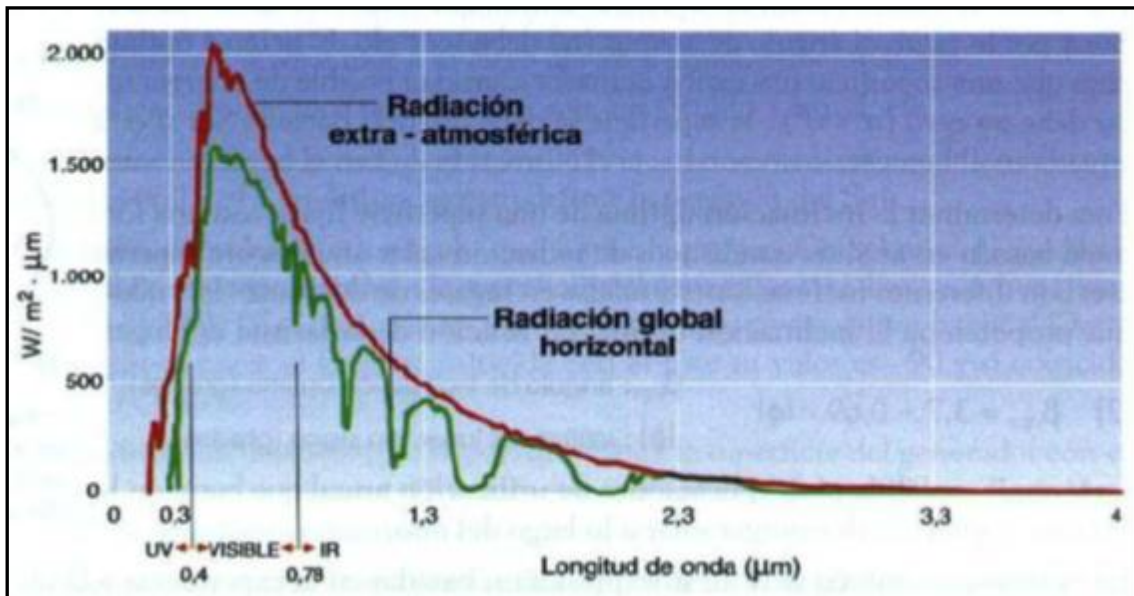


Figura 3. Espectro electromagnético de la radiación solar extra-atmosférica y en la superficie terrestre. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 14.

2.3.2.2. Efectos de la atmosfera sobre la radiación.

La radiación solar atraviesa la atmosfera antes de llegar a la superficie terrestre y se altera por el aire, la suciedad, el vapor de agua, los aerosoles en suspensión, y otros elementos de la atmosfera. Estas alteraciones son de diferentes tipos según la propiedad óptica que se coloca de manifiesto:

- Reflexión: nubes
- Absorción: ozono, oxígeno, dióxido de carbono, vapor de agua. Solo actúa sobre algunas longitudes de onda de la radiación

- Difusión: polvo, aerosoles, gotas de agua

Estos efectos varían dependiendo de la cantidad de atmosfera que la radiación solar ha de atravesar. Para especificar esta distancia se utiliza el concepto de **masa de aire** (AM) que es el espesor de la atmosfera terrestre que recorre la radiación solar directa expresado como múltiplo del camino que recorrería en una dirección perpendicular a la superficie terrestre. (Castejón y Santamaria, 2010).

Cuando el Sol está en su posición más alta, en un día sin nubes (Figura 4), la masa de aire (AM) atravesada es mínima y vale 1 a nivel del mar. Se indica como AM 1. El valor AM 0 se utiliza para especificar las condiciones sobre una superficie normal al Sol fuera de la atmosfera terrestre. (Castejón y Santamaria, 2010).

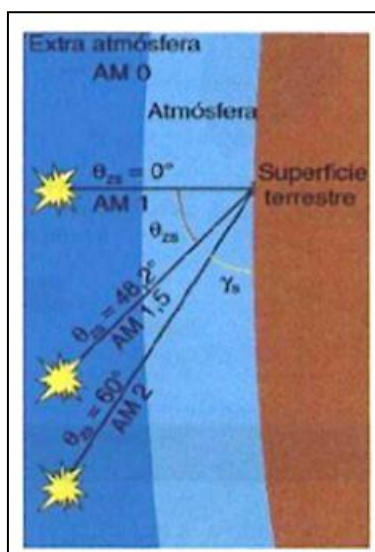


Figura 3. Masa de aire (AM) para diferentes ángulos cenitales. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 14.

2.3.2.3. *Irradiancia e irradiación.*

Para cuantificar a radiación solar se utilizan dos magnitudes que corresponde a la potencia y a la energía de la radiación que llegan a una unidad de superficie, se denominan irradiancia e irradiación y sus definiciones y unidades son las siguientes:

- **Irradiancia:** potencia o radiación incidente por unidad de superficie. Indica la intensidad de la radiación solar. Se mide en vatios por metro cuadrado (W/m^2).

- **Irradiación:** integración o suma de las irradiancias en un periodo de tiempo determinado. Es la cantidad de energía solar recibida durante un periodo de tiempo. Se mide en julios por metro cuadrado por un periodo de tiempo (j/m^2 por hora, día, semana, mes, año, etc., según el caso).

En la práctica, dada la relación con la generación de energía eléctrica, se utiliza como unidad el $\text{W}\cdot\text{h}/\text{m}^2$ y sus múltiplos más habituales $\text{KW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$ y $\text{MW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$. (Castejón y Santamaria, 2010).

2.3.2.4. *Paneles o Módulos fotovoltaicos.*

Una célula solar típica con una superficie de 100 cm^2 produce $1,5\text{ W}$ aproximadamente, con una tensión de $0,5\text{ V}$ y una corriente de 3 A . Estos valores de tensión y corriente no son adecuados para casi ninguna aplicación y es necesario agrupar varias células para conseguir niveles de tensión y corrientes útiles. (Castejón y Santamaria, 2010).

La mayoría de los módulos fotovoltaicos tienen entre 36 y 96 células conectadas en serie. En algunos casos pueden incluir la conexión en paralelo de grupos de células conectadas en serie. Además, hay que proporcionar al conjunto de células una protección frente a los agentes

atmosféricos, un aislamiento eléctrico adecuado y una consistencia mecánica que permita su manipulación práctica. Al conjunto de células solares agrupadas en las condiciones descritas se le denomina panel o módulo fotovoltaico. (Castejón y Santamaria, 2010).

2.2.2.5. Células solares.

El conexionado de las células de un módulo fotovoltaico se realiza con cintas metálicas soldadas o incrustadas sobre la rejilla de conexión eléctrica de la cara frontal de cada célula. La interconexión entre células (Figura 5) se realiza uniando las cintas de la cara frontal (negativo) de una célula con la cara posterior (positivo) de la célula siguiente. (Castejón y Santamaria, 2010).

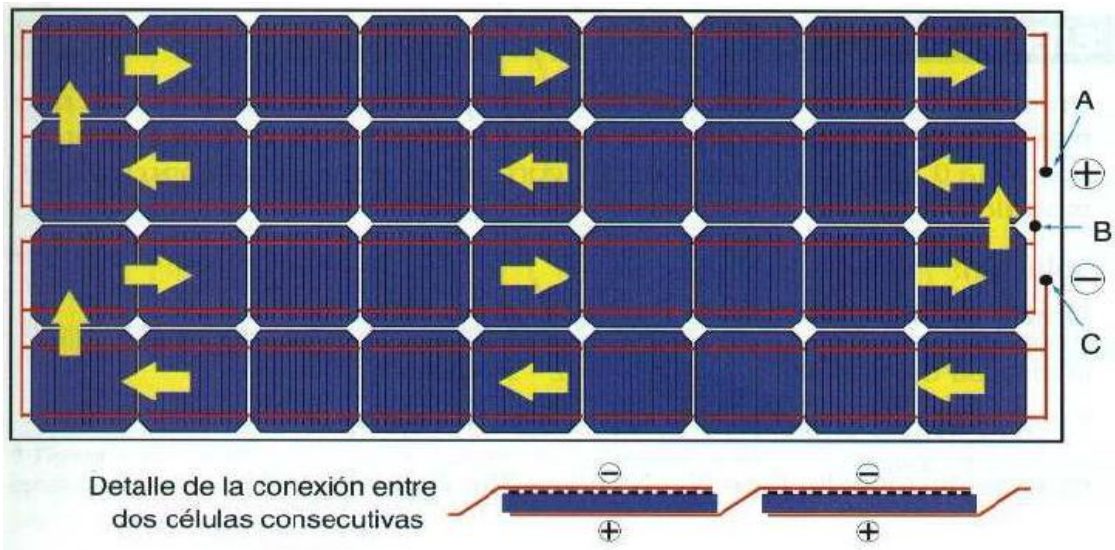


Figura 4. Conexionado de las células de un módulo fotovoltaico de silicio monocristalino. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 29.

- **Indica el sentido de circulación de la corriente.**

La figura anterior muestra el conexionado de un módulo de 36 células conectadas en serie. El principio y final de la cadena de células en serie finaliza en los puntos A y C que representan los terminales positivos y negativo de la caja de conexiones situada en la parte posterior del módulo. El punto B representa al terminal que permite la conexión de los diodos de paso; el esquema eléctrico resultante se puede ver en la Figura 6. (Castejón y Santamaria, 2010).

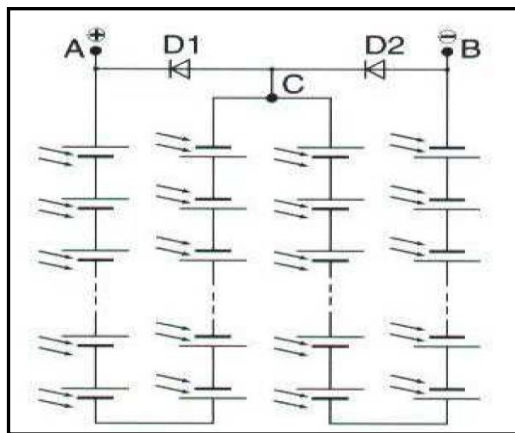


Figura 5. Esquema eléctrico de un módulo fotovoltaico con sus células en serie. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 29.

Todo lo anterior nos lleva a establecer que las **características de corriente vs tensión (i-u) y potencia vs tensión (p-u)** de un módulo son proporcionales a las de sus células solares y las conclusiones obtenidas para una célula solar son válidas también **para un módulo:**

- **El punto de trabajo** en la característica **corriente vs tensión i-u** del módulo lo fijan la resistencia **R** de la carga conectada y la corriente **Im** aportada por el módulo que depende de la radiación solar. La tensión **Um** proporcionada por el módulo se obtiene aplicando la ley de Ohm: **Um= Im·R.**

Hay un punto en la característica **i-u**, de valores **Umpp** e **Impp**, en el que la potencia entregada por el módulo es máxima.

Se cumple que: $P_{max} = U_{mpp} \cdot I_{mpp}$. Este producto es la **potencia máxima** que el módulo es capaz de suministrar a un receptor.

- **La intensidad de la corriente** que proporciona un módulo fotovoltaico es proporcional a la Irradiancia de la radiación solar, aunque se cortocircuite no puede sobrepasar el valor de la de cortocircuito **ISC**.

- Los **efectos de la temperatura** en las características del módulo son similares a los de una célula:

- La tensión de circuito abierto disminuye al aumentar la temperatura
- La intensidad de cortocircuito aumenta al aumentar la temperatura
- La potencia del módulo disminuye al aumentar la temperatura

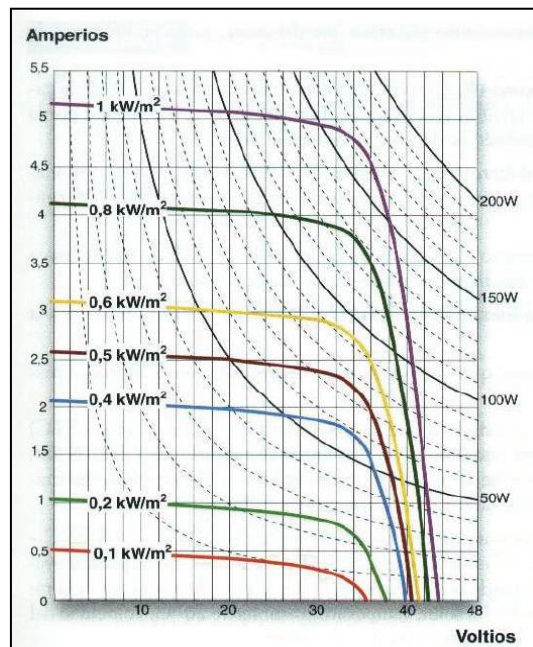


Figura 6. Características i-u en función de la irradiancia en condiciones AM 1,5 y 25 °C de temperatura ambiente. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 31.

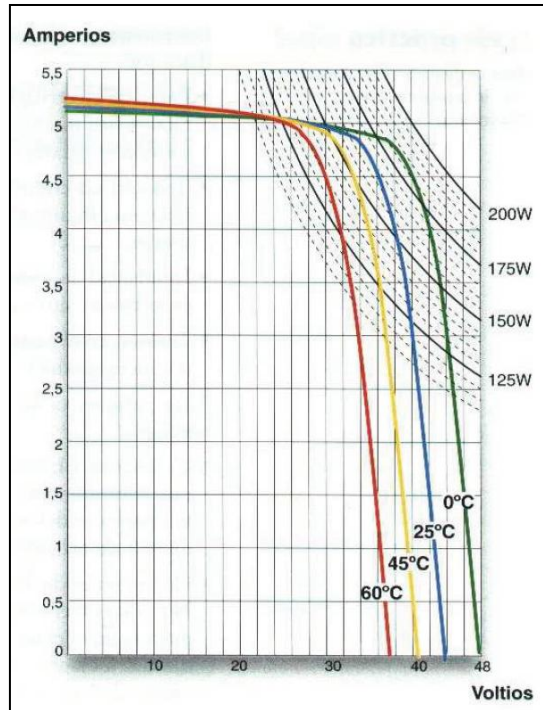


Figura 7. Características i-u con irradiancia de 1000 W/m² en condiciones AM 1,5 para diferentes temperaturas de las células. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 31.

Las figuras 5 y 6 muestran las características de un módulo fotovoltaico publicadas por el fabricante. La figura 5 es la característica **i-u** en función de la irradiancia de un módulo fotovoltaico donde cada curva representa a la relación entre tensión e intensidad para valores de irradiancia que van de 1 KW/m² hasta 0,1 KW/m². Por su parte en la figura 6 se representa la característica i-u para una irradiancia de 1000 W/m² y la variación de la potencia con el aumento de la temperatura. (Castejón y Santamaria, 2010).

2.3.2.5.1. Tipos de células solares.

En el mercado existe una gran variedad de células solares entre las que se destacan las siguientes por su eficiencia y características físicas /económicas:

Tabla 2. Tipos de células solares

Tipo de célula	Eficiencia	Características
<i>Silicio monocristalino</i>	15...18%	Estructura cristalina uniforme. Se fabrica en lingotes cilíndricos de gran pureza que se cortan en obleas. Se gasta mucha energía en su construcción. Es el primer material en utilizarse industrialmente.
<i>Silicio policristalino</i>	12...14%	Estructura cristalina no uniforme. Se fabrica en moldes rectangulares. Menor coste que el silicio monocristalino.
<i>Silicio amorfo</i>	6...9%	Estructura no cristalina. Su potencia de degrada con el tiempo de utilización. Se puede depositar como una capa muy fina en muchos tipos de soportes, incluso flexibles. Bajo costo de fabricación.

Nota. Representa células solares. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 27.

2.3.2.6. Conexión de módulos fotovoltaicos.

La intensidad y la tensión de un módulo fotovoltaico no siempre satisfacen los requisitos de tensión e intensidad de un sistema. Es necesario agrupar varios módulos para conseguir valores adecuados, teniendo en cuenta que conectando módulos en serie se aumenta la tensión del sistema y conectando módulos en paralelo se aumenta la intensidad del sistema. Se denomina generador fotovoltaico al conjunto de todos los módulos de un sistema.

Siempre que se agrupan módulos fotovoltaicos se debe cumplir la condición de que sean iguales. Esta igualdad implica que tengan las mismas características y que además sean del mismo fabricante. (Castejón y Santamaria, 2010).

Se pueden realizar tres tipos de conexión en función de las necesidades:

- Conexión serie: para elevar la tensión del generador
- Conexión paralela: para elevar la intensidad del generador
- Conexión serie/paralelo: para elevar la tensión y la intensidad del generador

2.3.2.6.1. Conexión de módulos en serie.

La **intensidad** del generador es igual a la de un módulo y la **tensión** del generador es la **tensión de** un módulo por el número de módulos en serie.

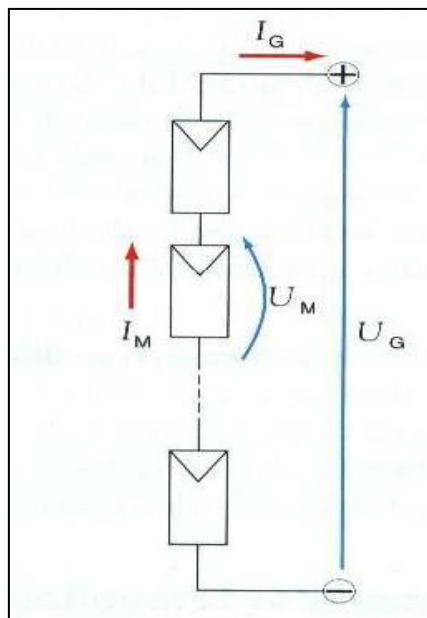


Figura 8. Conexión de N_s módulos en serie. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 36.

- [18] $I_G = I_M$ I_G : intensidad del generador (A)
 I_M : intensidad de un módulo (A)
 N_s : número de módulos conectados en serie

[19] $U_G = N_s \cdot U_M$ U_G : tensión del generador (v)
 U_M : tensión de un módulo (v)

2.3.2.6.2. *Conexión de módulos en paralelo.*

La **tensión** del generador es igual a la de un módulo y la intensidad del generador es la **intensidad** de un módulo por el número de módulos en paralelo.

IG: intensidad del generador (A)
 [20] $I_G = N_p \cdot I_M$ I_M : intensidad de un módulo (A)
 N_p : número de módulos conectados en paralelo

[21] $U_G = U_M$ U_G : tensión del generador (v)
 U_M : tensión de un módulo (v)

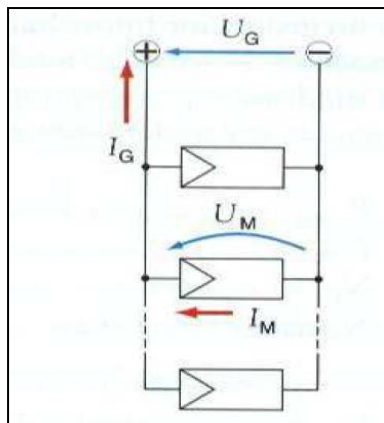


Figura 9. Conexión de N_p módulos en paralelo. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 37.

2.3.2.6.3. Conexión de módulos en serie/paralelo.

La tensión del generador es la tensión de un módulo por el número de módulos en serie y la intensidad del generador es la intensidad de un módulo por el número de ramas en paralelo. Cada grupo de módulos conectados en serie se denomina rama o cadena. (Castejón y Santamaria, 2010).

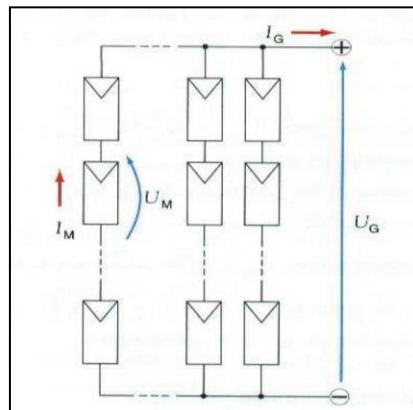


Figura 10. Conexión de N_s módulos en serie y N_p ramas en paralelo. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 37.

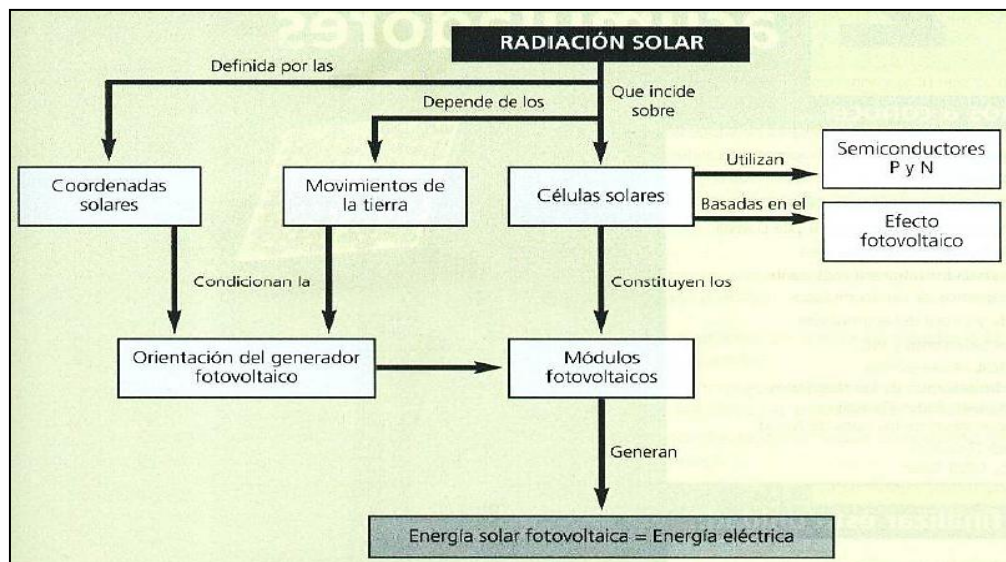


Figura 11. Diagrama de flujo óptimo para obtener energía eléctrica de radiación solar. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 45.

2.3.2.7. Acumulador o batería recargable.

Debido a que las células fotovoltaicas generan electricidad en horas de sol, el mayor problema con el que nos encontramos es **almacenar** la energía eléctrica para usarla en horas nocturnas o en momentos del día de baja insolación, de ahí la importancia del acumulador que se carga con la electricidad procedente de los módulos de energía solar, almacena la energía eléctrica, se descarga y debido a su reversibilidad se puede volver a cargar. Estos acumuladores son indispensables para sistemas aislados de la red eléctrica. (Castejón y Santamaria, 2010).

2.3.2.8. Reguladores.

Como sabemos para que un sistema fotovoltaico autónomo pueda proporcionar energía eléctrica en cualquier momento a su circuito de utilización, necesita un sistema de acumulación que almacene la energía eléctrica sobrante, producida durante el día, para devolverla en las horas de baja o nula radiación solar. (Castejón y Santamaria, 2010).

La batería de acumuladores cumple esta misión y se va a cargar y descargar periódicamente, recibiendo energía eléctrica del generador fotovoltaico durante el día y devolviéndola al circuito de utilización durante la noche o en las horas de baja radiación solar. El control, de este proceso de carga y descarga lo realiza un dispositivo denominado **regulador de carga** o simplemente **regulador**. Este dispositivo, a pesar de su sencillez y su bajo coste comparado con el coste total del sistema, es fundamental para proteger la vida útil de la batería y mejorar el funcionamiento del sistema fotovoltaico. (Castejón y Santamaria, 2010).

2.3.2.8.1. Funciones del regulador.

Las principales funciones de un regulador de carga en un sistema fotovoltaico son:

- Proteger a la batería de acumuladores contra la sobredescarga o descarga profunda
- Proteger a la batería de acumuladores contra la sobredescarga, limitando la tensión de fin de carga
- Evitar la descarga nocturna de la batería de acumuladores sobre el generador fotovoltaico

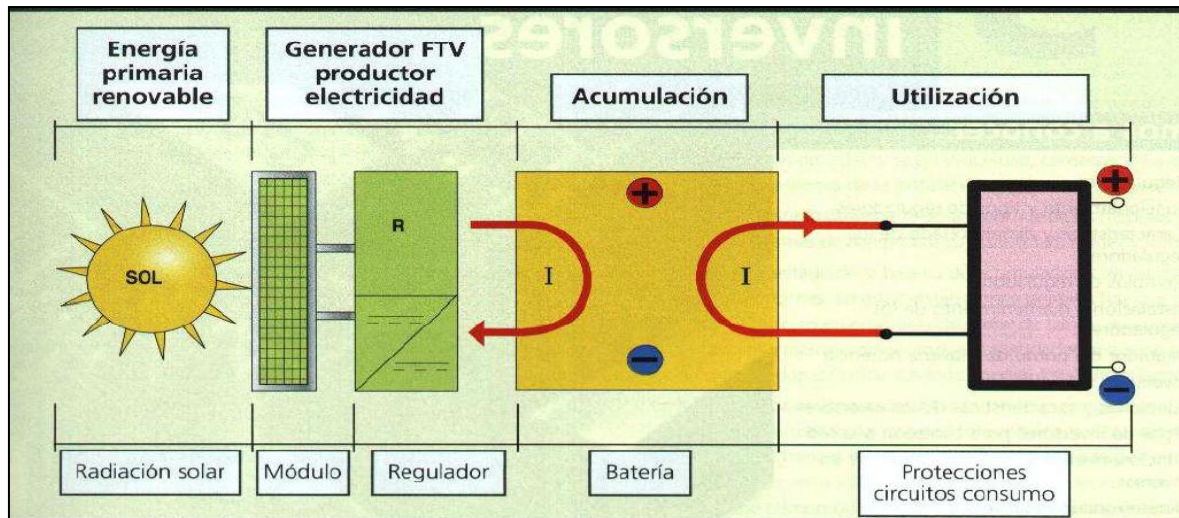


Figura 12. Diagrama de bloques funcional para un sistema fotovoltaico aislado en corriente continua. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 91.

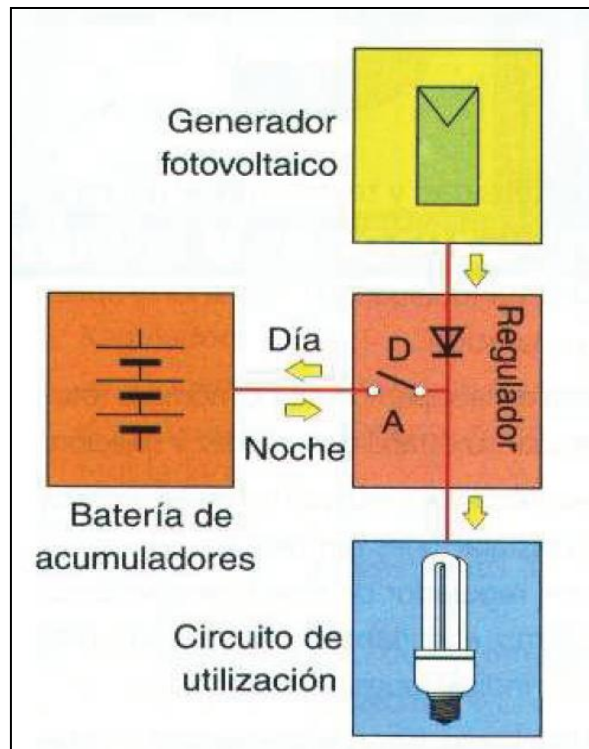


Figura 13. Sistema fotovoltaico autónomo básico. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 94.

2.3.2.9. INVERSORES FOTOVOLTAICOS.

Un inversor es un dispositivo capaz de **convertir la corriente continua** producida por el generador fotovoltaico en **corriente alterna**, con parámetros adecuados de tensión y frecuencia, para conectar los dispositivos eléctricos de uso cotidiano, garantizando su vez la conexión directa a la red de distribución. (Castejón y Santamaria, 2010).

Según el destino que se vaya a dar a la corriente alterna producida, los inversores pueden ser de dos tipos:

- Inversores para sistemas fotovoltaicos autónomos

- Inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red

2.3.2.9.1. Los inversores para sistemas fotovoltaicos autónomos.

Pueden ir conectados a la salida de del regulador de carga (figura 12 y 13) o en bornes del acumulador. En este último caso tienen que tolerar el rango de variación de la tensión de entrada proporcionado por la batería de acumuladores. La mayoría son inversores con salida monofásica de baja potencia (inferiores a 1,5 KW). Pueden tener funciones de regulación de carga de la batería. También, aunque no es necesario, cada vez es más frecuente que disponga de seguidor de máxima potencia – MPP. (Castejón y Santamaria, 2010).

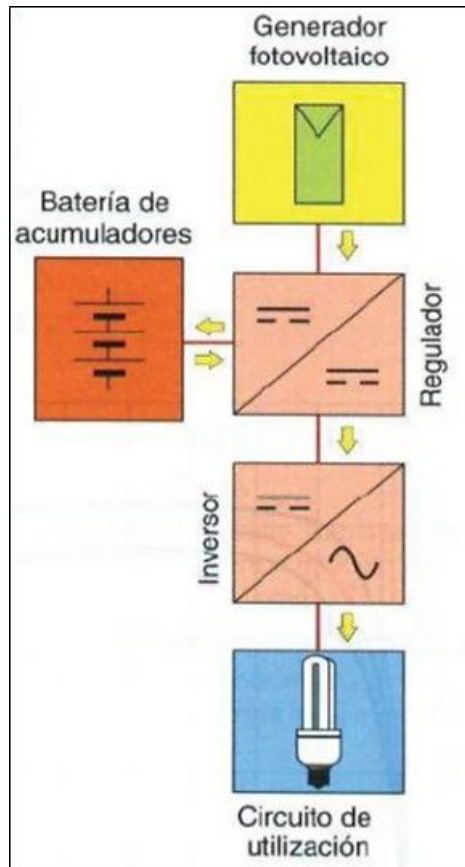


Figura 14. Diagrama de Bloques de un sistema fotovoltaico autónomo. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 107.

2.3.2.9.2. Los inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Van conectados directamente al generador fotovoltaico (figura 14) y tiene que soportar el rango de variación de la tensión proporcionada por dicho generador en todas las condiciones de trabajo. Son inversores con salida monofásica o trifásica con potencia que van desde 1KW hasta las centenas de KW. Es necesario que disponga de seguidor MPP. Al ir conectados a la red eléctrica utilizan como referencia de control la corriente alterna de la red. (Castejón y Santamaria, 2010).

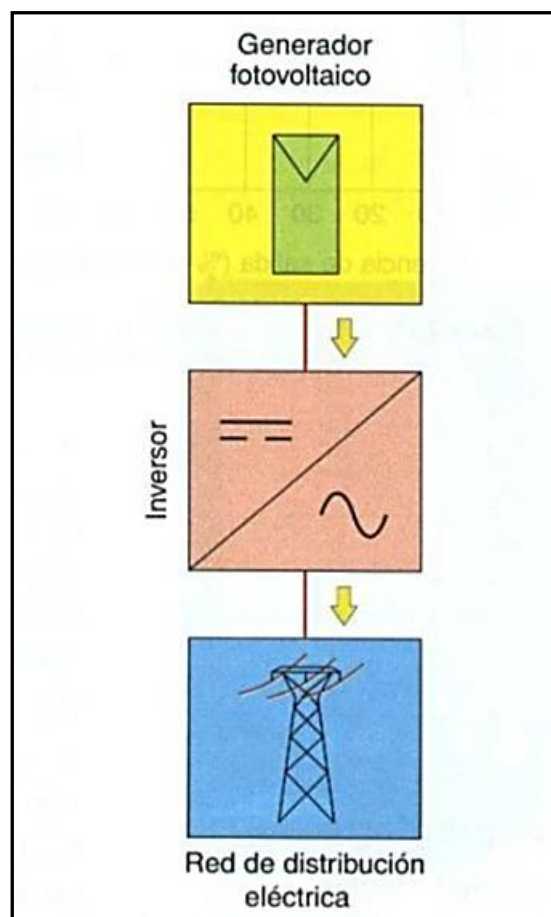


Figura 15. Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico conectado a la Red de Distribución Eléctrica. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fovoltaiicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 107.

2.3.2.9.3. Rendimiento del inversor.

La característica más importante de un inversor es su rendimiento que se define como la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. En muchas hojas de características se denomina eficiencia al rendimiento. (Castejón y Santamaria, 2010).

El rendimiento es un indicador de las pérdidas que se producen en un inversor. Depende del régimen de carga porque hay unas pérdidas constantes, las pérdidas en vacío, a las que hay que sumar pérdidas producidas al circular la corriente que produce caídas de tensión en los semiconductores y pérdidas por efecto Joule, debidas a la resistencia eléctrica de los componentes del inversor. La figura 15 muestra el rendimiento de un inversor para diferentes regímenes de carga. Se puede ver que el rendimiento del inversor disminuye cuando trabaja con baja potencia de carga. (Castejón y Santamaria, 2010).

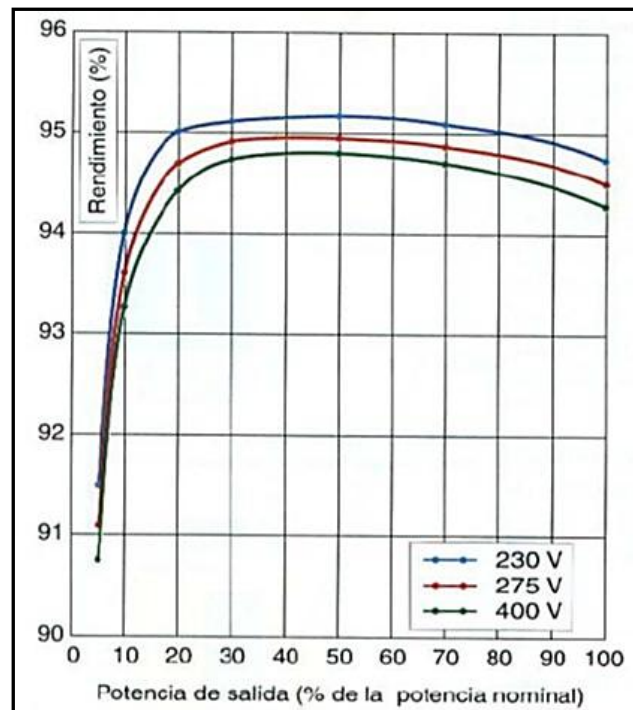


Figura 16. Curvas de rendimiento de un inversor y variación con la tensión de entrada (rango de inversor 200 a 500 v). Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 108.

2.3.2.9.4 características de la corriente alterna generada.

Para especificar el grado de desviación de la forma de onda producida por el inversor respecto de una onda senoidal pura se especifica la **distorsión total armónica**, abreviadamente THD (Total Harmonic Distortion). Se define como la relación entre la tensión o intensidad debida a los armónicos de frecuencia superior a la fundamental y la tensión o intensidad debida al armónico fundamental. (Castejón y Santamaria, 2010).

2.3.2.9.5. Capacidad de sobrecarga.

Un inversor tiene que proporcionar una potencia superior a la nominal durante un intervalo de tiempo que permita la conexión de aquellos receptores que necesitan una intensidad de arranque mayor que la nominal para poder funcionar, como sucede con los motores. (Castejón y Santamaria, 2010).

2.3.2.9.6. Características de los inversores conectados a la red.

Deben tener las siguientes funciones y características:

- Seguimiento del punto de máxima potencia – MPP, del generador fotovoltaico
- Sistema de vigilancia y desconexión de la red. Si el tramo de la red de distribución eléctrica a la que está conectado el inversor queda fuera de servicio, por ejemplo, para la realización de tareas de mantenimiento o por una avería, el inversor debe desconectarse automáticamente de la red para evitar lo que se conoce como funcionamiento en modo isla

- Estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:
 - *Cortocircuitos en alterna
 - *Tensión de red fuera de rango
 - *Frecuencia de red fuera de rango
 - *Sobretensiones, mediante varistores o dispositivos similares
 - *Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc

- El autoconsumo del inversor en modo nocturno debe ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal

- Cuando la potencia proporcionada por el generador fotovoltaico sea menor que la necesaria para el autoconsumo del inversor, este se debe poner en modo de espera (stand by)

- El inversor debe entregar potencia a la red de forma continua en condiciones de irradiancia solar superiores en un 10% a las condiciones CEM. Debe soportar picos de irradiancia de un 30% superiores a las condiciones CEM durante periodos de hasta 10 segundos (Castejón y Santamaria, 2010).

2.3.2.9.7. *Inversor de cadena*

Es un generador fotovoltaico formado por varias ramas de módulos conectados en serie se dispone un inversor en cada rama (Figura 16). Reciben el nombre de inversores de cadena porque tienen en su entrada una sola rama o cadena de módulo fotovoltaicos conectados en serie. Son inversores con potencias nominales que van de 1 a 10 KW aproximadamente. Se pueden conectar varios inversores en paralelo para obtener la potencia deseada. (Castejón y Santamaria, 2010).

Tienen un rendimiento mayor que los inversores centrales, puesto que el seguidor MPP de cada inversor sigue la característica de una única rama de módulos, aunque es necesario que todos los módulos de la rama tengan las mismas condiciones de trabajo. Incluso, permiten que diferentes ramas puedan tener condiciones de insolación distintas, como ocurre cuando se instalan módulos fotovoltaicos en fachadas que tienen diferentes orientaciones. Además, eliminan la necesidad de instalar diodos de bloqueo con el consiguiente aumento del rendimiento de la instalación. (Castejón y Santamaria, 2010).

Se puede descentralizar la instalación de los inversores para situarlos junto a los módulos y reducir el cableado en corriente continua, siempre que se elijan con la protección adecuada, para trabajar a la intemperie. (Castejón y Santamaria, 2010).

La composición modular permite aislar una rama en caso de avería, dejando al resto de ramas funcionando. También facilita la fabricación de grandes series con el consiguiente abaratamiento del inversor. (Castejón y Santamaria, 2010).

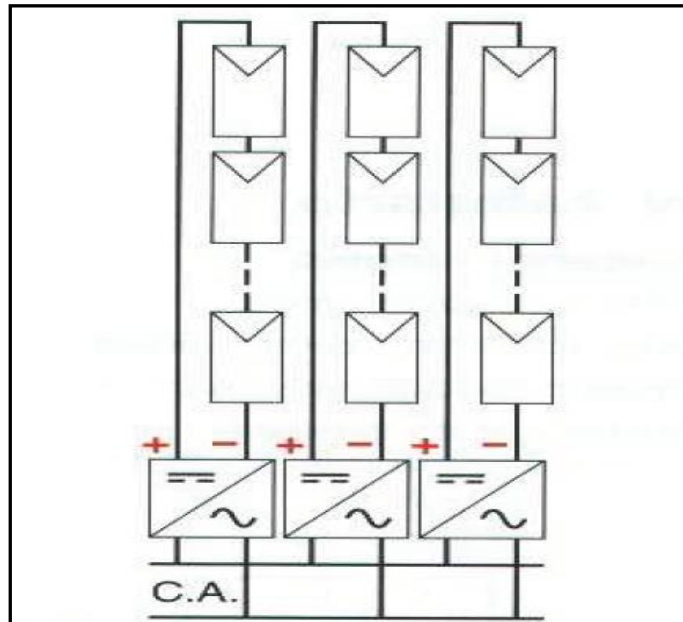


Figura 17. Conexión de módulos a inversores en cadena. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 112.

La función principal de un inversor es formar una corriente alterna a partir de la corriente continua producida por el generador fotovoltaico figura 19. Como la corriente alterna tiene valores positivos y negativos, es necesario que el inversor sea capaz de invertir la polaridad de la tensión que recibe del generador fotovoltaico. Para ello se utiliza un circuito de conmutación electrónica similar al bloque denominado puente de la figura 20. (Castejón y Santamaria, 2010).

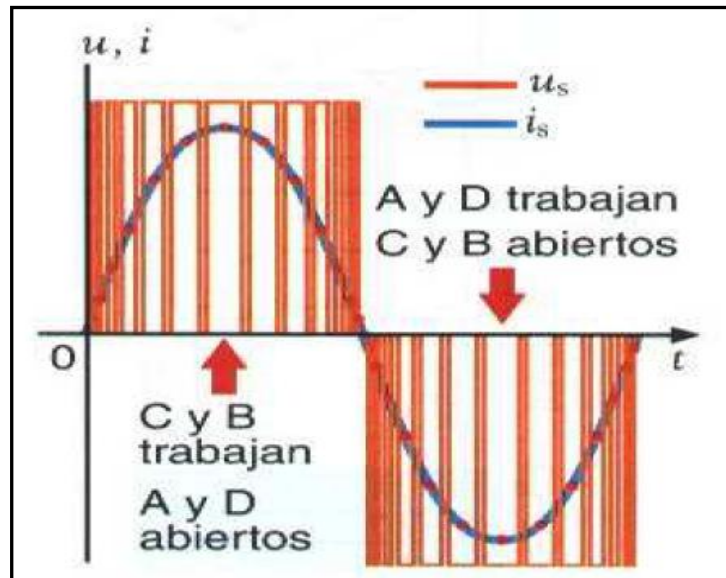


Figura 18. Onda PWM producida por un inversor. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 113.

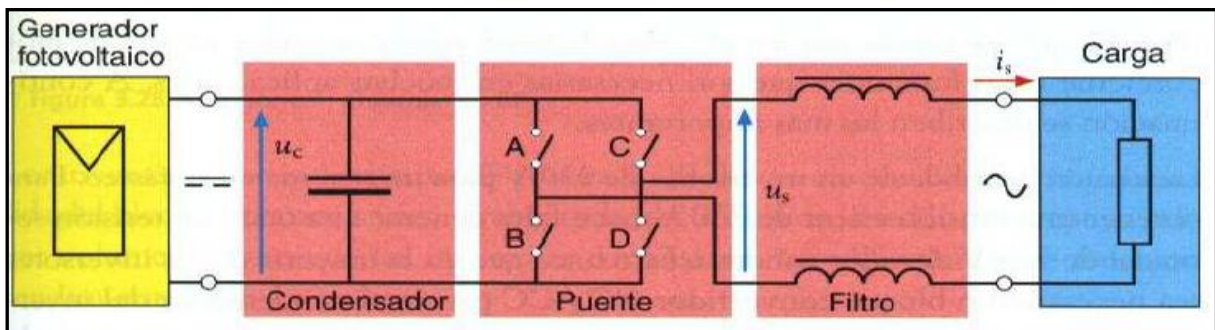


Figura 19. Diagrama de bloques esquemático de un inversor básico. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 113.

Para conseguir una onda de tensión senoidal se recurre a realizar con los interruptores del puente una modulación PWM figura 20. Durante el semiperiodo en el que trabajan los interruptores C y B, se abren y cierran a una frecuencia elevada, en torno a 20 kHz, para producir pulsos de tensión de anchura variable, cuya tensión media coincide con el valor instantáneo que debe tener la onda de tensión senoidal. A continuación, se reproduce el semiperiodo negativo de la onda senoidal haciendo trabajar a los interruptores A y D del mismo modo. (Castejón y Santamaria, 2010).

Para conseguir que la intensidad de la corriente producida por el generador se mantenga durante las interrupciones de los interruptores del puente se coloca un filtro inductivo, también denominado filtro PWN, figura 20, a la salida del puente. Las bobinas del filtro absorben energía cuando los interruptores están cerrados y la devuelven a la carga cuando están abiertos, de esa forma la corriente i figura 20 en la carga tiene forma senoidal. (Castejón y Santamaria, 2010).

2.3.2.9.8. Dimensionamiento del inversor.

En **inversores para conexión a red** los parámetros que se utilizan para realizar el dimensionado son:

- **Potencia nominal.** Debe estar entre el 80% y el 90% de la potencia del generador fotovoltaico. La potencia nominal de los generadores fotovoltaicos está calculada en condiciones CEM (temperatura de célula 25°C e irradiancia 1.000 W/m² con espectro AM1,5) que rara vez se dan en condiciones reales. Si se calculase el inversor para el 100% de esta potencia nominal, la mayoría del tiempo el inversor estaría trabajando en condiciones de baja potencia de salida y con bajo rendimiento. Si se elige el inversor con una potencia inferior a la potencia del generador fotovoltaico, trabajara la mayor parte del tiempo en condiciones de alta potencia de salida y con rendimiento alto. Si se produce una situación de alta irradiancia y la potencia del generador sobrepasa a la del inversor, su seguidor MPP se sitúa fuera del punto de máxima potencia para proteger al inversor, sin dejar de producir energía eléctrica. La pérdida de energía que se produce

con este hecho es mínima comparada con la ventaja de trabajar la mayor parte del tiempo con un rendimiento alto del inversor. (Castejón y Santamaria, 2010).

- **Rango de tensiones de entrada del seguidor MPP ($U_{inv\ min}$... $U_{inv\ max}$).** Estará comprendido entre los valores máximo y mínimo que puede suministrar el generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia. El valor máximo corresponde a la tensión en el punto de máxima potencia con una temperatura de célula de -10°C y el valor mínimo a la tensión en el punto de máxima potencia con una temperatura de célula de 70°C . En los dos casos con una irradiancia de $1.000\ \text{W}/\text{m}^2$.(Castejón y Santamaria, 2010).

$$[8] U_{inv\ min} \leq U_{G\ mpp}(70^{\circ}\text{C}) \dots U_{G\ mpp}(-10^{\circ}\text{C}) \leq U_{inv\ max}$$

- **Tensión máxima ($U_{max\ vacio}$).** El inversor debe soportar la tensión máxima que puede producir el generador fotovoltaico. Esta tensión corresponde con la que produce el generador fotovoltaico un circuito abierto con una temperatura de célula de -10°C y una irradiancia de $1.000\ \text{W}/\text{m}^2$. (Castejón y Santamaria, 2010).

$$[9] U_{G\ OC}(-10^{\circ}\text{C}) \leq U_{max\ vacio}$$

- **Intensidad máxima ($I_{inv\ max}$).** El inversor debe soportar la corriente máxima que puede producir el generador fotovoltaico. Esta intensidad corresponde con la intensidad de cortocircuito del generador con una temperatura de célula de 70°C y una irradiancia de $1.000\ \text{W}/\text{m}^2$.

$$I_{G\ SC}(70^{\circ}\text{C}) \leq I_{inv\ max}$$

2.3.2.10. Sistema Fotovoltaico Autónomos.

Son sistemas que se utilizan para abastecer de energía eléctrica a dispositivos eléctricos que no disponen de conexión a la red de distribución eléctrica. También son denominados sistemas aislados de la red y se pueden complementar con otras fuentes adicionales de energía (sistemas híbridos).

Los sistemas fotovoltaicos autónomos pueden ser de uso directo por medio de reguladores e inversores o también pueden ser con acumuladores (baterías) para uso diurno y nocturno; con el inversor se garantiza la conversión de corriente continua a corriente alterna con la cual trabajan la mayoría de dispositivos eléctricos convencionales.

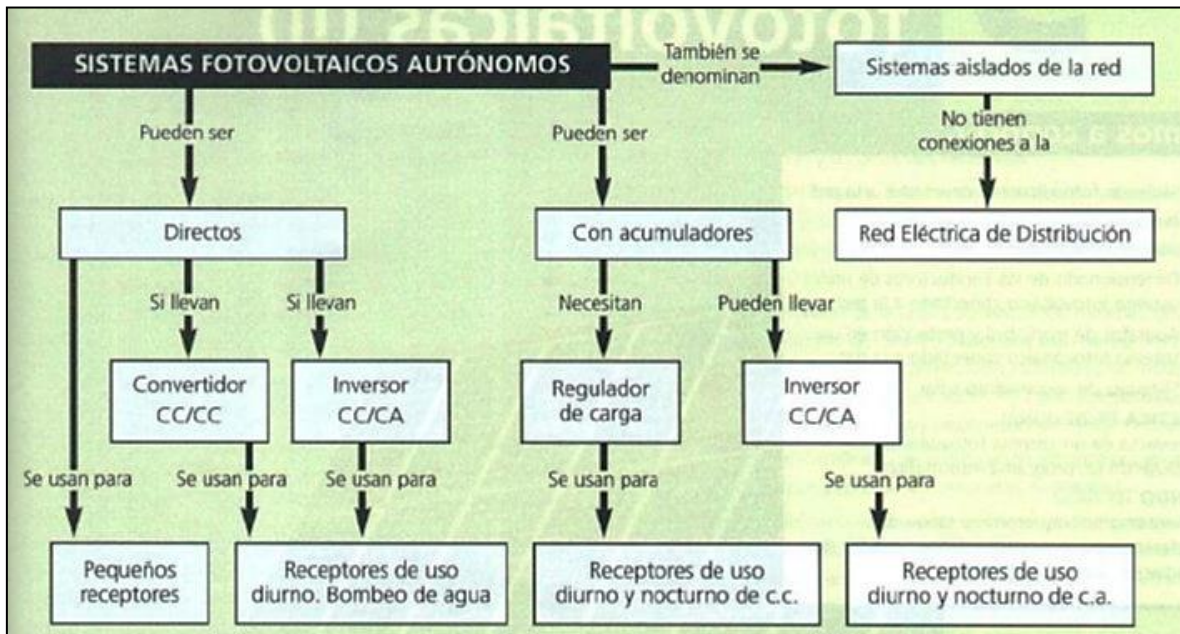


Figura 20. Representación de sistemas fotovoltaicos autónomos. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 163.

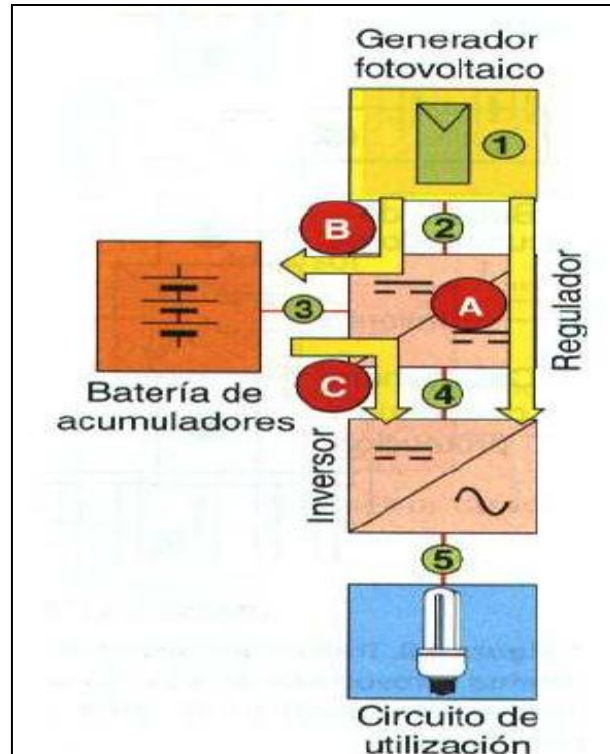


Figura 21. Trayectorias de corriente durante el funcionamiento de un sistema fotovoltaico.

Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 144.

2.3.2.1.1. Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red Eléctrica.

Son sistemas que se utilizan para abastecer de energía eléctrica a dispositivos o equipos eléctricos conectados a la red de distribución eléctrica, por lo cual se pueden implementar en los sectores residenciales, comerciales, oficiales e industriales de las zonas urbanas. Estos sistemas son más simples, generalmente solo requieren de módulos fotovoltaicos e inversores facilitando así la conexión a los sistemas eléctricos monofásicos y trifásicos convencionales. (Castejón y Santamaria, 2010).

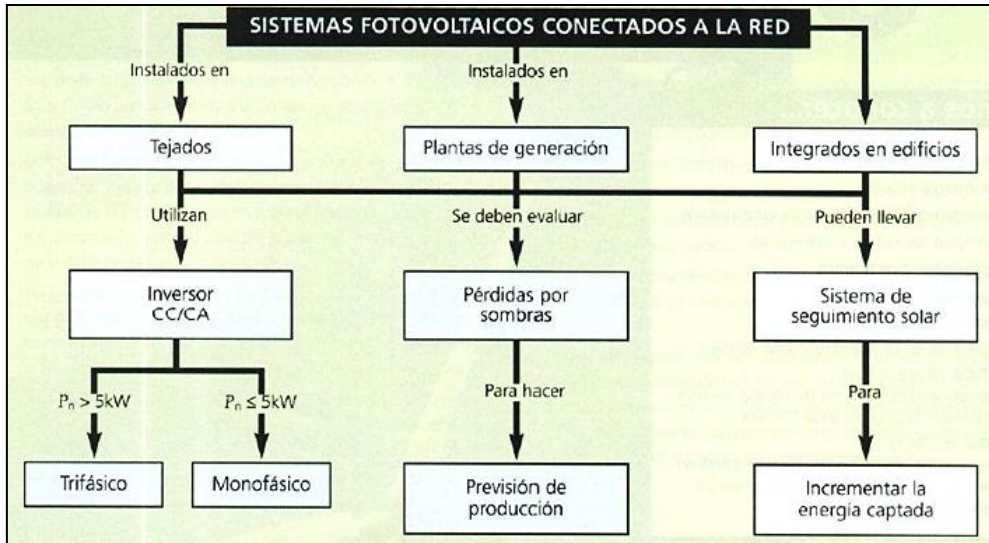


Figura 22. Representación de un sistema fotovoltaico conectado a la red. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 199.

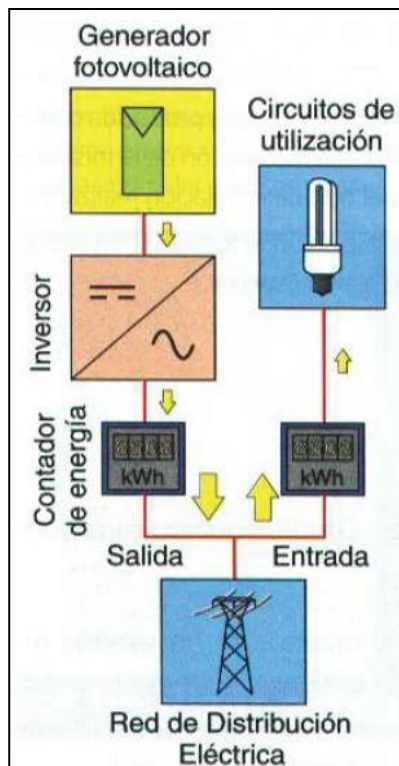


Figura 23. Diagrama de un Sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución eléctrica. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 166.

2.3.2.11.1. Pérdidas por orientación e inclinación diferentes de las óptimas.

El cálculo de estas pérdidas determina si la orientación e inclinación de un generador fotovoltaico, que por diferentes razones no puede adoptar los valores óptimos, está dentro de unos límites que hacen razonablemente rentable el generador. Se parte del dato del ángulo de acimut (α) del generador fotovoltaico y se calculan los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima fijadas en la tabla 5.5. Para ello se utiliza el diagrama de la figura 23 que es válido para una latitud de 41° . (Castejón y Santamaria, 2010).

En dicho diagrama, los ejes radiales representan todos los posibles ángulos de acimut (α) del generador, desde la orientación Sur (0°) hasta la Norte (180°), pasando por los valores negativos de orientaciones. Este y los valores positivos de orientaciones Oeste. Las elipses concéntricas representan todas las posibles inclinaciones (β), desde la horizontal (0°) hasta la vertical (90°). (Castejón y Santamaria, 2010).

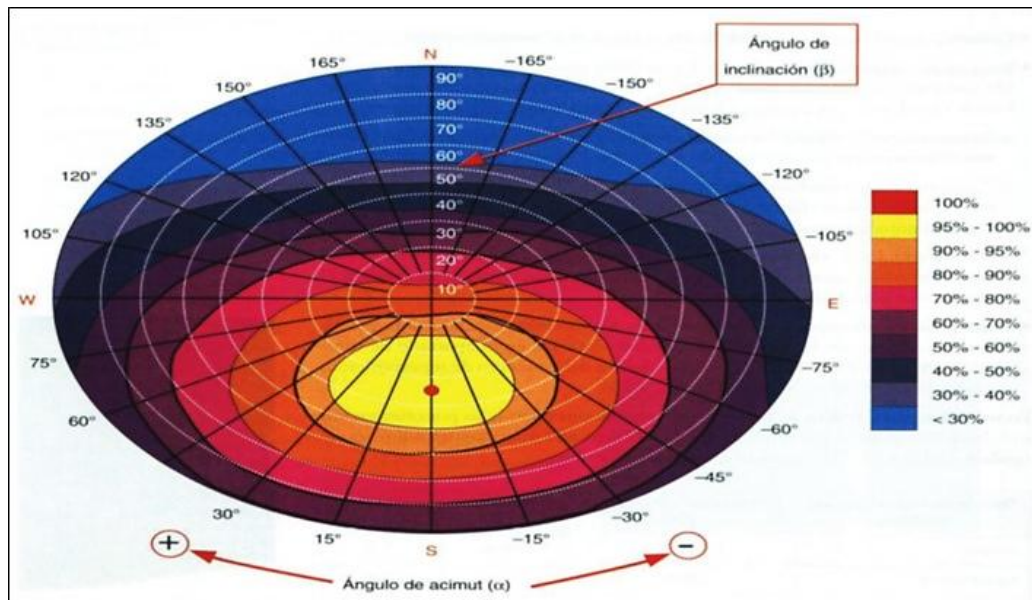


Figura 24. Rendimiento de un generador fotovoltaico en función de la orientación e inclinación con respecto a la orientación e inclinación óptimas. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 174.

Es muy importante para el proyecto optimizar el recurso solar, por lo cual se buscará el equilibrio entre la orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos, para ello se realizará una visita al Centro de Desarrollo de Cúcuta, con el fin de identificar un área despejada que considerando la orientación permita la instalación de los módulos fotovoltaicos, de tal forma que se garantice la mayor radiación hacia los mismos.

2.3.2.11.2. Orientación del Sistema Solar Fotovoltaico – SSFV.

La orientación óptima del SSFV, en caso de superficie fija, será un valor constante con una inclinación (β) que depende de la latitud Φ del lugar y un acimut (α) que depende del hemisferio donde esté situado. (Castejón y Santamaria, 2010).

La figura 24 muestra una estructura de paneles situada en el hemisferio norte. Si se pretende maximizar la captación de energía solar, la estructura tendrá que estar orientada hacia el sur y ángulo acimut óptimo igual a 0 grados ($\alpha = 0^\circ$) de manera que se reciba la mayor cantidad de energía solar. En conclusión, la estructura se debe orientar al sur si está en el hemisferio norte y al norte si está en el hemisferio sur. (Castejón y Santamaria, 2010).

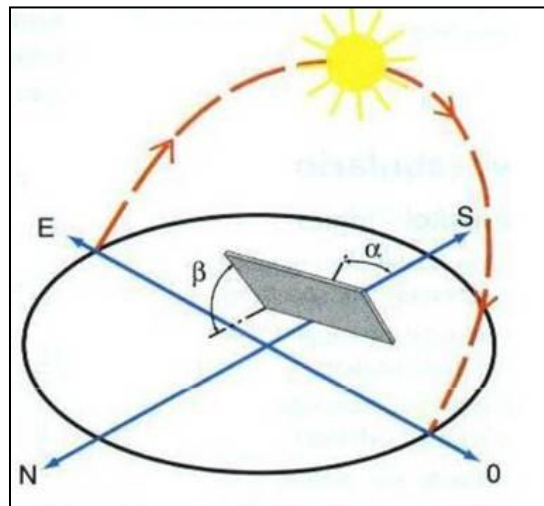


Figura 25 Orientación de una estructura en el hemisferio norte. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 13.

Los análisis estadísticos sobre radiación solar anual han establecido que, para una estructura fija, la inclinación óptima se obtiene aplicando la siguiente fórmula:

$$\beta_{\text{opt}} = 3,7 + 6,9 \times |\Phi|$$

β_{opt} : ángulo de inclinación óptima (grados)

$|\Phi|$: latitud del lugar sin signo (grados)

La fórmula es válida para aplicaciones de utilización anual que buscan captar la máxima energía solar a lo largo del año. (Castejón y Santamaria, 2010).

Para la ciudad de Cúcuta las coordenadas geográficas, son: longitud 7°54'18,89"N y latitud 72°31'04,90"O; es decir que la estructura de paneles deberá estar orientada hacia el sur y la inclinación óptima, resultante de aplicar la anterior fórmula, es 9 grados.

2.3.2.11. 2. Dimensionado del inversor.

En primer lugar, antes de proceder al dimensionado del inversor, se debe decidir si se utiliza un inversor monofásico o trifásico.

En función de la norma española 1663/200, **en las instalaciones de hasta 5 KW de potencia nominal, el inversor es monofásico. En instalaciones de más de 5 kW de potencia nominal la conexión a la red es trifásica** y la potencia debe repartirse lo más uniformemente posible entre las fases, no debiendo superar la diferencia de potencia de alimentación entre dos fases (asimetría) los 5 kW. (Real Decreto 1663/2000 de 29 de septiembre de 2000, Sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.)

Con base en estas condiciones se pueden utilizar diferentes alternativas:

- Dividir el generador fotovoltaico en varios subgeneradores que permitan utilizar inversores monofásicos de hasta 5 kW, conectados a las tres fases de forma equilibrada (figura 25)
- Utilizar un inversor multicadena trifásico (figura 28). Es una opción económica para potencias nominales de 8 a 12 KW

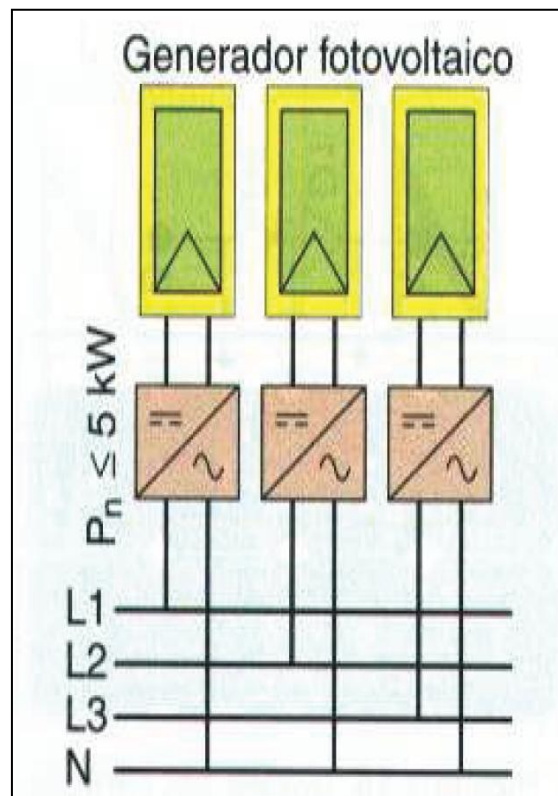


Figura 26. Inversores monofásicos conectados a la red trifásica. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 180.

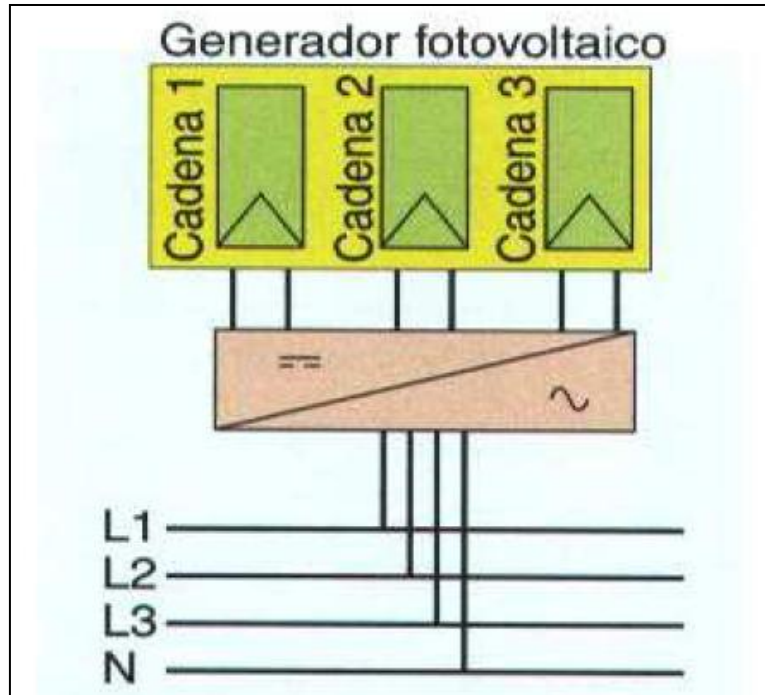


Figura 27. Inversor multicadena trifásico. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 180.

2.3.2.11. 3. Rango de tensiones de entrada del seguidor MPP del inversor ($U_{inv\ min} \dots U_{inv\ max}$).

Este rango debe contener los valores máximo y mínimo que puede suministrar el generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia especificados para una temperatura de célula de -10°C y 70°C respectivamente ($U_{G\ mpp}(70^{\circ}\text{C})$) y $U_{G\ mpp}(-10^{\circ}\text{C})$, en los dos casos con una irradiancia de $1.000\ \text{W}/\text{m}^2$. (Castejón y Santamaria, 2010).

$$[10] U_{inv\ min} \leq U_{G\ mpp}(70^{\circ}\text{C})$$

$$[11] U_{inv\ max} \geq U_{G\ mpp}(-10^{\circ}\text{C})$$

2.3.2.11. 4. Previsión de producción.

Para determinar la rentabilidad de una instalación fotovoltaica conectada a la red se tiene que realizar un cálculo de la producción anual esperada en la instalación. Esta previsión de producción se debe recoger en una memoria que tiene que incluir las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación. (Castejón y Santamaria, 2010).

Como datos de partida se deben especificar:

- El valor medio mensual $G_{dm}(0)$ y anual $G_{da}(0)$ de la irradiación diaria sobre superficie horizontal (KWh/(m²·dia)).
- Valor medio mensual $G_{dm}(\alpha,\beta)$ y anual $G_{da}(\alpha,\beta)$ de la irradiación diaria sobre el plano del generador (KWh/(m²·dia)), obtenido a partir del anterior sobre superficie horizontal, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser estas superiores a un 10% anual.
- Rendimiento energético de la instalación o << performance ratio >>, PR, que refleja la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo; como se presenta en la figura 29. (Castejón y Santamaria, 2010).

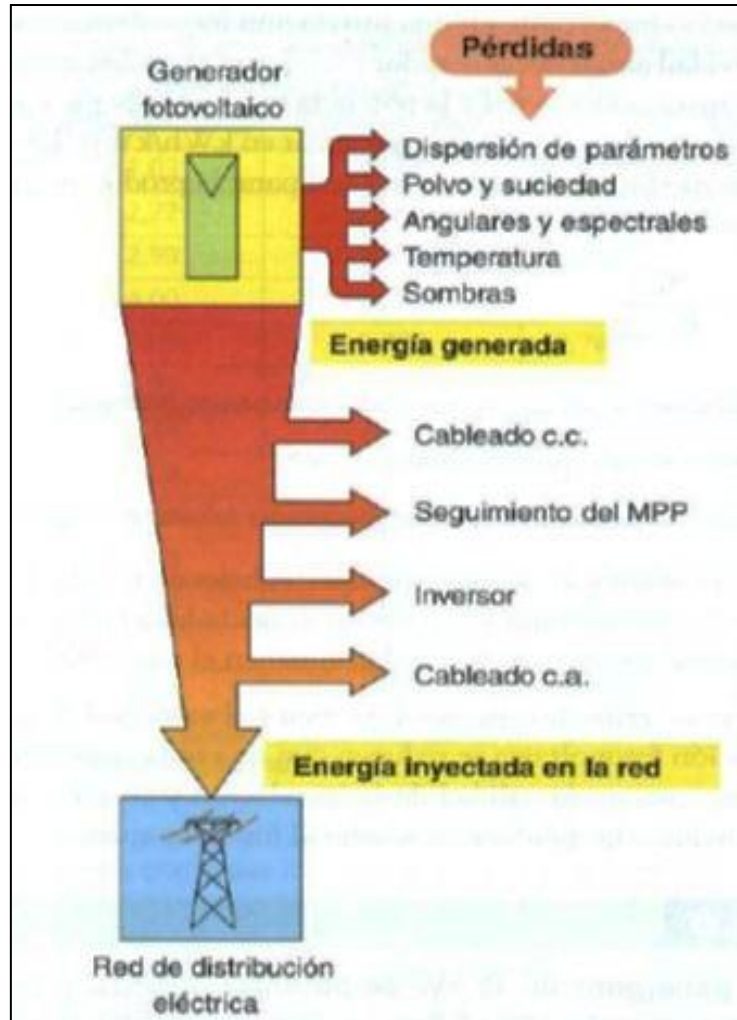


Figura 28. Pérdidas en una instalación fotovoltaica conectada a la red. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltaicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 185.

En la sección 3.6. (Tabla 11) se presenta el cálculo del factor de rendimiento aplicable para los casos de estudio, considerando todos los factores señalados en la figura 29, (Castejón y Santamaria, 2010). Y las características de los equipos a utilizar según información de la oferta comercial presentada a la Fundación de Estudios Superiores de Comfanorte por parte de la alianza Colominvest – SAEL para la FESC paneles el caso. (Oferta de mercado Colominvest – SAEL, 2018).

2.3.2.11.5. Elementos de maniobra y protección en sistemas fotovoltaicos.

En el siguiente diagrama unifilar podemos observar los equipos, elementos de maniobra y protección más importantes como son: el generador fotovoltaico, el inversor y demás elementos que se interconectan al sistema fotovoltaico para poder generar electricidad de forma segura y confiable. (Castejón y Santamaria, 2010).

Para proporcionar seguridad tanto a los equipos que forman la instalación solar fotovoltaica como al personal encargado de su mantenimiento y correcta operación, es necesario proporcionar una serie de elementos de protección que aseguren una explotación correcta de la instalación. Al igual que para el cálculo del cableado de la instalación, el cálculo de protecciones se realizará independientemente para cada uno de los circuitos que forman la instalación, diferenciando entre tramos de corriente continua y de corriente alterna, ya que las protecciones deberán ser distintas para cada tramo dependiendo la naturaleza continua o alterna del tramo y al valor de corriente admisible por los conductores. (Castejón y Santamaria, 2010).

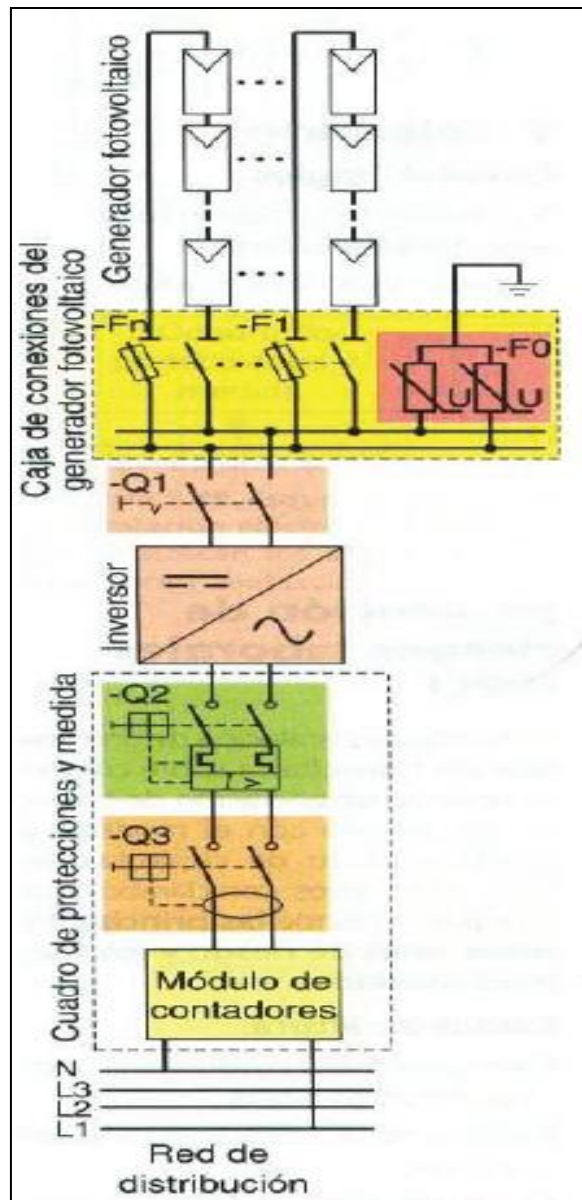


Figura 29. Esquema básico de una instalación fotovoltaica conectada a la red de potencia inferior o igual a 5 Kw. Tomado de “libro Instalaciones Solares Fotovoltáicas” por Castejón y Santamaria, 2010, p. 185.

2.4. Marco Legal

A continuación, se listan y reseñan aspectos importantes de leyes, decretos y resoluciones que conforman el marco legal en relación con servicios públicos, promoción y aprovechamiento de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). En particular, para la regulación de la autogeneración a pequeña escala, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) mediante resolución 030 del 28 de febrero de 2018 estableció la aplicación de los criterios definidos en la Ley 1715 de 2014 así como los establecidos en las leyes 142 y 143 de 1994.

2.4.1. Constitución Política.

Artículo 365 – *los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es deber de este asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.* (Constitución política de Colombia, 1991)

Artículo 370 – *asigna al Presidente de la República la función de señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios. Los servicios públicos hacen parte de la cláusula del Estado Social de Derecho.* (Constitución política de Colombia, 1991)

2.4.2. Ley de Servicios Públicos Domiciliarios – 142 de 1994 .

Artículo 74 – *son funciones y facultades especiales de la CREG, entre otras, las de regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la*

disponibilidad de una oferta energética eficiente; propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia; y establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas y entre éstas y los grandes usuarios.

El literal b) del artículo mencionado atribuye a la CREG la facultad de expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad, uso eficiente de energía y de establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas y entre éstas y los grandes usuarios.

Por principio de eficiencia económica, según la Ley 142 de 1994, se entiende así: “Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste”.

2.4.3. Ley Eléctrica – 143 de 1994.

Artículo 23 – *señala que corresponde a la CREG “Crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia”.*

Artículo 11 – *define el concepto de autogenerador como aquel generador que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades.*

2.4.4. Ley 1715 de 2014.

Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.

Artículo 1. Objeto. *La presente ley tiene por objeto 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. Con los mismos propósitos se busca promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda.*

Artículo 2. Finalidad de la ley. *La finalidad de la presente ley es establecer el marco legal y los instrumentos para la promoción del aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, lo mismo que para el fomento de la inversión, investigación y desarrollo de tecnologías limpias para producción de energía, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda, en el marco de la política energética nacional. Igualmente, tiene por objeto establecer líneas de acción para el cumplimiento de compromisos asumidos por Colombia en materia de energías renovables, gestión eficiente de la energía y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, tales como aquellos*

adquiridos a través de la aprobación del estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena) mediante la Ley [1665](#) de 2013.

Artículo 5. Definiciones. Para efectos de interpretar y aplicar la presente ley, se entiende por:

1. *Autogeneración.* Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades. En el evento en que se generen excedentes de energía eléctrica a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin.

2. *Autogeneración a gran escala.* Autogeneración cuya potencia máxima supera el límite establecido por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).

3. *Autogeneración a pequeña escala.* Autogeneración cuya potencia máxima no supera el límite establecido por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).

4. *Cogeneración.* Producción combinada de energía eléctrica y energía térmica que hace parte integrante de una actividad productiva.

5. *Contador Bidireccional.* Contador que acumula la diferencia entre los pulsos recibidos por sus entradas de cuenta ascendente y cuenta descendente.

6. *Desarrollo Sostenible. Aquel desarrollo que conduce al crecimiento económico, a la elevación de la calidad de vida y al bienestar social, sin agotar la base de recursos naturales renovables en que se sustenta, ni deteriorar el ambiente o el derecho de las generaciones futuras a utilizarlo para la satisfacción de sus propias necesidades, por lo menos en las mismas condiciones de las actuales*

7. *Eficiencia Energética. Es la relación entre la energía aprovechada y la total utilizada en cualquier proceso de la cadena energética, que busca ser maximizada a través de buenas prácticas de reconversión tecnológica o sustitución de combustibles. A través de la eficiencia energética, se busca obtener el mayor provecho de la energía, bien sea a partir del uso de una forma primaria de energía o durante cualquier actividad de producción, transformación, transporte, distribución y consumo de las diferentes formas de energía, dentro del marco del desarrollo sostenible y respetando la normatividad vigente sobre el ambiente y los recursos naturales renovables.*

8. *Energía de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos. Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que se basa en los cuerpos de agua a pequeña escala.*

9. *Energía solar. Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que consiste de la radiación electromagnética proveniente del sol.*

10. *Excedente de energía. La energía sobrante una vez cubiertas las necesidades de consumo propias, producto de una actividad de autogeneración o cogeneración.*

11. *Fuentes convencionales de energía. Son aquellos recursos de energía que son utilizados de forma intensiva y ampliamente comercializados en el país.*

12. *Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE). Son aquellos recursos de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCE la energía nuclear o atómica y las FNCER. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCE según lo determine la UPME.*

13. *Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Son aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCER según lo determine la UPME.*

14. *Generación Distribuida (GD). Es la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL). La capacidad de la generación distribuida se definirá en función de la capacidad del sistema en donde se va a conectar, según los términos del código de conexión y las demás disposiciones que la CREG defina para tal fin.*

15. *Gestión eficiente de la energía. Conjunto de acciones orientadas a asegurar el suministro energético a través de la implementación de medidas de eficiencia energética y respuesta de la demanda.*

16. *Respuesta de la demanda. Consiste en cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta a señales de precios o incentivos diseñados para inducir bajos consumos.*

Artículo 6. Competencias administrativas. Corresponde al Gobierno Nacional, el ejercicio de las siguientes competencias administrativas con sujeción a lo dispuesto en la presente ley, del siguiente modo:

- 1. Ministerio de Minas y Energía*
- 2. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)*
- 3. Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)*
- 4. Ministerio de Hacienda y Crédito Público*
- 5. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible*
- 6. Autoridad Nacional de Licencias Ambientales*
- 7. Corporaciones Autónomas Regionales.*

2.4.5. Decreto 348 de 2017.

Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala.

Artículo 2.2.3.2.4.7. Parámetros para ser considerado autogenerador a pequeña escala. El autogenerador de energía eléctrica a pequeña escala deberá cumplir con los siguientes parámetros:

- 1. La potencia instalada debe ser igualo inferior al límite máximo determinado por la UPME para la autogeneración a pequeña escala.*

2. *La energía eléctrica producida por la persona natural o jurídica se entrega para su propio consumo, sin necesidad de utilizar activos de uso del Sistema de Transmisión Regional y/o Sistemas de Distribución Local.*

3. *La cantidad de energía sobrante o excedente podrá ser cualquier porcentaje del valor de su consumo propio.*

4. *Los activos de generación pueden ser de propiedad de la persona natural o jurídica o de terceros y la operación de dichos activos puede ser desarrollada por los propietarios o por terceros.*

Artículo 2.2.3.2.4.8. Condiciones para la conexión y entrega de excedentes de autogeneradores a pequeña escala. La CREG debe establecer un trámite simplificado para la conexión y entrega de excedentes de los autogeneradores a pequeña escala al Sistema de Transmisión Regional o al Sistema de Distribución Local, el cual se expedirá conforme a los principios establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994 y los lineamientos de política energética adoptados por el Ministerio de Minas y Energía para tal fin, conteniendo, entre otros aspectos:

Parágrafo Los Operadores de Red solo podrán negar la conexión de autogeneradores a pequeña escala por razones de carácter técnico debidamente sustentadas.

Artículo 2.2.3.2.4.8. Contrato de respaldo. Los autogeneradores a pequeña escala con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW (100 kW) no tienen la obligación de suscribir un contrato de respaldo de disponibilidad de capacidad de red.

Artículo 2.2.3.2.4.9. Remuneración de excedentes de energía. La CREG definirá el mecanismo de remuneración de los excedentes de autogeneración a pequeña escala y el responsable de su liquidación y medición. Dicho mecanismo deberá: i) facilitar la liquidación periódica de los excedentes de energía y definir las condiciones para que los saldos monetarios a favor del autogenerador sean remunerados de forma expedita y ii) tener en cuenta las características técnicas de la medida y la capacidad instalada del usuario.

Parágrafo. Para el caso de los autogeneradores a pequeña escala que utilicen Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), los excedentes que entreguen a la red de distribución se reconocerán mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía, según las normas que la CREG establezca para tal fin en aplicación de lo dispuesto en el artículo 2.2.3.2.4.8 de este Decreto.

2.4.6. Resolución CREG 030 de 2018.

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional

Título I Generalidades

Artículo 1. Objeto. Mediante esta resolución se regulan aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional, SIN.

Artículo 2. Ámbito de Aplicación. Esta resolución aplica a los autogeneradores a pequeña escala y generadores distribuidos conectados al SIN, a los comercializadores que los atienden, a los operadores de red y transmisores nacionales. También aplica a las conexiones de los autogeneradores a gran escala mayores a 1 MW y menores o iguales 5 MW. Esta resolución no aplica para sistemas de suministro de energía de emergencia, existente o nueva.

Título II Integración a la red de la autogeneración y la generación distribuida

Capítulo 1 Condiciones para la integración

Artículo 4. Integración de los generadores distribuidos y autogeneración a pequeña escala al SIN. Cuando la cantidad de energía anual exportada por Generador Distribuido (GD) y el Autogenerado a Pequeña Escala (AGPE) supere el 4% de la demanda comercial nacional del año anterior, la CREG revisará y podrá modificar las condiciones de conexión y remuneración de las exportaciones de energía que se establecen en esta resolución.

Artículo 5. Estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1. Con anterioridad a efectuar una solicitud de conexión de un GD o un AGPE a un sistema de distribución local en el nivel de tensión 1, el solicitante deberá verificar, en la página web del OR, que la red a la cual desea conectarse tenga disponibilidad para ello y cumpla con los siguientes parámetros:

a) La sumatoria de la potencia instalada de los GD o AGPE que entregan energía a la red debe ser igual o menor al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. La capacidad nominal de una red está determinada por la capacidad del transformador.

b) *La cantidad de energía en una hora que pueden entregar los GD o AGPE que entregan energía a la red, cuyo sistema de producción de energía sea distinto al compuesto por fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, no debe superar el 50% de promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión.*

c) *La cantidad de energía en una hora que pueden entregar los GD o AGPE que entregan energía a la red, cuyo sistema de producción de energía sea el compuesto por fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, no debe superar el 50% de promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión en la franja horaria comprendida entre 6 am y 6 pm.*

En caso de que en el punto de conexión deseado no se cumpla alguno de los parámetros, se deberá seguir el proceso de conexión descrito en el artículo.

Artículo 6. Información de disponibilidad de red. Los OR deben disponer de información suficiente para que un potencial AGPE o GD pueda conocer el estado de la red según las características requeridas en el artículo 5 y proceder a la solicitud de conexión al sistema.

Cada OR deberá disponer, en su página web, un sistema de información georreferenciado que permita a un potencial AGPE o GD observar el estado de la red y las características técnicas básicas del punto de conexión deseado.

Con base en la identificación de la cuenta, código de circuito o transformador al que pertenece el usuario, se deberá desplegar la información asociada, considerando como mínimo la siguiente:

a) Ubicación georreferenciada, según lo descrito en la Resolución de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios 20102400008055 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya.

b) Voltaje nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión del punto de conexión del usuario.

c) Capacidad nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión al que pertenezca el punto de conexión del usuario.

d) Sumatoria de la capacidad nominal de AGPE o GD instalada en el mismo circuito o transformador, clasificada en colores en función de la capacidad nominal del circuito o transformador, así:

e) Sumatoria de la cantidad de energía que pueden entregar los AGPE o GD conectados al mismo circuito o transformador, clasificada en colores en función de la cantidad mínima de energía horaria acorde con lo establecido en los literales 0 o c) del Artículo 5, así:

Capítulo 2 Condiciones para la conexión

Artículo 7. Condición para conectarse como AGPE o GD. Cualquier usuario que se encuentre conectado a la red y que quiera convertirse en un AGPE lo podrá hacer una vez cumpla con los requisitos establecidos en la presente resolución y se verifique la disponibilidad

técnica del sistema al cual se va a conectar según los estándares definidos en el artículo 5. También aplica para nuevos usuarios y generadores distribuidos.

En el caso de un usuario cuyo consumo de energía se encuentre registrado en una de las fronteras comerciales para agentes y usuarios de que trata el parágrafo del artículo 14 de la Resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya, y requiera convertirse en AGPE a pequeña escala, deberá realizar las adecuaciones en sus instalaciones para que sus consumos y entregas de excedentes no sean incluidos en la frontera que lo agregaba.

Artículo 17. Reconocimiento de excedentes de AGPE que utiliza FNCER. Al cierre de cada periodo de facturación, los excedentes se reconocerán como créditos de energía al AGPE que utiliza FNCER de acuerdo con las siguientes reglas:

1. Para AGPE con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW:

a) Los excedentes que sean menores o iguales a su importación serán permutados por su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación.

Por estos excedentes, el comercializador cobrará al AGPE por cada kWh el costo de comercialización que corresponde al componente $C_{vm,i,j}$, de la Resolución 119 de 2007 ó aquella que la modifique o sustituya.

b) Los excedentes que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación, se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente.

2.4.7. Análisis del Marco Legal.

Con la expedición de la Resolución CREG 030 de 2018 se recogieron todos los aspectos legales establecidos y vigentes a la fecha. En particular, se regularon los aspectos operativos y comerciales que permiten la integración de la autogeneración a pequeña escala y la generación distribuida, conectada a la red eléctrica. Estas nuevas reglas, que son un verdadero hito en el país, traen retos tanto para los usuarios como para los prestadores del servicio, pues ahora, los usuarios podrán participar en el mercado en calidad de “Prosumer”, autoabasteciendo sus necesidades energéticas.

Con esta nueva reglamentación se da vía libre a la conexión y comercialización de la energía producida por fuentes no convencionales de energía renovables garantizando la importación y exportación por medio de medidores bidireccionales que permiten el reajuste de cuentas en un determinado periodo de facturación, garantizando al usuario la oportunidad de generar energía en cualquier periodo del día y que esta sea reconocida o consumida en cualquier otro periodo, logrando de esta forma ahorro en la facturación, venta de la energía al operador de red y mayor oferta energética para situaciones complejas como el fenómeno de El Niño.

El análisis de la resolución CREG 030 de 2018 indica que el usuario autogenerador que decida vender sus excedentes al sistema siempre contará con un comprador por defecto y su energía se pagará de dos maneras:

Intercambio: Cuando la cantidad de energía que se autogenera en un periodo es inferior o igual a la cantidad de energía que se recibió de la red, independientemente de la hora del día en que se entrega o se recibe. En este caso se intercambia la energía excedente entregada con la recibida y solamente se paga al prestador del servicio un pequeño valor (aproximadamente el 11% del costo de dicha energía).

Venta: Cuando la cantidad de energía que se autogenera en un periodo es superior a la cantidad de energía que se recibió de la red. En este caso, dado que hay un “sobrante” de energía respecto de la que se requiere para el consumo personal, este excedente de energía se vende al sistema a un precio que puede representar alrededor del 40% del costo del kilovatio. Esta liquidación aparecerá como un saldo a favor en su factura.

Por otra parte, es importante señalar la restricción para la conexión de la AGPE en cuanto que la sumatoria de todas las capacidades de generación conectadas a un mismo transformador de distribución debe ser menor o igual al 15% de la capacidad del transformador.

En conclusión, con la expedición de la mencionada resolución se determinaron los requisitos y mecanismos para la conexión segura de los autogeneradores a pequeña escala; y los procedimientos para liquidación y reconocimiento de los excedentes entregados al sistema. Esta reglamentación definitivamente viabiliza las inversiones que se realicen en proyectos de generación de energía eléctrica con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable – FNCER.

Para el caso de estudio, el marco reglamentario establece, en primera instancia, restricción en cuanto a que la máxima capacidad que el SSFV puede tener es 6,8 kW; esto es 15% de 45 KVA (capacidad del transformador de conexión del Centro de Desarrollo al sistema de CENS. Segundo define un primer mecanismo ágil y efectivo denominado antes Intercambio. En este escenario, se formulará una propuesta que, considerando las conclusiones de anteriores secciones, propone la implementación de un Sistema Solar Fotovoltaico – SSFV, que suministre las necesidades del Centro de Desarrollo en relación con el servicio de energía eléctrica. Se destaca que el alcance de la propuesta o capacidad del generador fotovoltaico dependerá de la aplicación de los principios de selección y evaluación de la metodología que adelante se aplique.

3. Marco Metodológico

3.1. Enfoque y Diseño de la investigación

El presente proyecto factible tiene como finalidad, realizar la propuesta de un sistema de energía solar fotovoltaica como alternativa de sostenibilidad energética, de mejor pertinencia, eficiencia y eficacia para el Centro de Desarrollo de Cúcuta- Corporación Minuto de Dios. Para ello se aplicó y aplicará la metodología cuantitativa, y en estos casos es indispensable contar con un marco teórico previamente construido considerando dado que el método científico aplicado es el deductivo.

Para ello se eligió una idea, que se transformó en una pregunta de investigación ¿Será posible realizar la implementación de un sistema de energía solar fotovoltaico para garantizar la sostenibilidad energética del Centro de Desarrollo de Cúcuta? De la pregunta anterior, se establecen hipótesis y se determinan las variables, para luego desarrollar un plan y probarlas (diseño); en estas etapas se miden las variables del contexto del proyecto; se analizan las mediciones obtenidas (utilizando métodos estadísticos) y posteriormente, se establecen una serie de conclusiones respecto de las hipótesis.

3.2. Técnicas de recolección y análisis de la información

El método cuantitativo, de acuerdo con Hernández, Fernández y Baptista (2010), utiliza la recolección de datos para probar hipótesis, con base en la medición numérica y el análisis estadístico y así establecer patrones de comportamiento y probar teorías.

Las técnicas y herramientas para la recolección e interpretación de los datos se consolidan en 5 categorías que son: recolectar datos, interpretar datos, interpretar procesos, analizar procesos y

resolver problemas. Desarrolladas en las siguientes herramientas de la calidad que promueven un mecanismo para gestionar la calidad del presente proyecto:

- Hoja de control (recolección de datos)
- Gráfico (interpretación de datos)
- Diagrama de disensión

3.3. Población y Muestra

El Centro de Desarrollo de Cúcuta- Corporación Minuto de Dios se encuentra ubicado en el Barrio Valles de Rodeo en las coordenadas 7.884359, -72.543789 con un área de más de 17,000 m² de los cuales aproximadamente 4,000 m² están construidos y dotados de instalaciones eléctricas e iluminación tanto para aulas y salones como el alumbrado perimetral.



Figura 30. Vista satelital del Centro de Desarrollo. Tomado de “Imágenes ©2018 DigitalGlobe, Datos del mapa ©2018 Google, vista satélite”



Figura 31. Ubicación Factible Paneles Solares y Punto Conexión Eléctrico SSFV y Tablero Conexión Eléctrica Centro de Desarrollo. Tomadas por los autores.



Figura 32. Sala de Sistema y Oficina Administrativa Centro de Desarrollo. Tomadas por los autores.

El Centro de desarrollo cuenta con instalaciones amplias y cómodas para atender los programas sociales en beneficio de la comunidad, dentro de ella una sala de sistemas, aulas con equipos de panadería, ludoteca, salones de clase, laboratorios, talleres, sede administrativa, áreas verdes y campos que permiten la recreación aprendizaje comunitario.

Con la implementación de este proyecto se espera agregar y generar valor económico y social a las instalaciones, mediante la construcción de un sistema que utilizando como fuente al Sol produzca electricidad para funcionamiento de las instalaciones como alternativa de sostenibilidad energética. A su vez, el Sistema Solar Fotovoltaico – SSFV, formará parte de un centro de estudios de monitoreo e investigación, que facilite la formación para la comunidad en el conocimiento y uso de las energías renovables, así como proyección e implementación de nuevos proyectos de energía con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER, según los estudios y resultados que del monitoreo e investigación se desarrollen en el Centro de Desarrollo de Cúcuta - Corporación Minuto de Dios.

Para ello, se realizará en primera instancia una revisión de las instalaciones y equipos eléctricos con el fin de cuantificar la demanda energética horaria de cada uno de los dispositivos eléctricos, que se están utilizando para funcionamiento de sus instalaciones físicas.

3.4. Desarrollo de la Metodología

Para el desarrollo la metodología cuantitativa y demás tratamientos metodológicos por aplicar, será necesario realizar las siguientes actividades:

- Recopilación de fuentes de información secundaria (libros y artículos que interpretan investigaciones-IDEAM- Marco conceptual; Normatividad CREG- Marco legal)
- Determinar la oferta de Radiación solar en Cúcuta - Norte de Santander. Con base en los sistemas de información meteorológicos, de acceso libre (Atlas de radiación solar-IDEAM)
- Analizar los datos obtenidos a través de las fuentes de información secundaria
- Aplicar un instrumento para cuantificar la demanda energética horaria actual del Centro de Desarrollo de Cúcuta -Corporación Minuto de Dios. (Visita técnica en campo)

- Análisis de comportamiento de la demanda de energía mensual y las tarifas de energía aplicadas en la facturación. (información básica suministrada por el Centro de Desarrollo de Cúcuta)
- Procesamiento de datos según los análisis a efectuar
- Análisis de la información cuantitativa
- Análisis de resultados del diagnóstico
- Diseñar propuesta y factibilidad de un sistema de energía solar fotovoltaica para el Centro de Desarrollo de Cúcuta -Corporación Minuto de Dios
- Elaboración de conclusiones y recomendaciones del diagnóstico
- Presupuesto y cronograma

3.5. Análisis de la Oferta de Radiación Solar Global

Se describen las variables y componentes para la Radiación Solar Global, Tomado de Distribución espacial y temporal de la irradiación global horizontal en Norte de Santander” el cual referenciamos a continuación como (IDEAM, Atlas de radiación, 2015)

3.5.1. Irradiación a lo largo del año

En los mapas mensuales se presenta la distribución de la irradiación global media recibida en superficie, sobre el territorio colombiano a lo largo del año, expresada en kWh/m² por día.

- Comportamiento horario de la irradiación global

Con base en la información de las estaciones automáticas y SUTRON del IDEAM y de las estaciones de la CAR, IPSE y FEDEARROZ, cuyos sensores proporcionan información a nivel horario, se generaron los promedios horarios a nivel mensual de la irradiación global horizontal. Para el resto de sensores, que generan un solo dato diario, equivalente al acumulado de la irradiación global durante el día. (IDEAM, Atlas de radiación, 2015)

Se presentan las tablas con los promedios horarios mensuales de irradiación global media recibida en superficie, expresada en Wh/m^2 por día, para algunas ciudades del país. (IDEAM, Atlas de radiación, 2015)

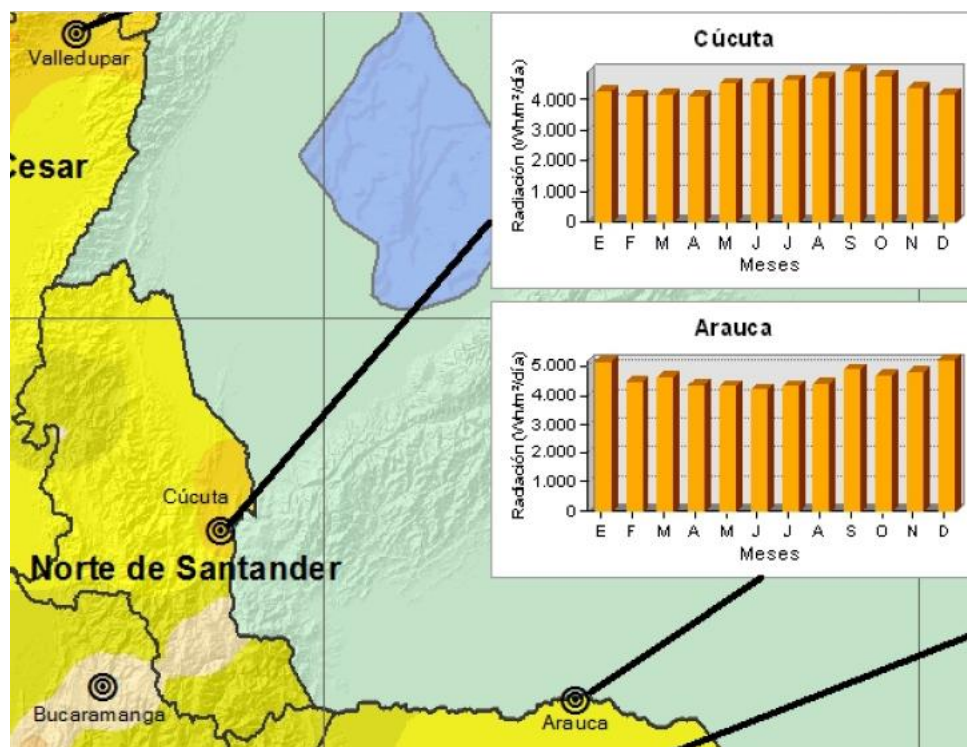
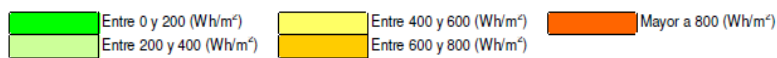


Figura 33. Radicación mensual histórica Cúcuta. Tomado de “Distribución espacial y temporal de la irradiación global horizontal en Norte de Santander” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.

Para mejorar la interpretación de las tablas con los promedios horarios mensuales en cada ciudad, se generaron cinco rangos, cada uno de 200 Wh/m², con su respectivo color, en los que los colores verdes son los promedios horarios más bajos de radiación y los colores amarillos y anaranjados son los más altos. Para nuestro caso de estudio registramos los siguientes datos reflejados en la Estación Universidad Francisco de Paula Santander (Cúcuta).

Tabla 3. Promedio horario de Irradiancia en Cúcuta (Wh/m²)

ESTACIÓN UNIVERSIDAD FRANCISCO DE PAULA SANTANDER (CÚCUTA)												
PROMEDIO HORARIO DE LA RADIACIÓN (Wh/m ²)												
HORA	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0-1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1-2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2-3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3-4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4-5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5-6	0,1	0,0	0,2	2,3	5,5	5,0	3,0	2,5	3,4	3,9	2,7	0,3
6-7	31,5	29,7	39,2	67,2	89,6	89,7	79,9	75,0	91,6	91,4	84,0	46,9
7-8	163,6	151,2	148,0	221,1	263,9	271,2	261,4	283,6	320,1	286,8	268,6	186,0
8-9	364,1	345,7	323,3	414,0	467,5	455,2	438,8	499,0	555,8	520,2	493,7	388,5
9-10	574,6	559,3	494,8	635,4	646,2	636,0	631,8	700,6	758,5	719,7	691,6	574,4
10-11	711,4	715,1	608,2	633,0	691,5	645,6	655,9	703,8	785,6	733,8	771,6	693,3
11-12	750,9	709,3	622,2	639,4	707,0	697,1	673,5	689,9	789,8	782,4	785,9	738,9
12-13	754,2	726,9	669,4	664,2	708,3	668,9	695,4	741,6	796,8	775,5	728,6	707,0
13-14	696,1	723,4	652,6	629,7	690,6	663,5	682,0	719,9	773,2	730,3	644,0	655,2
14-15	533,0	603,4	538,2	551,3	579,7	603,8	620,5	651,2	652,1	539,8	477,2	490,4
15-16	302,9	368,6	363,8	353,5	380,0	421,6	445,4	449,4	418,8	273,5	211,8	232,9
16-17	125,9	164,0	170,4	166,6	180,2	209,3	230,4	230,8	173,9	109,9	81,9	96,2
17-18	22,7	34,2	30,5	32,3	33,9	49,8	58,3	49,7	24,3	9,3	5,5	9,6
18-19	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,2	0,5	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0
19-20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20-21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21-22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22-23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23-0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Acumulada diaria	5030,8	5131,1	4660,8	5009,9	5443,9	5417,0	5476,8	5797,2	6144,0	5576,5	5247,1	4819,7



Nota. Representa la Radiación en Cúcuta, Promedio horario de cada mes. Tomado de “Irradiación global horizontal-promedios horarios-tablas -Cúcuta” Estación Universidad Francisco de Paula Santander por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.

El promedio horario día y acumulado mensual de irradiancia en Wh/m² determina las Horas Solares Pico (HSP) y la producción diaria y mensual potencial; lo que a su vez se utiliza para cuantificar la energía producida en esos mismos periodos.

- Distribución espacial del brillo solar en Colombia

Otra forma de conocer la radiación del Sol es a través de la medición de las horas de Sol efectivo en el día (insolación o brillo solar), que se asocia a la cantidad de tiempo durante el cual la superficie del suelo es irradiada por la radiación solar directa. Según la OMM, la duración de la insolación correspondiente a un periodo determinado, se define como la suma de los subperiodos durante los cuales la irradiancia solar directa supera los 120 W/m^2 . (IDEAM, Atlas de radiación, 2015)

- Análisis promedio anual en horas de brillo solar

La cantidad de horas de brillo solar en Colombia, se presenta en los mapas mensuales y en el mapa anual. Estos mapas, fueron obtenidos con información de las 497 estaciones. Se utilizó información para cada estación, desde su instalación hasta el 31 de diciembre de 2012 o hasta que dejó de funcionar si fue antes de esta fecha. (IDEAM, Atlas de radiación, 2015)

Se presenta el mapa nacional, enfocado en Cúcuta Norte de Santander con el promedio anual de horas de Sol al día (hSd), que representan los promedios de los acumulados mensuales de horas de Sol. (IDEAM, Atlas de radiación, 2015)

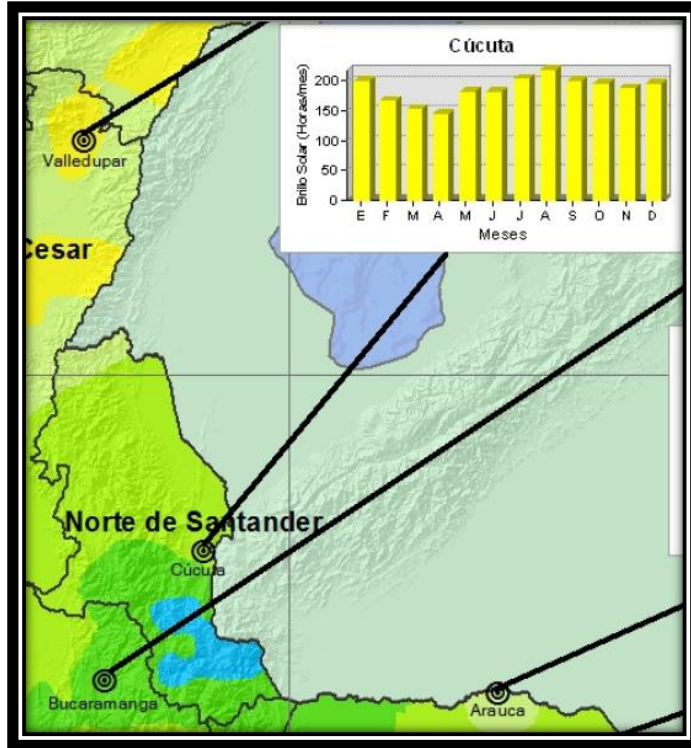


Figura 34. Promedio anual de horas de Sol al día. Tomado de “Distribución espacial y temporal del brillo solar en Norte de Santander” por el Atlas de radiación IDEAM, 2014.

En la región Andina hay pequeños sectores con promedios entre 6 y 7 hSd en los Santanderes, Tolima y Antioquia. También hay amplios sectores con promedios entre 5 y 6 hSd, localizados en los Santanderes, Antioquia, Boyacá, Huila y Tolima. (IDEAM, Atlas de radiación, 2015)

La Región Andina presenta un comportamiento bimodal, en el cual, los mayores promedios se dan en enero y febrero, seguidos de una disminución hasta un mínimo en los meses de abril y mayo y de un incremento hasta julio y agosto. Posteriormente se registra una disminución hasta un segundo mínimo en octubre, finalizando con un incremento para llegar nuevamente a los máximos de enero. En la región Andina, en la mayoría de las estaciones, los promedios son más altos a principios de año (enero) que a mediados (agosto) y son más bajos en el primer mínimo (abril –mayo) que en el segundo (octubre). (IDEAM, Atlas de radiación, 2015)

A continuación, se presenta la información de radiación solar promedio para el Norte de Santander y Cúcuta tanto a nivel anual como detallado mes a mes.

- Radiación Solar detallada en Cúcuta y Norte de Santander

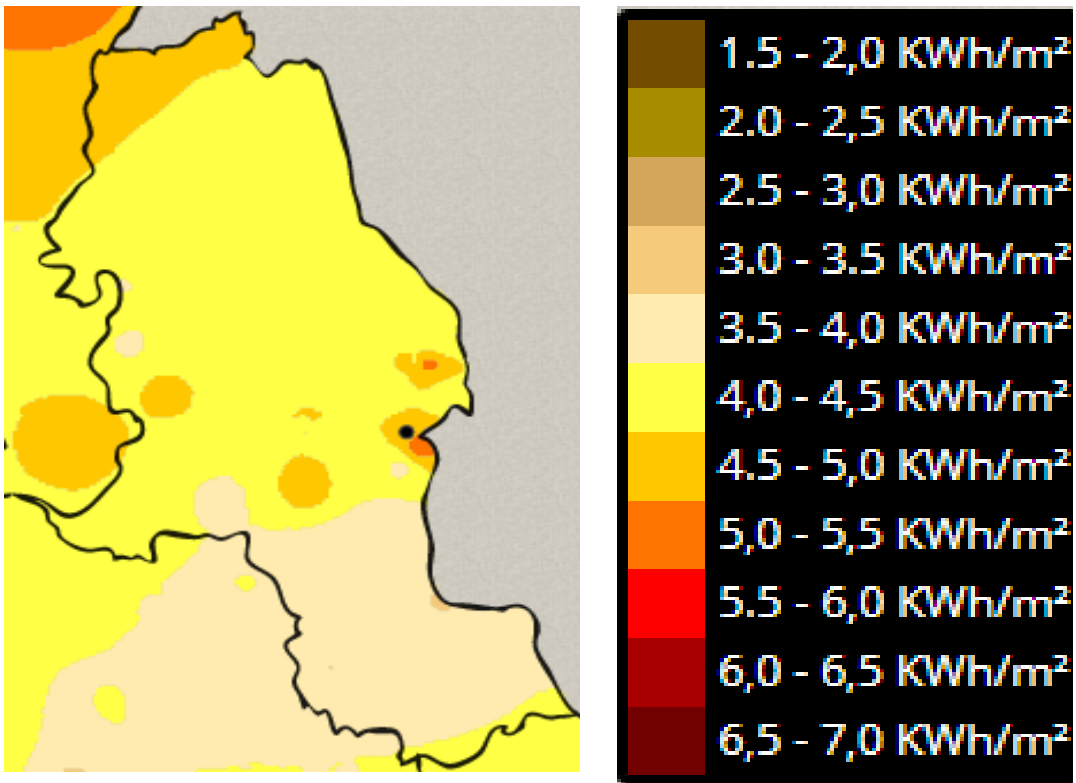


Figura 35. Radiación anual (KWh/m²/día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.

Revisando la información publicada por el Atlas de Radiación IDEAM (registros de más de 20 años analizados), se puede apreciar en promedio entre 4 y 4,5 **KWh/m²/día** en la ciudad de Cúcuta, y estando por encima del promedio los meses julio, agosto, septiembre y octubre entre 4,5 y 5 **KWh/m²/día** en la capital nortesantandereana. (IDEAM, Atlas de radiación, 2015)

Tabla 4. Promedio de Radiación (KWh/m²/día)

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
4,28	4,12	4,18	4,1	4,54	4,5	4,63	4,75	4,93	4,76	4,37	4,17	4,44

Nota. Representa el promedio Radiación mensual en Cúcuta. Tomado de “Irradiación global horizontal -Cúcuta” Estación Universidad Francisco de Paula Santander por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.

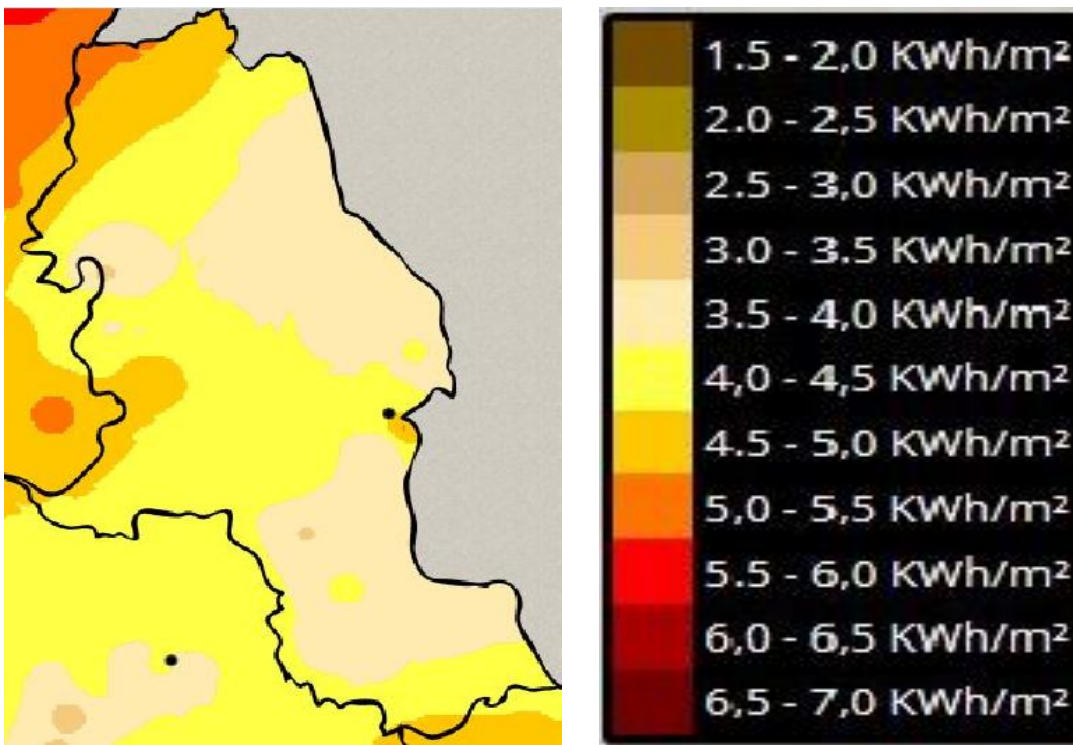


Figura 36. Radiación en el mes de Enero (KWh/m²/día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.

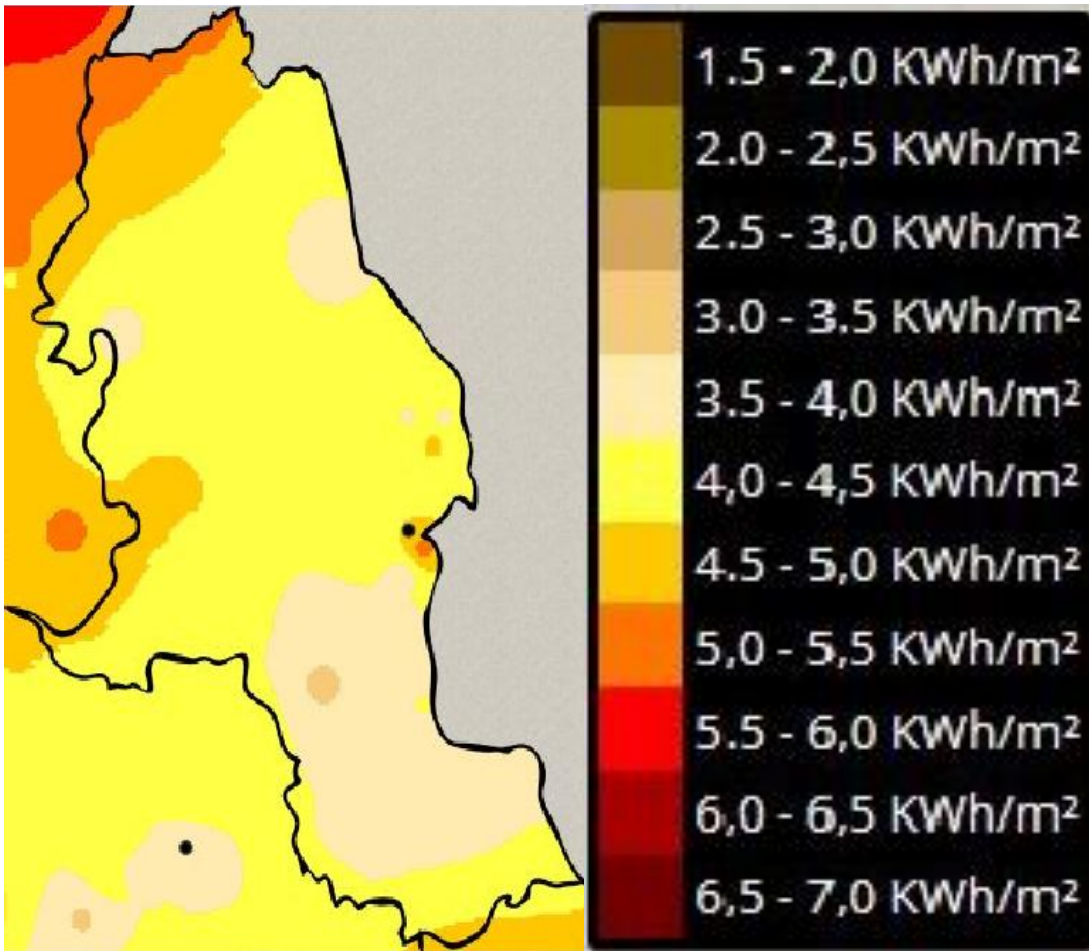


Figura 37 Radiación en el mes de Febrero (KWh/m²/día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.

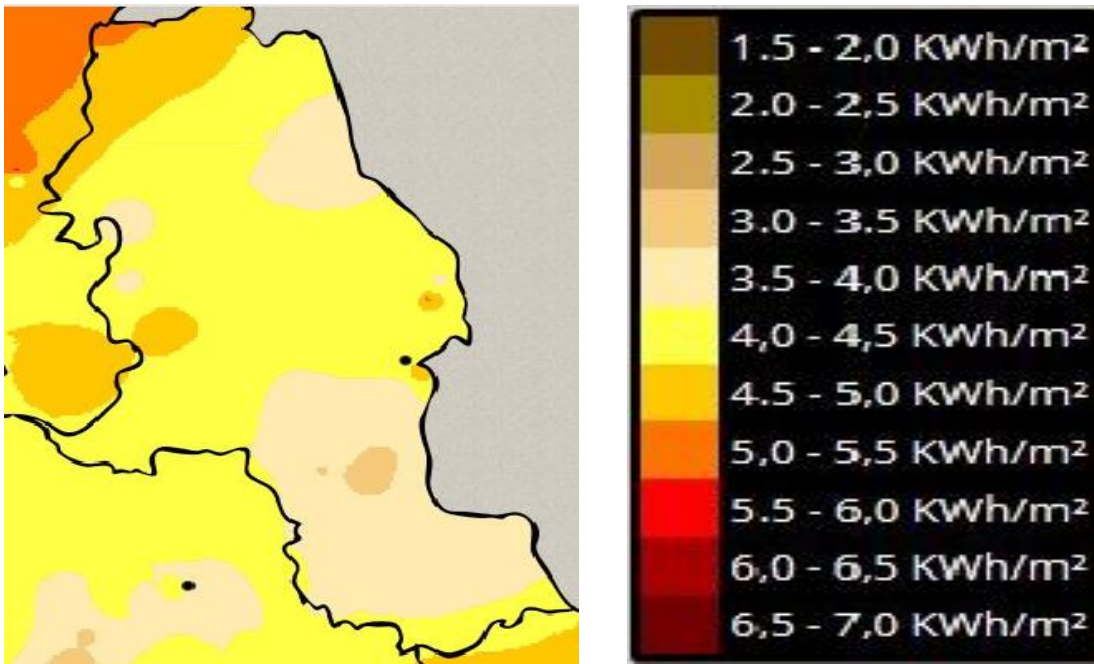


Figura 38. Radiación en el mes de Marzo (KWh/m²/día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.

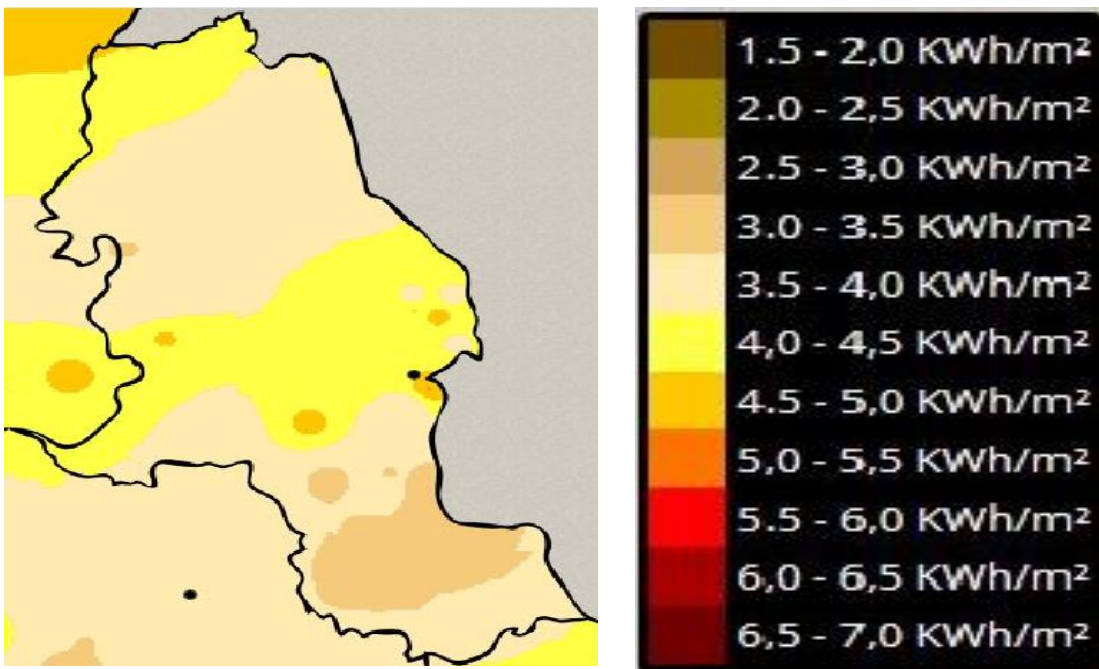


Figura 39. Radiación en el mes de Abril (KWh/m²/día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.

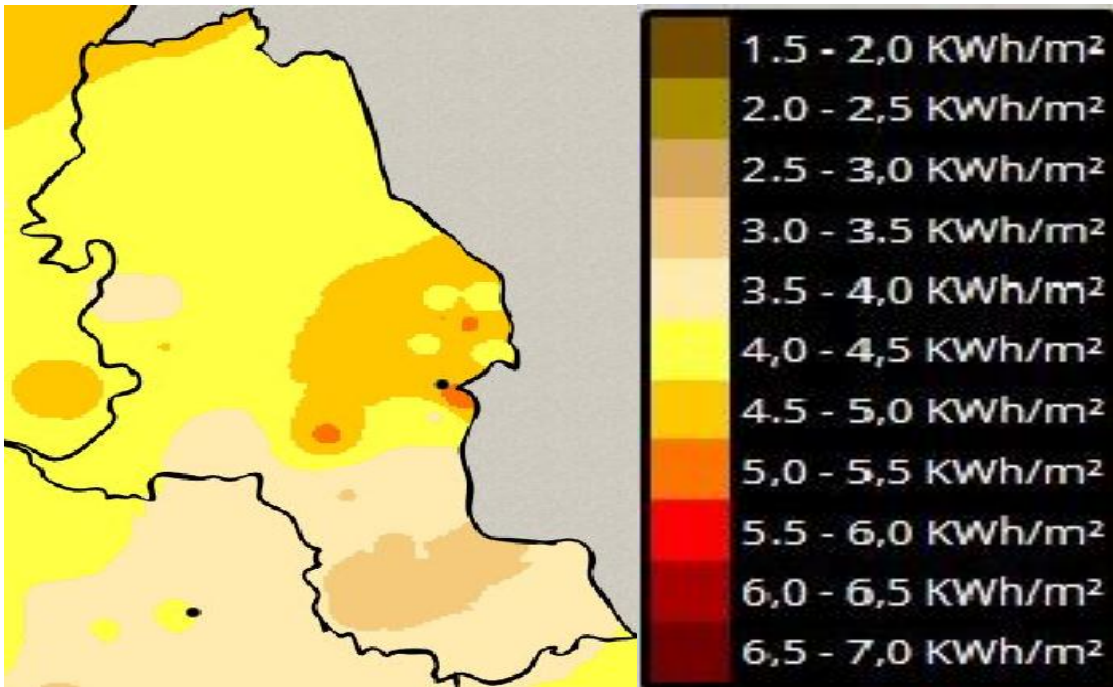


Figura 40. Radiación en el mes de Mayo (KWh/m²/día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.

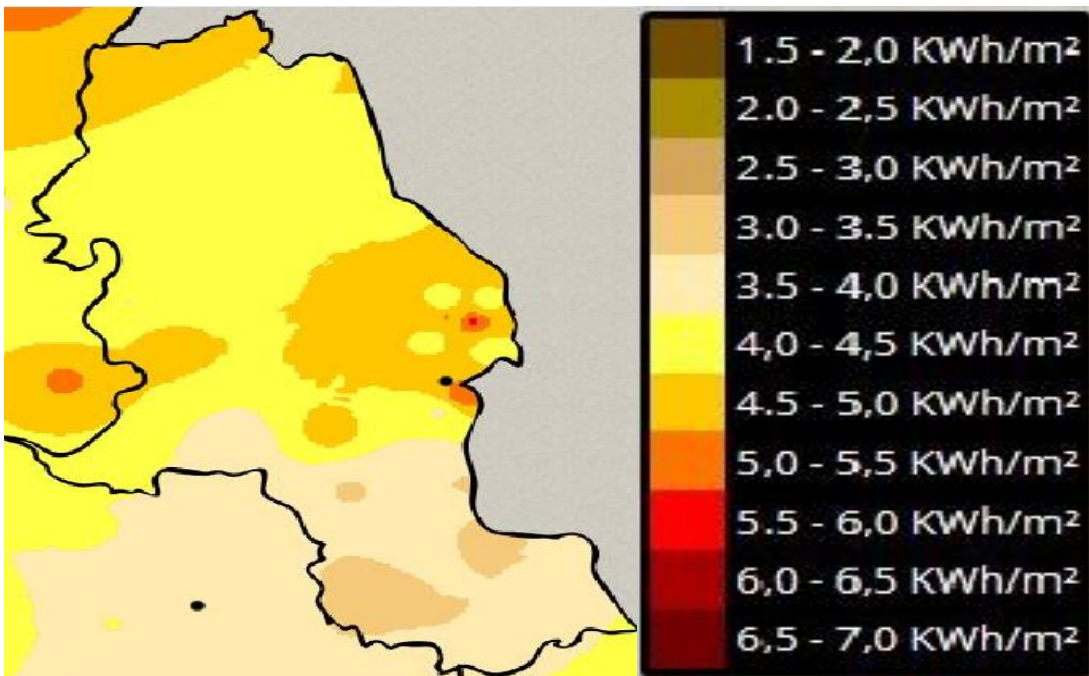


Figura 41. Radiación en el mes de Junio (KWh/m²/día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.

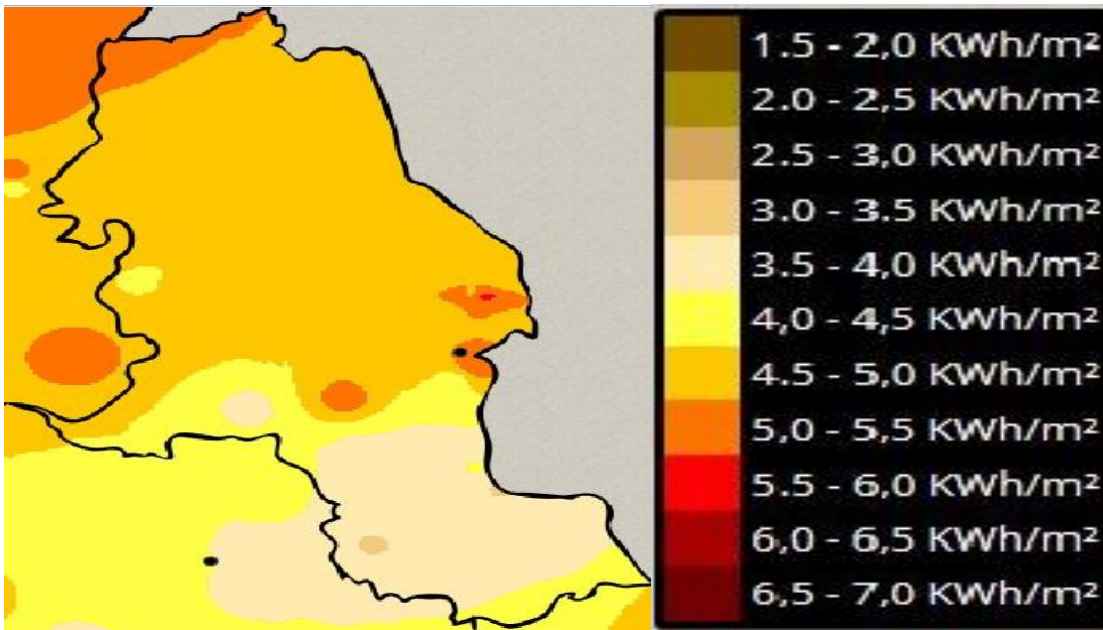


Figura 42. Radiación en el mes de Julio (KWh/m²/día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.

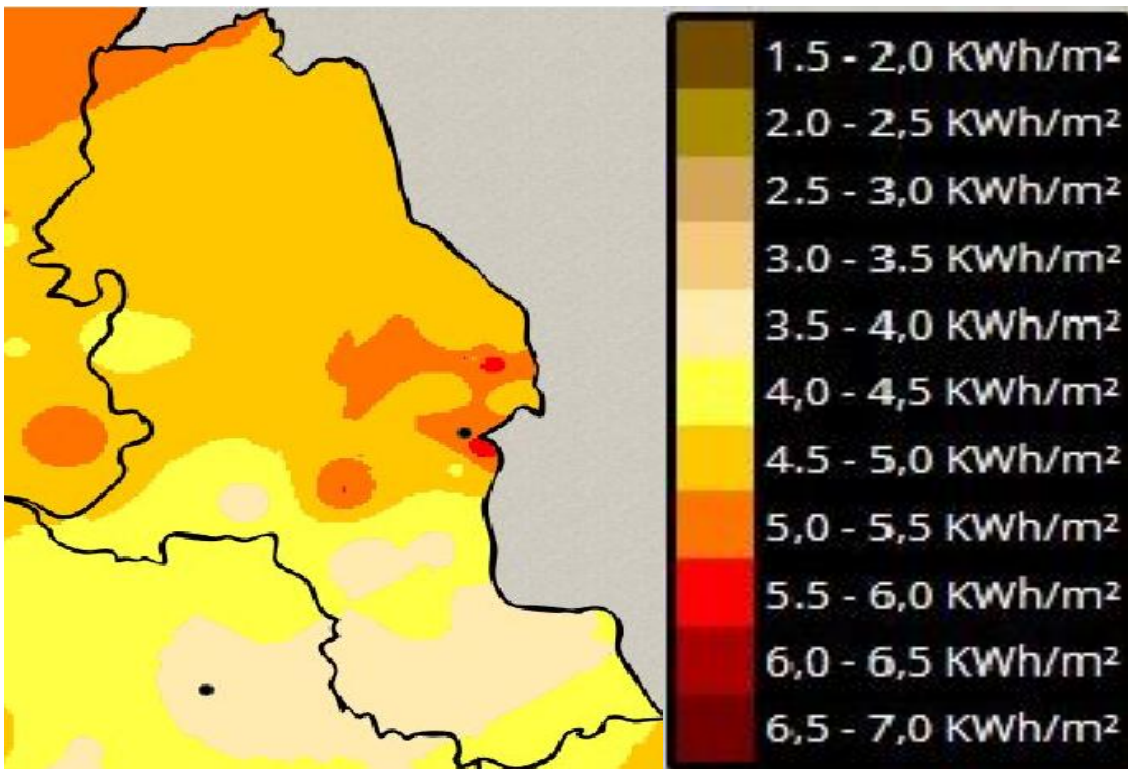


Figura 43. Radiación en el mes de Agosto (KWh/m²/día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.

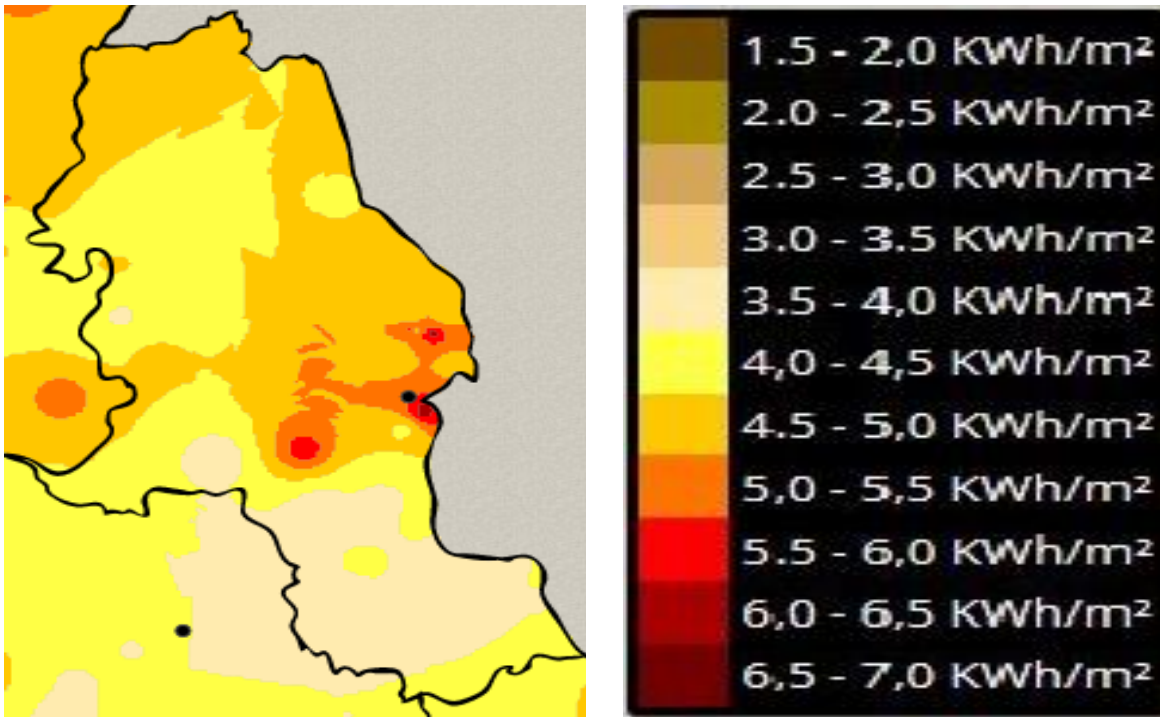


Figura 44. Radiación en el mes de Septiembre (KWh/m²/día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.

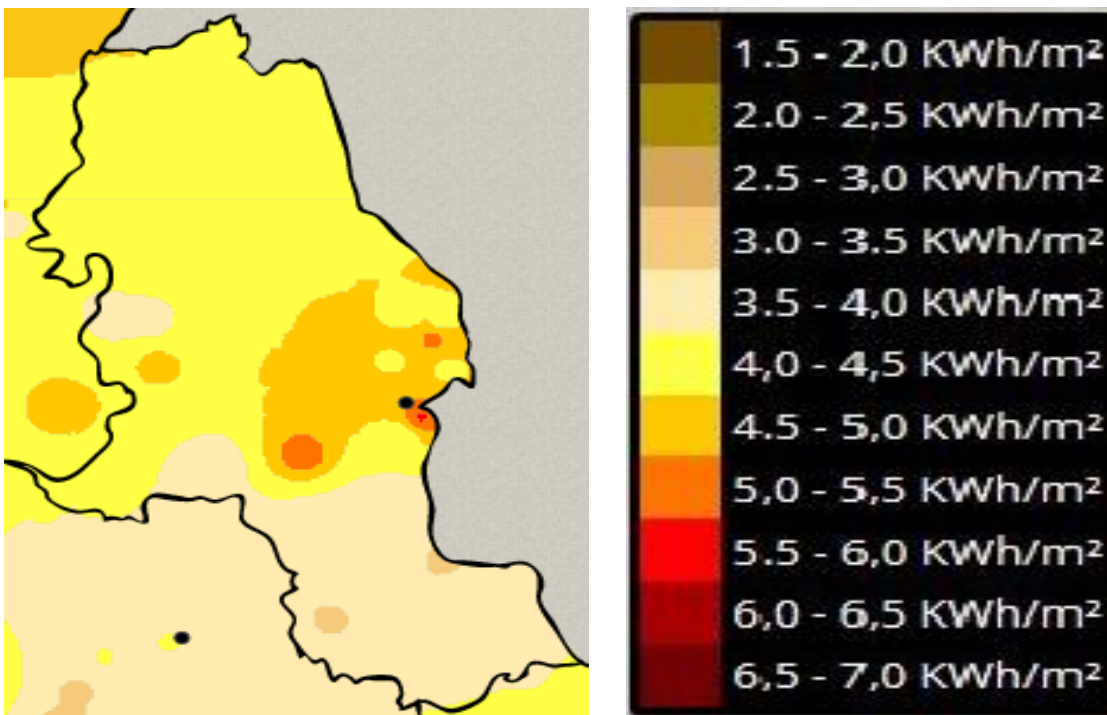


Figura 45. Radiación en el mes de Octubre (KWh/m²/día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.

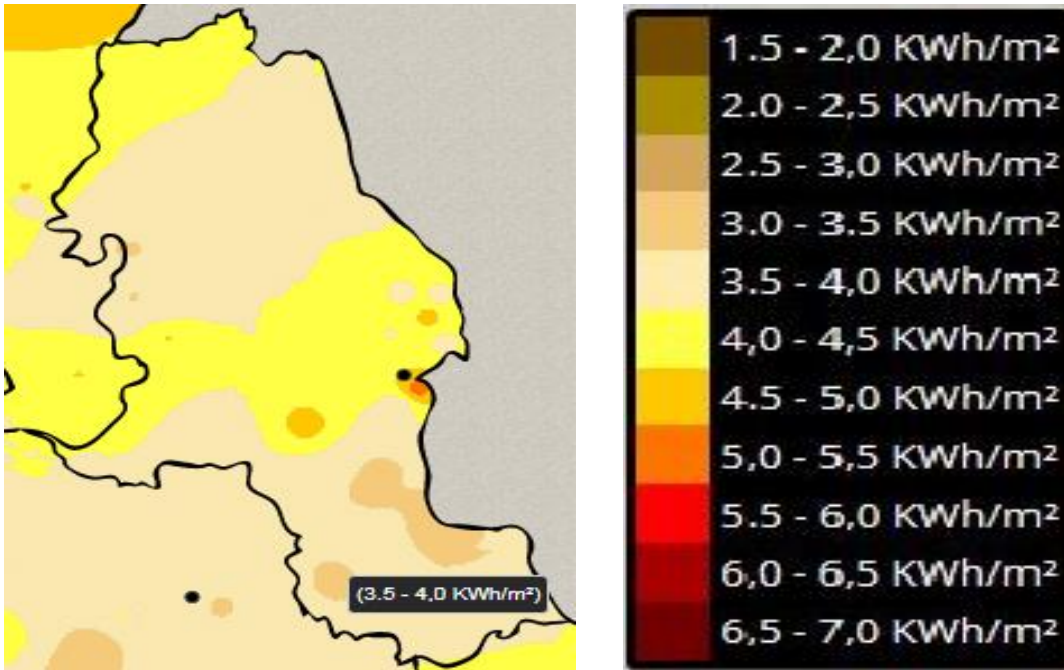


Figura 46. Radiación en el mes de Noviembre (KWh/m²/día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.

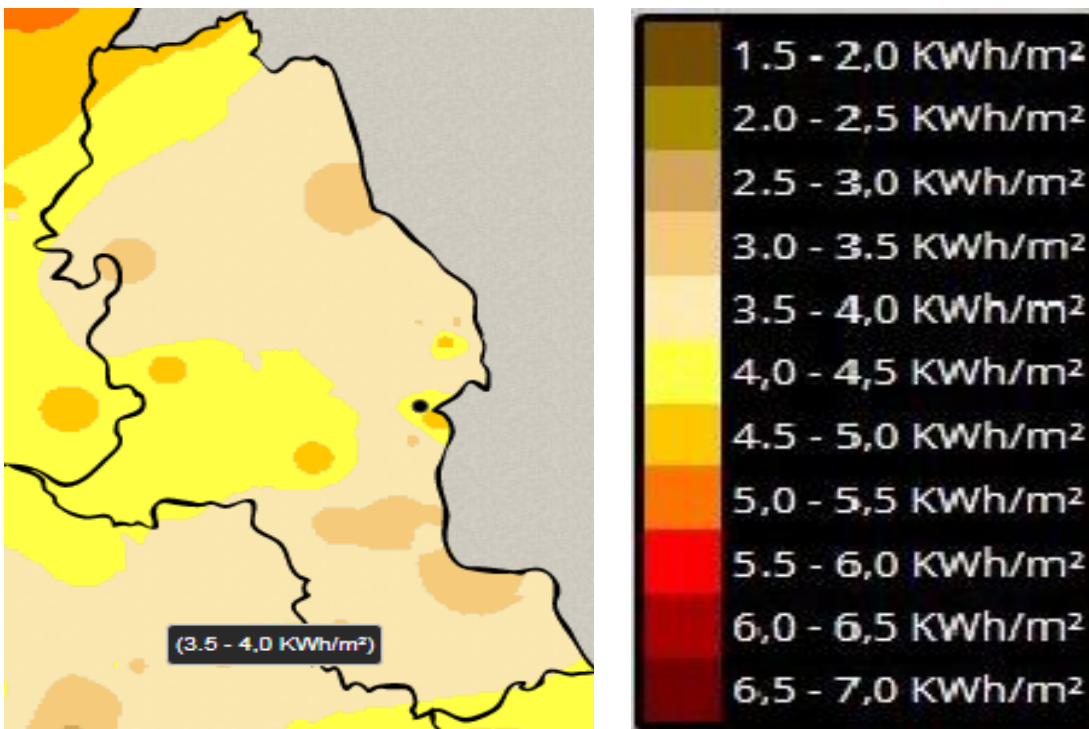


Figura 47. Radiación en el mes de Diciembre (KWh/m²/día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Irradiación global horizontal media diaria mensual” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.

- Brillo solar anual en Cúcuta y Norte de Santander

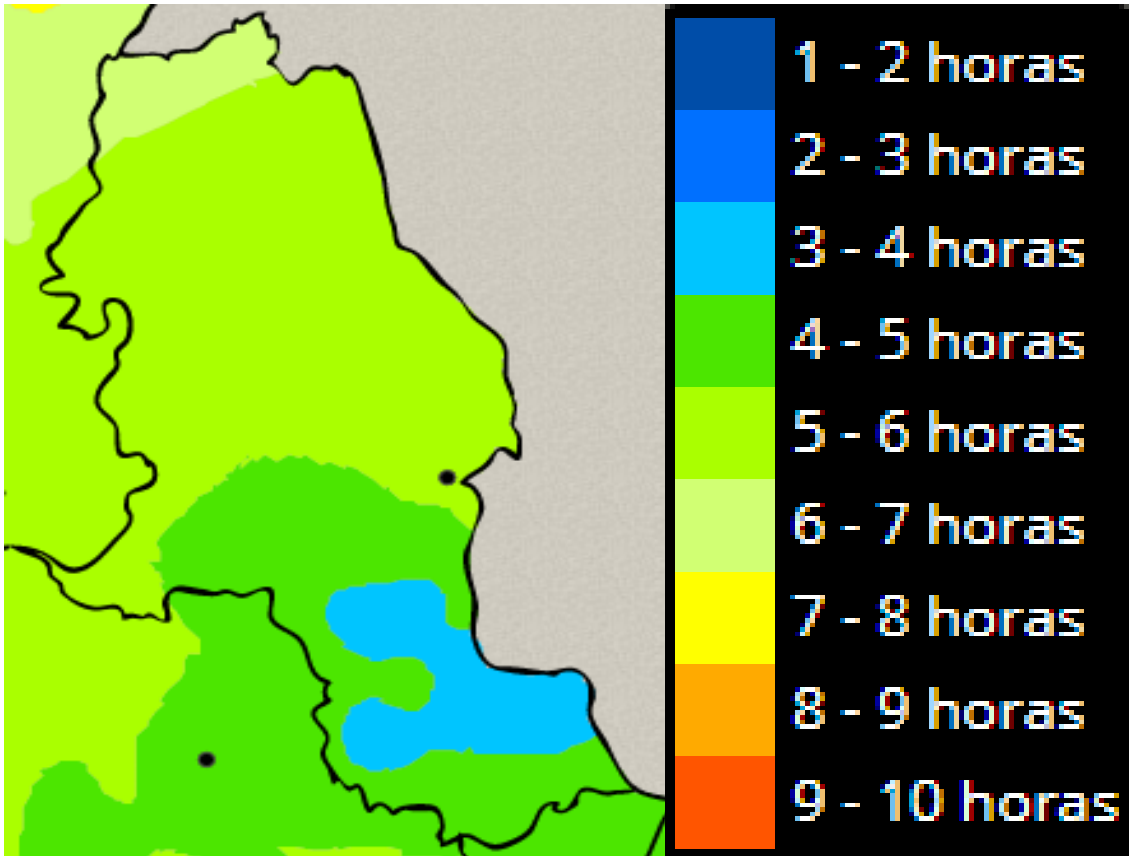


Figura 48. Brillo solar anual (horas de sol al día) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Distribución del brillo solar medio diario (horas de sol al día)” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.

Revisando la información publicada por el Atlas de Radiación IDEAM (registros de más de 30 años analizados), se puede apreciar en promedio entre 5 y 6 horas al día se recibe el brillo solar en la ciudad de Cúcuta, estando por debajo del promedio los meses de marzo y abril entre 4 y 5 horas del sol al día; y estando por encima del promedio los meses julio, agosto y septiembre entre 6 y 7 horas al día al día que se recibe el brillo solar en la capital nortesantandereana. (IDEAM, Atlas de radiación, 2015)

Tabla 5. Promedio de horas de sol al día (brillo solar)

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
6,5	6,0	4,9	4,8	5,8	6,0	6,6	7,0	6,7	6,3	6,3	6,3	6,1

Nota. Representa el Promedio de horas de sol al día en Cúcuta. Tomado de “Distribución del brillo solar medio diario (horas de sol al día)” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.

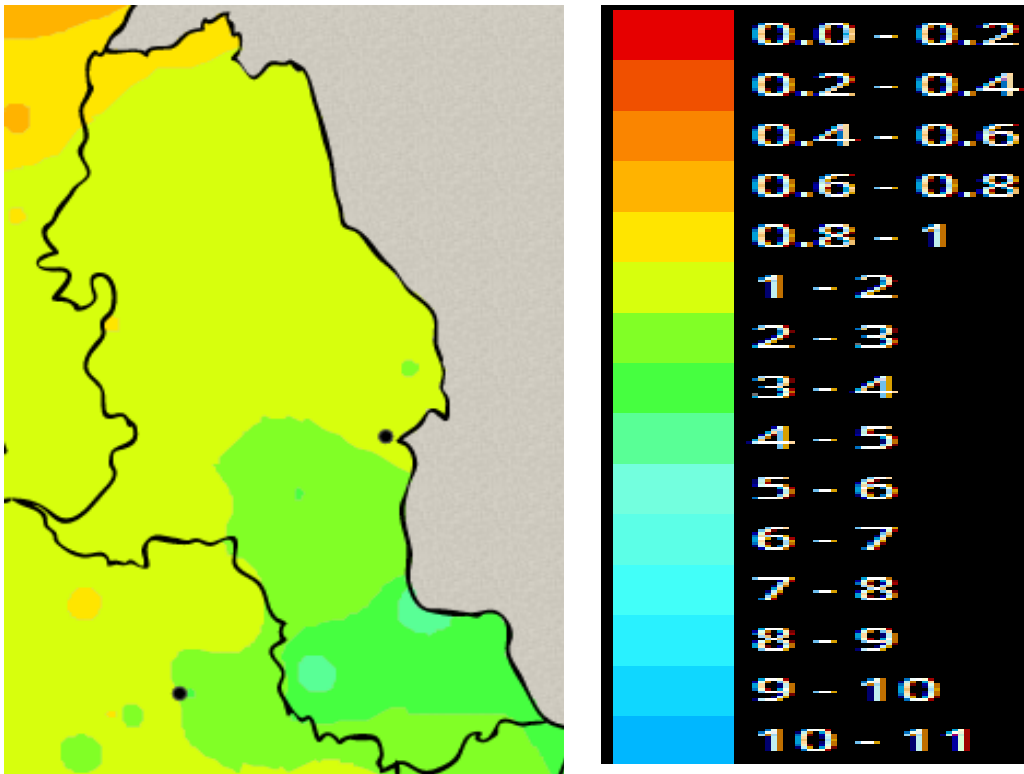


Figura 49. Promedio de días Sin Brillo solar anual (número de días) Cúcuta y Norte de Santander. Tomado de “Promedio de número de Días sin brillo solar” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.

Revisando la información publicada por el Atlas de Radiación IDEAM (registros de más de 30 años analizados), se puede apreciar en promedio entre 1 y 2 días al mes no se recibe el brillo solar en la ciudad de Cúcuta, estando por debajo del promedio los meses de Julio, Agosto, Septiembre, Octubre y noviembre entre 0.2 y 0,8 días al mes sin salir el sol; y estando por

encima del promedio los meses Febrero, Marzo y Abril entre 2 y 4 días al mes que No se recibe el brillo solar en la capital nortesantandereana. (IDEAM, Atlas de radiación, 2015)

Tabla 6. Promedio de Número de días sin salir el sol (Sin brillo solar)

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
1,45	2,21	3,48	2,82	1,27	1,06	0,79	0,24	0,45	0,67	0,55	1,18	1,35

Nota. Representa Promedio de días Sin Brillo solar anual en Cúcuta. Tomado de “Promedio de número de Días sin brillo solar” por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.

Recomendación Oferta Radiación Solar

Una vez recopilada y analizada la información disponible sobre radiación solar, se decide que la información mas completa y detallada para la formulación de la propuesta es la disponible del Atlas; y, en particular la señalada en la Tabla 3 e identificada como como Promedio horario de irradiación mensual y promedio horario de irradiación diaria.

La recomendación se plantea considerando que con la data recopilada es posible cuantificar la potencial producción de energía eléctrica por metro cuadrado. Teniendo en cuenta lo anterior, se procede a cuantificar la necesidad de energía del Centro de Desarrollo para posteriormente aplicar la información de la Tabla 3 y así determinar la proporción de la demanda del Centro que será atendida con la generación del Sistema Solar Fotovoltaico – SSFV.

3.6. Resultados del instrumento aplicado

Para cuantificar las necesidades del Centro de Desarrollo se aplicó la metodología de aforo determinando la cantidad equipos electricos, sus caracteristivas tecnicas y comportamiento de utilizacion en el Centro de Desarrollo de Cucuta – Corporacion Minuto de Dios.

Tabla 6. Aforo de carga en campo

AFORO DE ENERGÍA DEL CENTRO DE DESARROLLO DE CUCUTA					
Equipo o carga	Cantidad (Unidades)	Potencia de Consumo (W)	Tensión (V)	Horas de uso diario (h)	Uso Diurno / Nocturno
COMPUTADOR PORTATIL	15	60	110	8	Diurno
REFLECTOR DE SODIO	3	70	110	4	Nocturno
REFLECTOR DE SODIO	4	150	110	4	Nocturno
NEVERA DE 1.8 AMP	2	216	110	15	Diurno/Nocturno
VENTILADOR	1	60	110	8	Diurno
VENTILADOR DE TECHO	4	96	110	8	Diurno
LAMP FLUOR NO RES SLIMLIN (75W)	9	75	110	9	Diurno
BOM AHORRADOR 45W NO RESID	10	45	110	9	Diurno
REFLECTOR TIPO LED AP 100W	8	100	110	12	Nocturno
AA RESID SPLIN 9000 BTU -120	1	1080	110	7	Diurno
DISPENSADOR DE AGUA	1	360	110	12	Diurno
LAMP FLUORECENTE RESID 40W	106	40	110	4	Diurno
AA COMER SPLIN 18000 BTU - 220	1	2200	220	9	Diurno
CAFETERA NO RESIDENCIAL 1500W 120V	1	1500	110	2	Diurno

Nota. Representa los resultados del instrumento aplicado en campo. Elaborado por los autores

Una vez efectuado el aforo se determinó el perfil de carga utilizando las caracterísitcas de los equipos y los registros de uso histórico. A continuación, el perfil horario de carga instalada que al considerar el factor de utilizacion determina el consumo diario del Centro.

Tabla 7. Perfil de carga y consumo diario

PERFIL HORARIO DE CARGAS (TABLA LOS VALORES DE POTENCIA CONSUMIDOS CADA HORA EN KW)																											
EQUIPOS Y POTENCIA				HORAS																							
Equipo o Carga	Potencia unitaria de Consumo (W)	Cantidad	Potencia total (W)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
COMPUTADOR PORTATIL	60	15	900	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
REFLECTOR DE SODIO	70	3	210	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
REFLECTOR DE SODIO	150	4	600	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
NEVERA DE 1.8 AMP	216	2	432	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
VENTILADOR	60	1	60	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
VENTILADOR DE TECHO	96	1	96	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LAMP FLUOR NO RES SLIMLIN (75W)	15	4	60	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BOM AHORRADOR 45W NO RESID	45	4	180	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
REFLECTOR TIPO LED AP 100W	100	4	400	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
AA RESID SPLIN 9000 BTU -120	1080	1	1080	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
DISPENSADOR DE AGUA	360	1	360	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LAMP FLUORESCENTE RESID 40W	40	106	4240	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
AA COMER SPLIN 18000 BTU - 220	2200	1	2200	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CAFETERANO RESIDENCIAL 1500W 120V	1500	1	1500	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL DEMANDA HORARIA (KWh)			33,91	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	0,8	1,5	1,2	1,2	1,2	1,2	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6

Nota. Representa los resultados del instrumento en periodos horarios. Elaborado por los autores

Con base en la tabla 7. Se gráfica el perfil de carga determinado

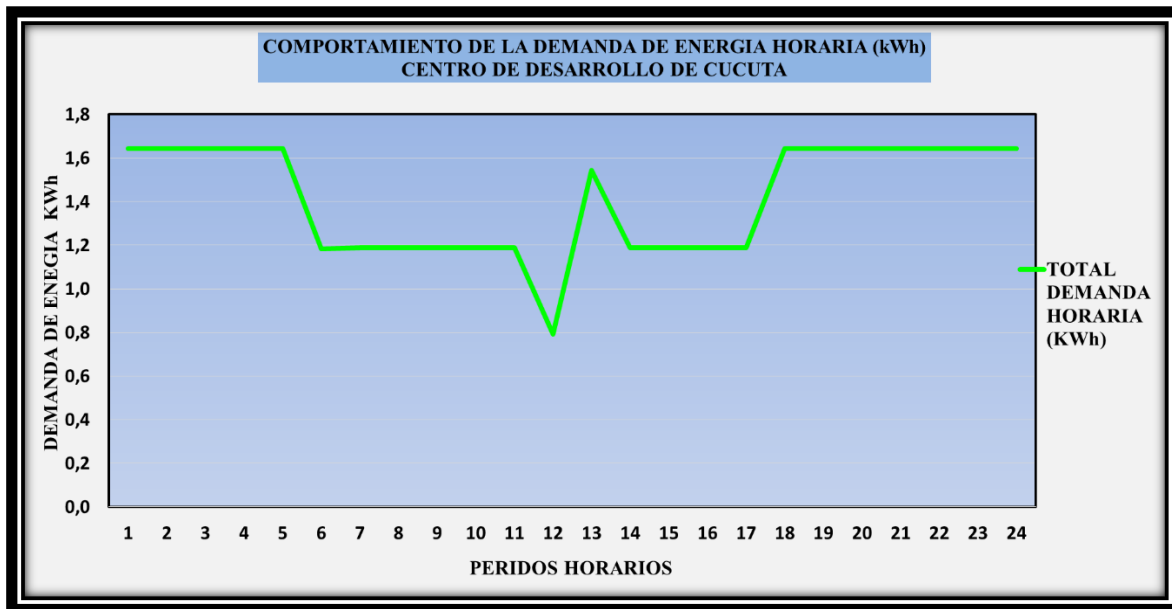


Figura 50. Comportamiento demanda de energía horaria día ordinario a la fecha. Elaborada por los autores.

El perfil de la figura anterior será el que se utilice para comparar la generación de energía en las alternativas a formular y será:

De acuerdo con la información evaluada, se determina que en las condiciones actuales el Centro de Desarrollo consume al día 33,9 kWh según el perfil antes identificado.

Por otra parte, el consumo mensual histórico del Centro desde 2013 a la fecha permite observar como en el periodo 2014 – 2016 el consumo estuvo muy por debajo de lo registrado en 2013, 2017 y lo corrido de 2018. La figura 49 presenta dicha información.

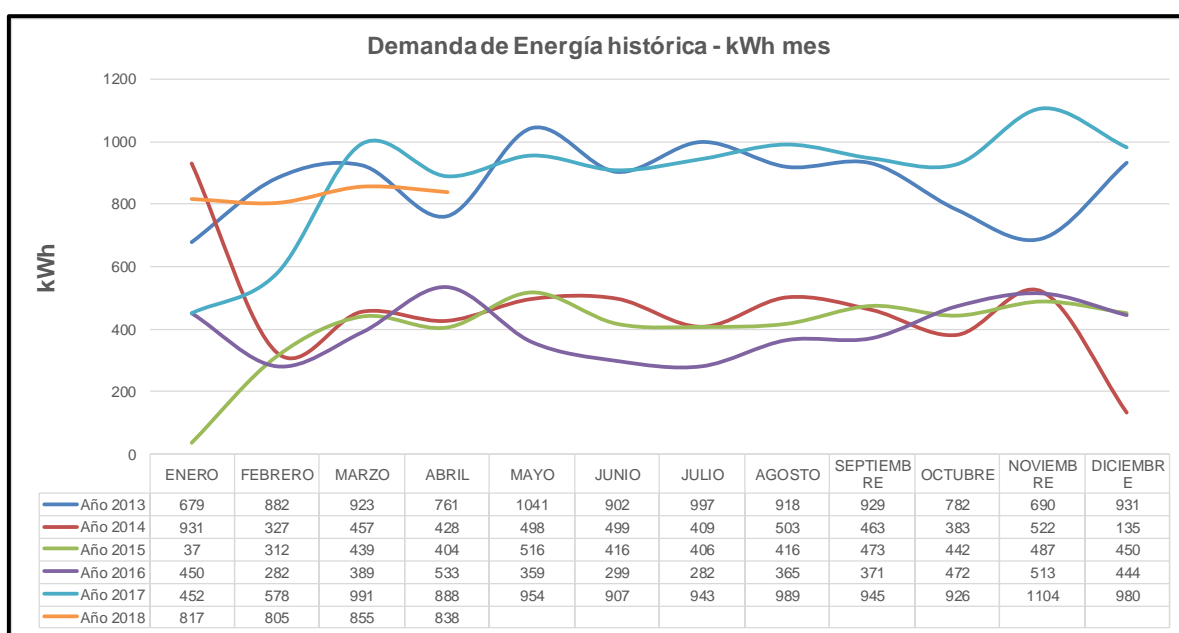


Figura 51. Demanda mensual de energía Centro de Desarrollo. Elaborada por los autores.

Con base en el perfil de carga diario (33,9 kWh) se calculó primero un consumo mensual (30 días) del orden de los 1.017 kWh – mes. No obstante, al observar los registros mensuales históricos, se observa que el consumo promedio histórico mínimo ha sido del orden de los 600 kWh – mes mientras que el máximo resulta en 879 kWh – mes. Por otra parte, en los primeros meses de 2018 el promedio indica un valor de 829 kWh – mes; todos estos valores inferiores al

1.017 kWh – mes proyectado con el aforo. Finalmente, para proyectar el año 2018 se consideró conveniente utilizar la información real de los cuatro (4) primeros meses de 2018 y en el resto de meses se reflejaron los datos históricos de los meses de mayo a diciembre de 2017.

Con base en lo anterior, se construyó la tabla 6 con la proyección de los consumos mensuales y diarios. En promedio, el consumo diario y mensual son del orden de los 30,7 y 922 kWh respectivamente.

Tabla 8. Demanda de Energía proyecta para 2018 (kWh – mes / día)

Mes	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Promedio
Mensual	8,17	8,05	8,55	8,38	9,54	9,07	9,43	9,89	9,45	9,26	1,104	9,80	9,22
Diario	27,2	26,8	28,5	27,9	31,8	30,2	31,4	32,9	31,5	30,9	36,8	32,7	30,7

Nota. Representa los pronósticos de consumo de energía en kWh estimado por mes y día. Elaborado por los autores

Al comparar el consumo promedio diario proyectado (30,7 kWh – día) con la demanda calculada con el perfil de carga horario (33,9 kWh – día), se decide que, para una mayor sostenibilidad del proyecto, la base para definir la capacidad del SSFV será 33,9 kWh – día.

Con fines de evaluación y así identificar la alternativa sostenible, de mejor pertinencia, eficiencia y eficacia para el Centro de Desarrollo de Cúcuta, se establece que el SSFV estará conectado a la red y para su dimensionamiento se procederá aplicando el siguiente procedimiento:

1. Formular tres (3) alternativas o escenarios para la capacidad del SSFV, con base en la demanda diaria calculada con el perfil de carga (33,9 kWh – día), así:

Tabla 9. Escenarios evaluación

Escenarios – Demanda diaria proyectada 2018 (30,7 kWh – día)			
Alternativas	1	2	3
Atención demanda (%)	100	150	42
Capacidad SSFV (kW)	8	12	3,4

Nota. Representa las alternativas a evaluar con sus respectivas coberturas de demanda y capacidad del Sistema Solar Fotovoltaica. Elaborado por los autores

2. Determinar la capacidad de producción del SSFV para cada escenario, aplicando:

$$P_{SSFV} = \frac{\left(\frac{\text{Energía diaria}}{HSP} \right)}{n}$$

Donde: P_{SSV} : Potencia del Sistema Solar Fotovoltaico en kW

Energía diaria: Consumo diario proyectado (30,7 kWh – día)

HSP: Horas Solares Pico (Irradiancia Cúcuta / 1.000; del Atlas)

n: Eficiencia de los equipos (76,1%)

Las Horas Solares Pico (HSP), de acuerdo con la información recopilada son:

Tabla 10. Horas Solares Pico (HSP) en Cúcuta

HSP – Horas Solares Pico en Cúcuta												
Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Prom. Anual
5,031	5,130	4,660	5,010	5,444	5,416	5,476	5,797	6,144	5,576	5,247	4,819	5,3129

Nota. Representa la Radiación acumulada en un día promedio mensual en Cúcuta. Tomado de “Irradiación global horizontal-promedios horarios-tablas -Cúcuta” Estación Universidad Francisco de Paula Santander por el Atlas de radiación IDEAM, 2015.

La eficiencia o coeficiente de rendimiento (PC) expresa la relación entre el rendimiento real y el nominal de la instalación fotovoltaica; indica que proporción de la energía está realmente disponible tras haber descontado las pérdidas energéticas en las fases de conversión.

Las principales pérdidas en un SSFV son:

Tabla 11. Porcentaje de Pérdidas de Energía / Eficiencia de un SSFV

Fase de conversión	Rendimiento parcial (%)	Rendimiento acumulado (%)
Nominal	0,00	100,00
Irradiación global reducida por sombreado topográfico	-1,00	99,00
Pérdidas por orientación y sombra	-6,00	93,00
Suciedad paneles solares	-3,10	89,90
Conversión y desempeño fuera de condiciones estandar prueba (STC)	-6,50	83,40
Conexión y diodos panel solar	-0,30	83,10
Consumo propio del inversor	-0,10	83,00
Conversión DC/AC inversor	-1,80	81,20
Cableado DC y AC	-2,10	79,10
Sombras del día	-3,00	76,10

Nota. Representa rendimiento de un Sistema Solar Fotovoltaico. Tomado de la Oferta comercial Colominvest – SAEL para la FESC

La eficiencia o coeficiente de rendimiento para este proyecto es de 76,1%.

Además de lo anterior, deberá considerarse la limitación de conexión del SSFV al transformador que alimenta al usuario. De acuerdo con la resolución CREG 030 de 2018, no podrá ser superior al 15% de la capacidad del transformador de distribución.

Para los casos del estudio, debe tenerse en cuenta que la máxima capacidad de conexión está en el rango 5 a 7 kW dada una capacidad de transformación de 45 KVA.

3. Calcular el número de paneles o módulos solares necesario para el SSFV así:

$$\# \text{ paneles} = \frac{P \text{ SSFV}}{\text{Pot panel}} \times 1.000$$

Donde: *P SSV: Potencia del Sistema Solar Fotovoltaico en kW*

Pot panel: la potencia de cada panel (270 W)

En el caso de estudio se utilizan características de los paneles solares fabricados por la compañía ASTROENERGY (se adjuntan catalogos).

4. Determinar las características y capacidad del equipo inversor, considerando la potencia del SSFV, la configuración de conexión de los paneles o grupos de paneles y las especificaciones de los equipos disponibles para tal fin.

Como se señaló, se definirán esquemas de agrupamiento de módulos para conseguir valores que permitan aumentar la tensión para que así disminuya la intensidad. De acuerdo con lo anterior, selección de inversor, conductores y protecciones dependera de los requisitos de la carga y su selección obedecerá a los menores costos posibles sin afectar la seguridad.

En el caso de estudio se utilizan características de los inversores fabricados por la compañía FRONIUS (se adjuntan catalogos).

5. Obtener los perfiles horarios de generación mensual y diario, aplicando para cada alternativa o Potencia de SSFV, la información de la **Tabla 3. Promedio horario de Irradiancia en Cúcuta (Wh/m²) - UFPS.**

6. Determinar para cada escenario o alternativa la producción potencial, energía importada y exportada, de ser el caso, para así identificar la ubicación de los resultados en los esquemas Intercambio o Venta definidos en el marco legal.

7. Elaborar Flujo de Caja Libre (FCL) considerando: Inversión principal en el año 0, Reposición del inversor en el año 14, Ahorros, que genera la sustitución energética, como ingresos a partir del año 1 y por periodo de 24 años más. Con base en el FCL proyectado, realizar la evaluación financiera calculando: Valor Presente Neto – VPN, Tasa Interna de Retorno – TIR, el Tiempo de recuperación de la inversión y la relación Beneficio/Costo (B/C) del proyecto.

Para cuantificar la inversión del SSFV, se presupuestan equipos, materiales, mano de obra e IVA; adicionalmente, se incluyen: \$8 millones como único valor por la construcción de un techo o cubierta para el parqueadero, sitio donde se instalarán los paneles solares, y \$1,6 millones como el costo del medidor bidireccional necesario para intercambios.

Finalmente, se presentarán dos evaluaciones financieras. La primera, de acuerdo con lo señalado anteriormente; y una segunda, incluyendo el impacto ambiental positivo por las emisiones de CO₂ evitadas.

8. Una vez cuantificados los resultados de cada escenario o alternativa se procede con la aplicación de la metodología de evaluación que identifique la alternativa sostenible, de mejor pertinencia, eficiencia y eficacia para el Centro de Desarrollo de Cúcuta.

4. Análisis del resultado del diagnóstico

Aplicando el procedimiento señalado en el numeral 3.6 tenemos:

4.1. Alternativa 1 (8 kW): Generación cubre el 105% consumo diario

a) De la irradiancia promedio día para cada mes se obtienen las horas solares pico – HSP. Por otra parte; considerando una demanda máxima diaria de 33,9 kWh y eficiencia del SSFV de 76%, se obtienen capacidades entre 7 y 9 kW para los diferentes meses del año. Para este escenario la máxima para el SSFV será 8 kW.

Tabla 12. Cálculos Capacidad Alternativa 1

MES	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SEPT.	OCT.	NOV.	DIC.
Irradiancia promedio diaria en Cúcuta (kWh/m ²)	5.031	5.130	4.660	5.010	5.444	5.416	5.476	5.797	6.144	5.576	5.247	4.819
HSP (kWh/m ²)	5,03	5,13	4,66	5,01	5,44	5,42	5,48	5,80	6,14	5,58	5,25	4,82
Demanda a ser atendida (kWh – día)	33,91	33,91	33,91	33,91	33,91	33,91	33,91	33,91	33,91	33,91	33,91	33,91
Potencia SSFV (kW)	8,86	8,69	9,56	8,89	8,19	8,23	8,14	7,69	7,25	7,99	8,49	9,25

Nota. Representa los resultados de los cálculos técnicos determinados por los autores.

b) Partiendo de los 8 kW y considerando la potencia máxima de cada panel (270 W), se encuentra que es necesario instalar por lo menos 30 paneles en un área de 50 m².

c) Para esta cantidad de paneles y según especificaciones de los inversores, se determina que el sistema se puede configurar con 2 ramas de paneles en paralelo cada rama con 15 paneles en serie. Obteniendo, tensión y corriente de entrada al inversor de 422 voltios y 14 amperios.

Esto permite identificar al inversor necesario como el Fronius Symo trifásico de 8 kW.

d) En esta alternativa, la comparación entre producción y demanda promedio indica que el SSFV produciría un 105% de la energía total demandada por el Centro de Desarrollo; lo cual se ubica dentro del escenario Venta.

A continuación, la gráfica Producción mensual de la alternativa.

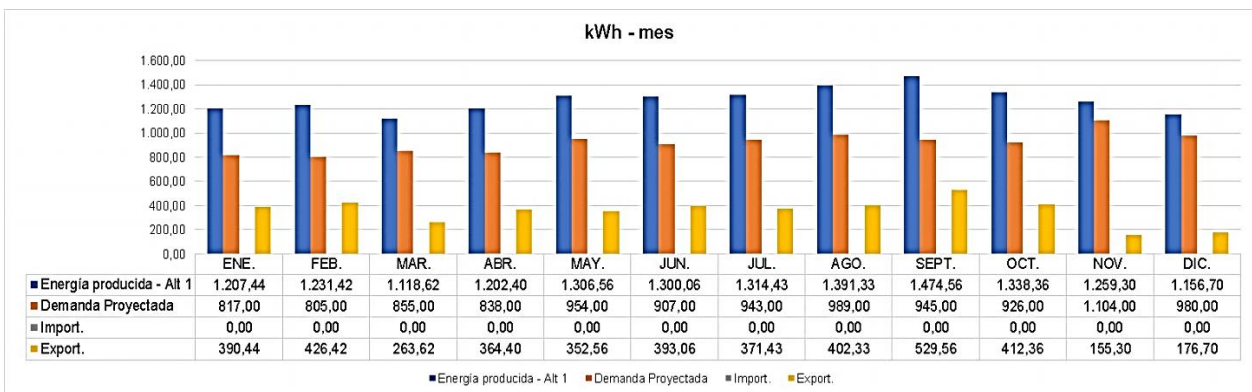


Figura 52. Producción/Demanda/Exportaciones Alt. 1. Elaborada por los autores.

En este escenario, la producción anual de energía, del SSFV de 8 kW, ascendería a los 15.301 kWh que comparados con el estimado de demanda anual (11.063 kWh) equivale a un 138%. Esto indica que las importaciones totales serían cero mientras que las exportaciones 4.238 kWh; es decir, se atiende la demanda propia, reduciendo los costos de energía a cero; y las exportaciones aportarían recursos por \$1,2 millones anuales.

Por lo tanto, estaríamos en el escenario de Venta y el proyecto garantizaría la sostenibilidad del Centro de Desarrollo; hasta que la demanda de energía diaria llegue al 40% de la estimada con la utilización de todo el equipamiento del Centro de Desarrollo.

e) El SSFV proyectado tendría un costo total de \$55 millones, como se observa en la siguiente tabla.

Tabla 13. Presupuesto Alternativa 1

Item	Alt. 1 (#)	Valor (\$)
Panel solar STAVE 270 W Astroenergy	30	16.296.296
Soporte montaje panel	30	2.814.815
Juego 4 piezas para sujetar panel	15	829.630
Inversor Fronius Symo 8.2-3-M 8,2 kW	1	8.833.848
Medidor viento estación meteorológica	1	154.728
Medidor temp. estación meteorológica	1	91.923
Medidor irradiancia estación meteorológica	1	444.990
Medidor temperatura panel	1	454.347
Caja conexiones estación meteorológica	1	1.128.796
Subtotal sin IVA		31.049.373
IVA		4.967.900
Subtotal con IVA		36.017.272
Mano de obra y materiales		9.004.318
Subtotal Alternativa 1		45.021.590
Techo parqueadero 100 m2		8.000.000
Medidor bidireccional		1.575.000
Total SSFV		54.596.590

Nota. Representa los ítems del presupuesto, determinados por los autores.

Al elaborar un Flujo de caja libre para el proyecto; simulando inversiones en el año 0 y 14 y a partir del año 1 los ahorros e ingresos que se producirían se obtiene lo siguiente:

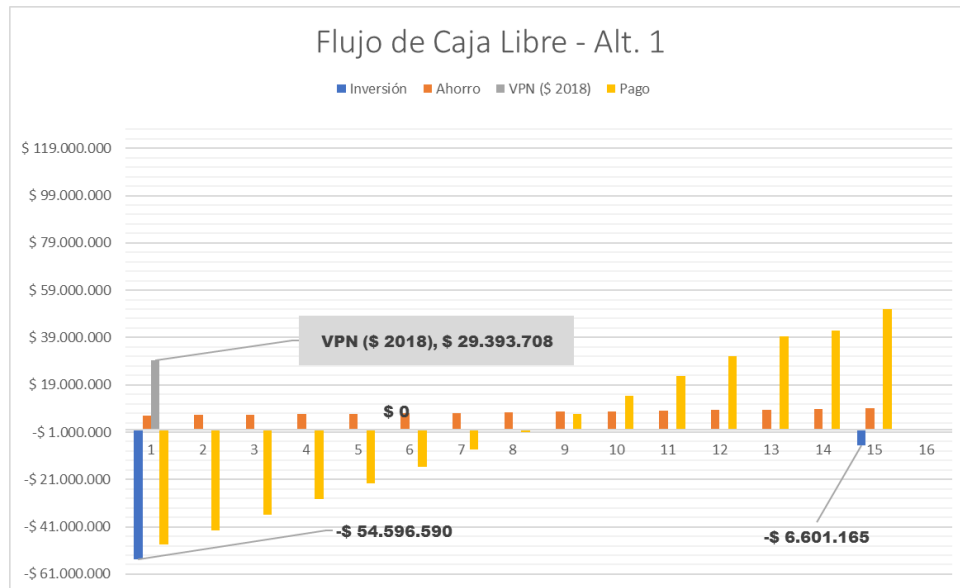


Figura 53. Flujo de caja alternativa #1. Elaborada por los autores.

El Flujo de caja se descuenta aplicando una tasa del 5%, resultando:

Tabla 14. Resultados evaluación financiera Alt. 1

Inversión	-\$ 54.596.590
VPN (\$ 2018)	29.393.708
TIR (%)	10%
Tiempo recuperación (años)	8
B/C	0,538

Nota. Representa los resultados de los cálculos financieros determinados por los autores.

Es decir, desde el punto de vista financiero el proyecto sería viable, pero con una tasa de retorno del 10% y una relación beneficio-costos de sólo 0,6. Los resultados del proyecto deberán ser evaluados por el cliente, a la luz de los resultados de su propio negocio, para tomar la decisión de invertir \$55 millones.

Por otra parte, y con base en la metodología señalada en la justificación del problema, el costo social del carbono o mejor el impacto positivo por emisiones evitadas sería.

Tabla 15. Evaluación ambiental alternativa 1

Impacto Ambiental (+)	Alt 1
Gen anual (kWh – año)	15.301,18
Ton. CO ₂ no emitidas	132,44
Valor social CO₂ (\$)	83.420.557

Nota. Representa los resultados de los cálculos financieros considerando reconocimientos económicos por la reducción del impacto ambiental, determinados por los autores.

Este valor será introducido en la segunda simulación financiera, en el año 5, considerando que es importante iniciar con la evaluación de estos aspectos ambientales ya que en los próximos años se dará vía libre a la aplicación de recursos de compensación con el objeto de promover los proyectos identificados como Mecanismos de Desarrollo Limpio – MDL, como el del caso en estudio.

Finalmente, los resultados de la evaluación, incluyendo el impacto ambiental positivo antes presentado, son definitivamente favorables dado que el proyecto sería Sostenible en la medida que conduce al crecimiento económico y que permite elevar la calidad de vida y el bienestar social general; sin agotar la base de recursos naturales renovables.

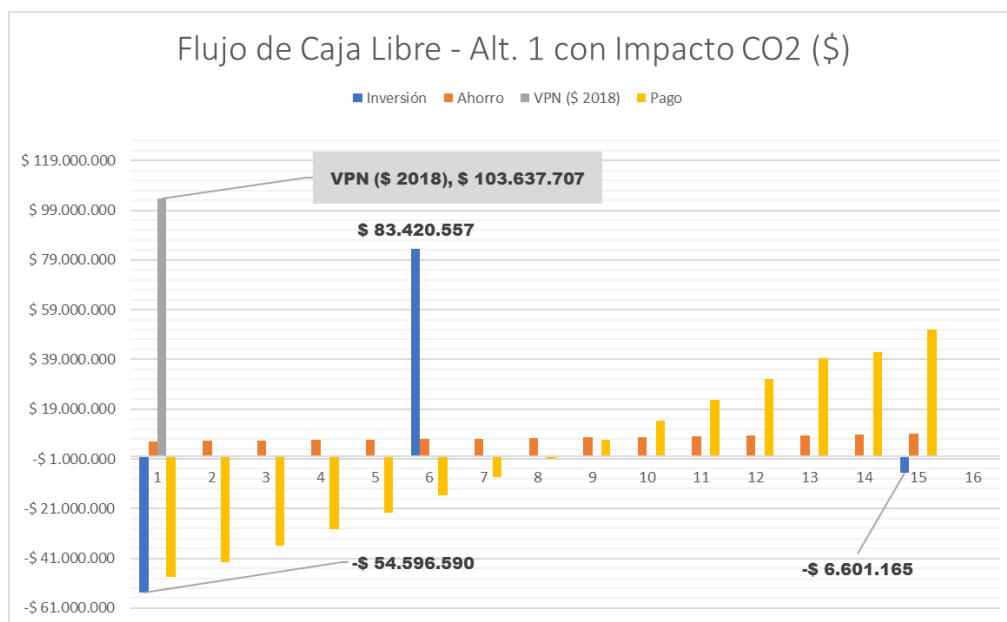


Figura 54. Flujo de caja alternativa #1. Elaborada por los autores.

Tabla 16. Resultados evaluación financiera Alt. 1, con reconocimiento del impacto ambiental

Inversión	-\$ 54.596.590
VPN (\$ 2018)	103.236.764
TIR (%)	57%
Tiempo recuperación (años)	5
B/C	1,87

Nota. Representa los resultados de los cálculos financieros considerando del impacto ambiental, determinados por los autores.

En conclusión, los proyectos considerados Mecanismos de Desarrollo Limpio – MDL, son, desde el punto de vista financiero, viables dado que aumentan la rentabilidad de los mismos siempre y cuando se logre conseguir los recursos compensatorios respectivos.

4.2. Alternativa 2 (12 kW): Generación cubre el 150% consumo diario

a) De la irradiancia promedio día para cada mes se obtienen las horas solares pico – HSP. Por otra parte; considerando una demanda máxima diaria de 40,7 kWh y eficiencia del SSFV de 76%, se obtienen capacidades entre 9 y 12 kW para los diferentes meses del año. Para este escenario la máxima para el SSFV será 12 kW.

Tabla 17. Cálculos Capacidad Alternativa 2

MES	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SEPT.	OCT.	NOV.	DIC.
Irradiancia promedio diaria en Cúcuta (kWh/m ²)	5.031	5.130	4.660	5.010	5.444	5.416	5.476	5.797	6.144	5.576	5.247	4.819
HSP	5,03	5,13	4,66	5,01	5,44	5,42	5,48	5,80	6,14	5,58	5,25	4,82
Demanda a ser atendida (kWh – día)	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69
Potencia SSFV (kW)	10,63	10,42	11,47	10,67	9,82	9,87	9,76	9,22	8,70	9,59	10,19	11,10

Nota. Representa los resultados de los cálculos técnicos determinados por los autores.

b) Partiendo de los 12 kW y considerando la potencia máxima de cada panel (270 W), es necesario instalar por lo menos 44 paneles en un área de 73 m².

c) Para esta cantidad de paneles y según especificaciones de los inversores, se determina que el sistema se puede configurar con 4 ramas de paneles en paralelo cada rama con 11 paneles en serie. Obteniendo, tensión y corriente de entrada al inversor de 310 voltios y 29 amperios.

Esto permite identificar al inversor necesario como el Fronius Symo trifásico de 12.5 kW.

d) En esta alternativa, la comparación entre producción y demanda promedio indica que el SSFV produciría un 207% de la energía total demandada por el Centro de Desarrollo; lo cual se ubica dentro del escenario Venta.

A continuación, la gráfica Producción mensual.

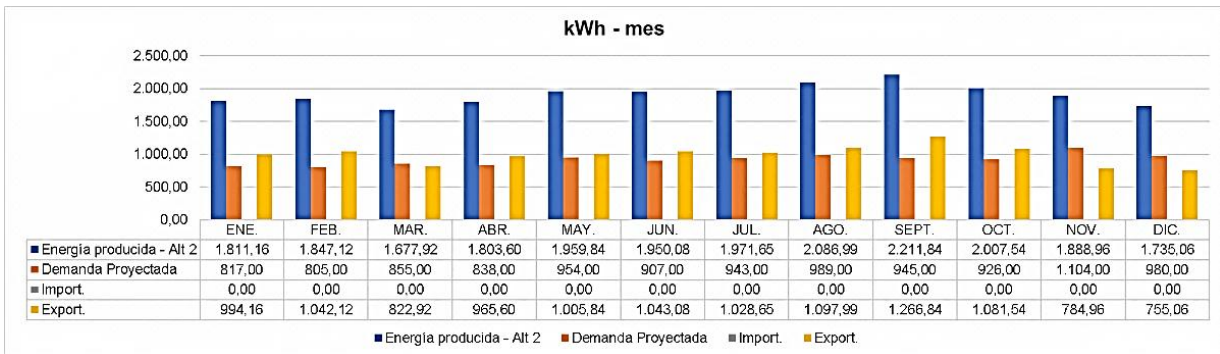


Figura 55. Producción/Demanda/Exportaciones Alt. 2. Elaborada por los autores.

En este escenario, la producción anual de energía, del SSFV de 12 kW, ascendería a los 22.951 kWh que comparados con el estimado de demanda anual (11.063 kWh) equivale a un 208%. Esto indica que las importaciones totales serían cero mientras que las exportaciones serían 11.888 kWh; es decir, se atiende la demanda propia reduciendo los costos de energía a cero; y las exportaciones aportarían recursos por \$2,5 millones anuales.

Por lo tanto, estaríamos en el escenario de Venta y el proyecto garantizaría la sostenibilidad del Centro de Desarrollo; hasta que la demanda de energía diaria llegue al 60% de la estimada con la utilización de todo el equipamiento del Centro de Desarrollo.

e) El SSFV proyectado tendría un costo total de \$70 millones, como se observa en la siguiente tabla.

Tabla 18 . Presupuesto Alternativa 2

Item	Alt. 2 (#)	Valor (\$)
Panel solar STAVE 270 W Astroenergy	44	24.444.444
Soporte montaje panel	44	4.222.222
Juego 4 piezas para sujetar panel	22	1.244.444
Inversor Fronius Symo 12.5-3-M 12,5 kW	1	9.260.975
Medidor viento estación meteorológica	1	154.728
Medidor temp. estación meteorológica	1	91.923
Medidor irradiancia estación meteorológica	1	444.990
Medidor temperatura panel	1	454.347
Caja conexiones estación meteorológica	1	1.128.796
Subtotal sin IVA		41.446.870
IVA		6.631.499
Subtotal con IVA		48.078.369
Mano de obra y materiales		12.019.592
Subtotal Alternativa 2		60.097.962
Techo parqueadero 100 m2		8.000.000
Medidor bidireccional		1.575.000
Total SSFV		69.672.962

Nota. Representa los ítems del presupuesto, determinados por los autores.

Al elaborar un Flujo de caja libre para el proyecto; simulando inversiones en el año 0 y 14 y a partir del año 1 los ahorros e ingresos que se producirían, se obtiene lo siguiente:

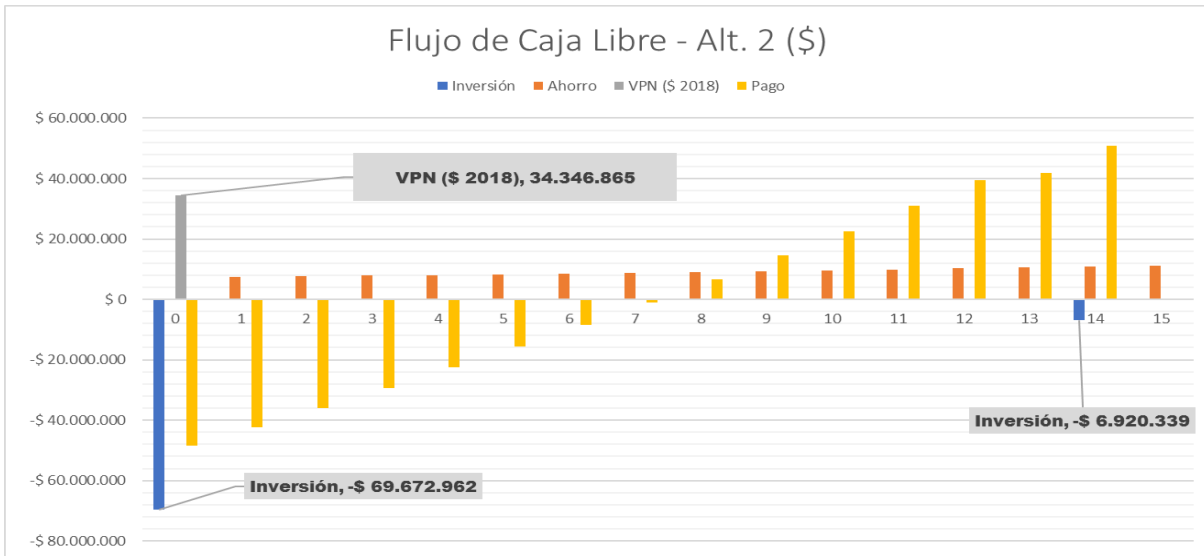


Figura 56. Flujo de caja alternativa #2. Elaborada por los autores.

El Flujo de caja se descuenta aplicando una tasa del 5%, resultando:

Tabla 19. Resultados Financieros Alt. 2

Inversión	-\$ 69.672.962
VPN (\$ 2018)	34.346.865
TIR (%)	9%
Tiempo recuperación (años)	8
B/C	0,493

Nota. Representa los resultados de los cálculos financieros determinados por los autores.

Es decir, desde el punto de vista financiero el proyecto sería viable porque arroja un Valor Presente Neto – VPN positivo, pero con tasa de retorno y relación beneficio-costos inferiores a los obtenidos para la Alternativa 1 y un monto de inversión tan importante, hacen que esta alternativa no sea tan atractiva como la alternativa 1.

Por otra parte, y con base en la metodología señalada en la justificación del problema, el costo social del carbono o mejor el impacto positivo por emisiones evitadas sería.

Tabla 20. Evaluación Ambiental alternativa 2.

Impacto Ambiental (+)	Alt 2
Gen anual (kWh – año)	22.951,76
Ton. CO2 no emitidas	198,66
Valor social CO2 (\$)	125.130.8 36

Nota. Representa los resultados de los cálculos financieros considerando reconocimientos económicos por la reducción del impacto ambiental, determinados por los autores.

Este valor será introducido en la simulación financiera en el año 5, considerando que en los próximos años seguramente se dará vía libre a la aplicación de recursos de compensación para promover los proyectos identificados como Mecanismos de Desarrollo Limpio – MDL, como el del caso en estudio.

Finalmente, los resultados de la evaluación, incluyendo el impacto ambiental positivo antes presentado, son definitivamente favorables dado que el proyecto sería Sostenible en la medida que conduce al crecimiento económico y que permite elevar la calidad de vida y el bienestar social general; sin agotar la base de recursos naturales renovables.

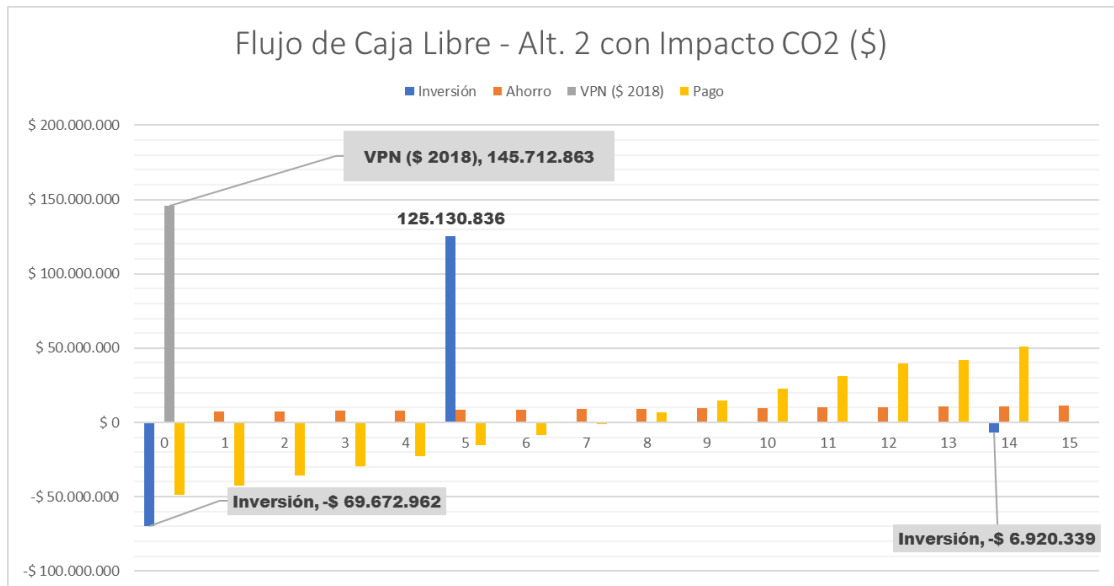


Figura 57. Flujo de caja alternativa #2. Elaborada por los autores.

Tabla 21. Resultados Financieros Alt. 2

Inversión	-\$ 69.672.962
VPN (\$ 2018)	145.712.863
TIR (%)	82%
Tiempo recuperación (años)	5
B/C	2,091

Nota. Representa los resultados de los cálculos financieros la reducción del impacto ambiental, determinados por los autores.

En conclusión, los proyectos considerados Mecanismos de Desarrollo Limpio – MDL, son, desde el punto de vista financiero, viables dado que aumentan la rentabilidad de los mismos siempre y cuando se logre conseguir los recursos compensatorios respectivos.

4.3. Alternativa 3 (3,4 kW): Generación cubre el 40% consumo diario

a) Con la irradiancia promedio día de cada mes se obtienen las horas solares pico; y al considerar una demanda máxima día de 30,7 kWh se obtienen capacidades entre 6 y 8 kW. Para este escenario, se escogió una capacidad de 3,2 kW para el SSFV.

Tabla 22. Cálculos Capacidad Alternativa 3

MES	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SEPT.	OCT.	NOV.	DIC.
Irradiancia promedio diaria en Cúcuta (kWh/m ²)	5.031	5.130	4.660	5.010	5.444	5.416	5.476	5.797	6.144	5.576	5.247	4,819
HSP	5,03	5,13	4,66	5,01	5,44	5,42	5,48	5,80	6,14	5,58	5,25	4,82
Demanda a ser atendida (kWh – día)	13,56	13,56	13,56	13,56	13,56	13,56	13,56	13,56	13,56	13,56	13,56	13,56
Potencia SSFV (kW)	3,54	3,47	3,82	3,56	3,27	3,29	3,25	3,07	2,90	3,20	3,40	3,70

Nota. Representa los resultados de los cálculos técnicos determinados por los autores.

b) Partiendo de los 3,4 kW y considerando la potencia máxima de cada panel (270 W), es necesario instalar por lo menos 12 paneles en un área de 20 m².

c) Para esta cantidad de paneles y según especificaciones de los inversores, se determina que el sistema se puede configurar con 3 ramas de paneles en paralelo cada rama con 4 paneles en

serie. Obteniendo, tensión y corriente de entrada al inversor de 120 voltios y 22 amperios. Esto permite identificar al inversor necesario como el Fronius Galvo monofásico de 3,1 kW.

d) En esta alternativa, la comparación entre producción y demanda promedio indica que el SSFV produciría un 58% de la energía total demandada por el Centro de Desarrollo; lo cual se ubica dentro del escenario Intercambio.

A continuación, la gráfica Producción mensual.

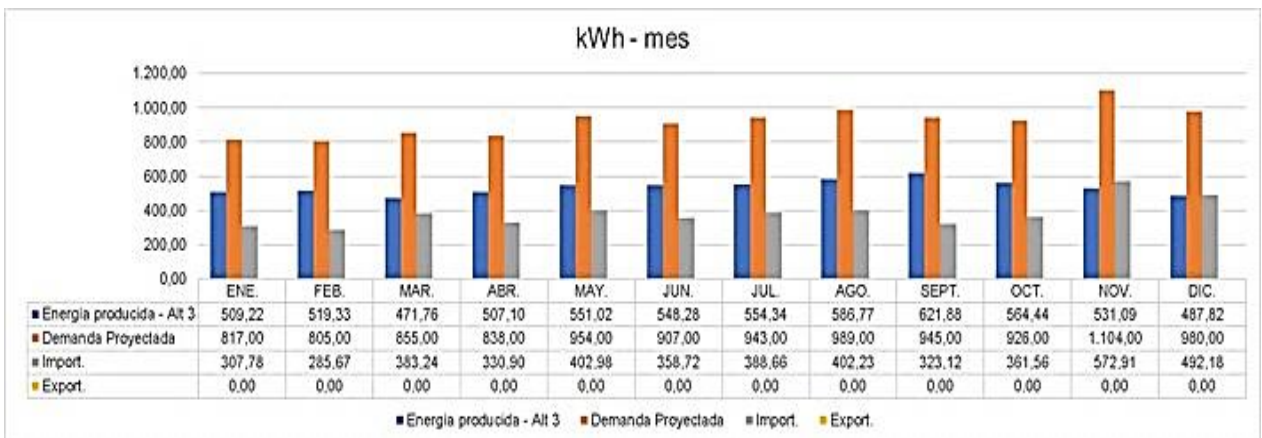


Figura 58 Producción/Demanda/Exportaciones Alt. 3. Elaborada por los autores.

En este escenario, la producción anual de energía, del SSFV de 3,4 kW, ascendería a los 6.453 kWh que comparados con el estimado de demanda anual (11.063 kWh) equivale a un 58%. Esto indica que las importaciones totales serían 4.610 kWh y no hay exportación; es decir, se atiende parcialmente la demanda propia, reduciendo los costos de energía en \$2,4 millones equivalentes al 42% de la facturación anual proyectada.

Por lo tanto, estaríamos en el escenario de Intercambio y con el proyecto se lograría cierto nivel de sostenibilidad para el Centro de Desarrollo. De otra parte, la recomendación es iniciar con el cubrimiento parcial de la demanda para posteriormente evaluar la posibilidad de expansión del SSFV.

e) El SSFV proyectado tendría un costo total de \$32,3 millones como se observa en la siguiente tabla.

Tabla 23. Presupuesto Alternativa 3

Item	Alt. 3 (#)	Valor (\$)
Panel solar STAVE 270 W Astroenergy	12	6.872.749
Soporte montaje panel	12	1.187.111
Juego 4 piezas para sujetar panel	6	349.885
Inversor Fronius Galvo 3.1-1 3,1 kW (Pr./3 u)	3	5.010.419
Medidor viento estación meteorológica	1	154.728
Medidor temp. estación meteorológica	1	91.923
Medidor irradiancia estación meteorológica	1	444.990
Medidor temperatura panel	1	454.347
Caja conexiones estación meteorológica	1	1.128.796
Subtotal sin IVA		15.649.949
IVA		2.511.192
Subtotal con IVA		18.206.141
Mano de obra y materiales		4.551.535
Subtotal Alternativa 3		22.757.676
Techo parqueadero 100 m2		8.000.000
Medidor bidireccional		1.575.000
Total SSFV		32.332.676

Nota. Representa los ítems del presupuesto, determinados por los autores.

Al elaborar un Flujo de caja libre para el proyecto; simulando inversiones en el año 0 y 14 y a partir del año 1 los ahorros que se producirían, se obtiene lo siguiente:

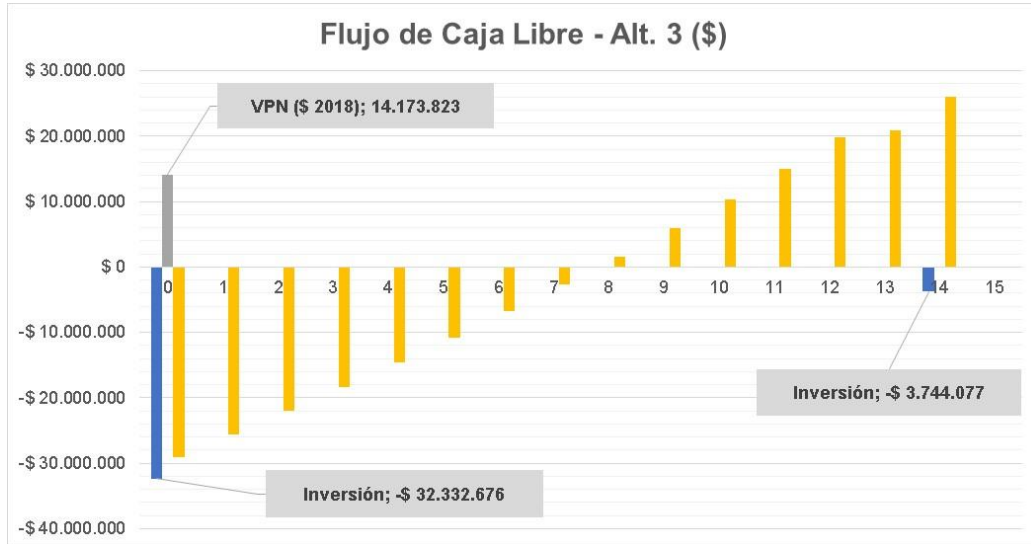


Figura 59. Flujo de caja alternativa #3. Elaborada por los autores.

El Flujo de caja se descuenta aplicando una tasa del 5%, resultando:

Tabla 24. Resultados Financieros Alt. 3

Inversión	-\$ 32.332.676
VPN (\$ 2018)	14.173.823
TIR (%)	9%
Tiempo recuperación (años)	8
B/C	0,438

Nota. Representa los resultados de los cálculos financieros determinados por los autores.

Es decir, desde el punto de vista financiero el proyecto sería viable porque arroja un Valor Presente Neto – VPN positivo, pero con tasa de retorno y relación beneficio-costos inferiores a los

obtenidos para la Alternativa 1; no obstante, con el menor monto de inversión de las tres alternativas y un ahorro del 42% puede ser atractivo como proyecto piloto para expansión en los años futuros.

Por otra parte, y con base en la metodología señalada en la justificación del problema, el costo social del carbono o mejor el impacto positivo por emisiones evitadas sería.

Tabla 25 .Evaluación Ambiental alternativa 3

Impacto Ambiental (+)	Alt 3
Gen anual (kWh – año)	6.453
Ton. CO2 no emitidas	55,86
Valor social CO2 (\$)	35.181.526

Nota. Representa los resultados de los cálculos financieros considerando reconocimientos económicos por la reducción del impacto ambiental, determinados por los autores.

Este valor será introducido en la simulación financiera en el año 5, considerando que a partir del año 2023 haya vía libre a la aplicación de recursos de compensación para promoción de proyectos identificados como Mecanismos de Desarrollo Limpio – MDL, como el del caso en estudio.

Finalmente, los resultados de la evaluación, incluyendo el impacto ambiental positivo antes presentado, son definitivamente favorables dado que el proyecto sería Sostenible en la medida

que conduce al crecimiento económico y que permite elevar la calidad de vida y el bienestar social general; sin agotar la base de recursos naturales renovables.

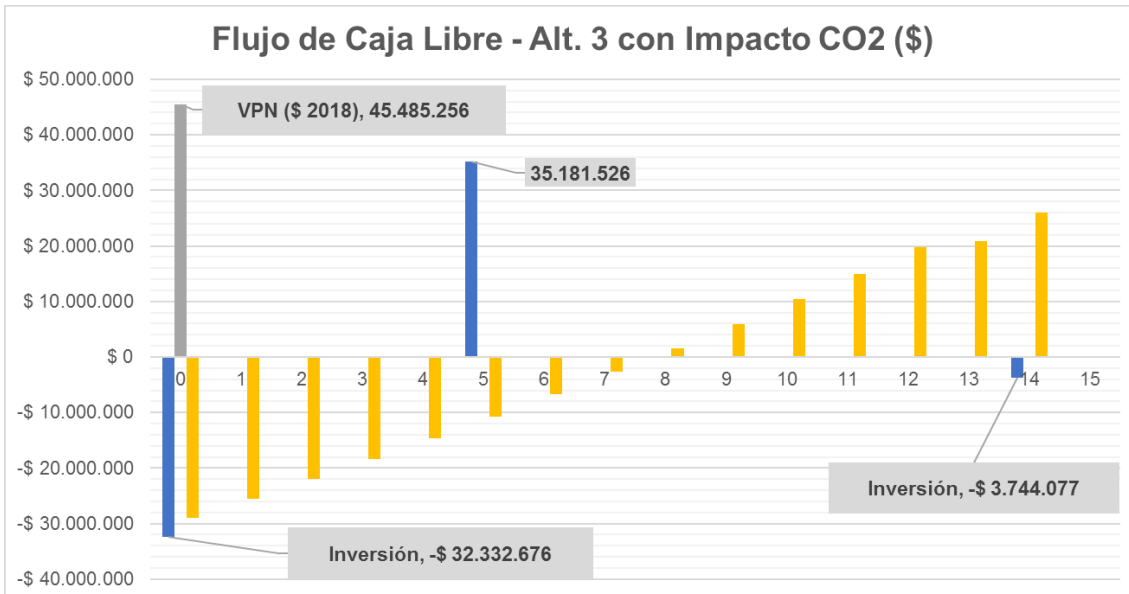


Figura 60. Flujo de Caja Libre - Alt. 3 con Impacto CO2 (\$).Elaborada por los autores.

Tabla 26. Resultados Financieros Alt. 3

Inversión	-\$ 32.332.676
VPN (\$ 2018)	45.485.256
TIR (%)	30%
Tiempo recup. (años)	5
B/C	1,407

Nota. Representa los resultados de los cálculos financieros considerando la reducción del impacto ambiental, determinados por los autores.

En conclusión, los proyectos considerados Mecanismos de Desarrollo Limpio – MDL, son, desde el punto de vista financiero, viables dado que aumentan la rentabilidad de los mismos siempre y cuando se logre conseguir los recursos compensatorios respectivos.

4.4. Aplicación de criterios de evaluación

A continuación, un resumen de los resultados financieros.

Tabla 27. Resultados Financieros Alternativas

Alternativa	1	2	3
Inversión (Mill. \$)	54,6	69,7	32,3
VPN (Mill. \$ 2018)	29,4	34,3	14,2
TIR (%)	10	9	9
Tiempo recuperación (Años)	8	8	8
B/C	0,53	0,49	0,44
Impacto Ambiental + (Mill. \$)	83,4	125,1	35,2
TIR 2 (%)	57	82	30
B/C 2	1,87	2,09	1,41

Nota. Representa los resultados financieros de las alternativas presentado, determinados por los autores.

Al comparar resultados de las alternativas (sin impacto ambiental +) se concluye que las más atractiva es la número 1, dado que su tasa de retorno y relación beneficio/costo son las mayores. Sin embargo, considerando el monto de la inversión como restricción (la situación del Centro no es la mejor y la consecución de recursos podría ser difícil. La alternativa 3 sería la más favorable a pesar que su tasa de retorno sea del 9% y la relación B/C 0,44.

Por otra parte, al incluir el impacto que la no emisión de CO2 tiene se concluye que cualquiera de las alternativas es favorable; no obstante, la restricción de recursos para la inversión y la probabilidad de conseguir las compensaciones en los 5 años siguientes a la implementación del SSFV.

Continuando con la aplicación de la metodología del marco lógico para la planificación, el seguimiento y la evaluación de proyectos y programas de Edgar Ortigón, Juan Francisco Pacheco y Adriana Prieto del Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social (ILPES), se procede a identificar la alternativa óptima.

Inicia identificando las tres alternativas y completa diligenciar el tablero de evaluación al final de esta sección. Para ello, se tienen en cuenta las escalas de medidas y determinando el **TOTAL: IGUAL A LA SUMA DE LOS SIGNOS**, donde:

+++ = MUY VENTAJOSO

++ = MAS O MENOS VENTAJOSO

+ = POCO VENTAJOSO

Antes de diligenciar el tablero de evaluación, se señala:

- **Los tiempos** para: Suscripción de contrato, Procura y alistamiento de materiales, Logística para importación y nacionalización de equipos, instalación, montaje, capacitación y recibo a satisfacción del SSFV, son los prácticamente los mismos; por lo tanto, la evaluación de tiempo requerido se califica con +++ para las tres alternativas.

- **La pertinencia** es un criterio fundamental para la elaboración de un proyecto de innovación e inversión. En este sentido, la pertinencia del SSFV se califica por ser relevante y necesario para el sostenimiento del Centro de Desarrollo; además que su implementación es idónea para apoyar la promoción y uso de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER); por lo tanto, la evaluación de pertinencia se califica con +++ para las tres alternativas.

- **Sobre su relación con políticas públicas vigentes** y las prioridades que el sector energético le ha brindado a la promoción y mayor uso de recursos naturales renovables, las tres alternativas se califican como “Muy Ventajoso”.

- **Impacto ambiental:** No hay duda que cualquiera de las alternativas impacta positivamente el medio ambiente, considerando que evitan la emisión de CO₂ y así contribuyen a la disminución de los efectos de los gases efecto invernadero. En este sentido, el SSFV de mayor capacidad es que el evita mayores emisiones y, por tanto, recibiría la calificación máxima y las restantes en la medida de su aporte, como: ventajoso y más o menos ventajoso.

- **Impacto a nivel legal:** Toda actividad social o económica que se desarrolla en la sociedad requiere normas que la regulen. En este orden de ideas, la implementación de un SSFV está sometido a la reglamentación de la AGPE y, por tanto, ningún proyecto por rentable que sea puede ignorar las normas.

En conclusión, la alternativa viable, desde lo legal, es la número 3 porque es la única que respeta la máxima capacidad de generación establecida por la norma (máx. 6,8 kW); las restantes resultan poco ventajosas.

- **Habilidad para mejorar y mantener recursos:** Este es un aspecto que habrá que desarrollar, en cualquier caso. La consecución de recursos para adelantar los proyectos será tarea ardua en función de los montos de cada alternativa. Menos ventajoso a la de mayor valor.

- **Viabilidad financiera:** Alt. 1 +++, 2 ++, 3+ (ver evaluación al inicio de 5.8.)

- **Viabilidad técnica:** Todas las alternativas implican el desarrollo de un proyecto eléctrico con el cumplimiento del RETIE. En esa medida se considera que es más ventajoso el proyecto de menor capacidad (Alt. 3) y en dicho orden el resto.

Esta calificación, considera que los proyectos solares pueden desarrollarse por módulos siendo entonces más ventajoso iniciar con un piloto, como aprendizaje, y, si los resultados son excelentes contemplar su ampliación.

- **Sostenibilidad:** Es la condición o condiciones que garantizan el cumplimiento de los objetivos e impactos positivos del proyecto y su permanencia en el tiempo generando conocimiento, desarrollo y bienestar en la comunidad.

Se calificarían como Muy Ventajosas todas, por su pertinencia en cuanto a la sustitución de la fuente de producción la electricidad de recursos no renovables a renovables, reduciendo los costos de operación del Centro; disminuyendo emisiones de CO₂ y preservando el medio ambiente para las generaciones futuras.

Importante recordar que la “sostenibilidad” de proyectos, también implica capacidad para adoptar los cambios necesarios para garantizar que la infraestructura solar se mantenga en el tiempo. Por lo tanto, la alternativa 3 recibe la máxima calificación, seguida de la 1 y 2; en la medida que es más ventajoso, nuevamente, el desarrollo de un piloto (3,2 kW es una capacidad importante) que garantice aprendizaje y bienestar en la comunidad beneficiaria.

- **Contribución al fortalecimiento institucional:** Sin duda un proyecto energético que utiliza una Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) como el Sol, apunta al desarrollo de conocimiento y nuevas habilidades, y al bienestar comunitario. Todas calificadas como +++.

Diligenciado el tablero de evaluación, se tiene:

Tabla 28. Evaluación de Alternativas

Criterios de evaluación	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3
Tiempo requerido	+++	+++	+++
Pertinencia con la población: Aceptación por parte de los beneficiarios	+++	+++	+++
Relación con políticas públicas vigentes y/o compatibilidad con las prioridades de un sector o programa	+++	+++	+++
Impacto ambiental	++	+++	+
Impacto a nivel legal	+	+	+++
Habilidad para mejorar y mantener recursos	+	+	+++
Viabilidad financiera y económica	+++	++	+
Viabilidad técnica	++	+	+++
Sostenibilidad	++	+	+++
Contribución al fortalecimiento institucional y construcción de capacidad gerencial	+++	+++	+++
TOTAL	24	21	26

Nota. Representa los resultados de la evaluación de las alternativas adaptado de la CEPAL 2005 según metodología de marco lógico, determinados por los autores.

La alternativa seleccionada en la tres (3), el SSFV de capacidad 3,4 kW.

5. Conclusiones del Diagnóstico

Los resultados de la evaluación indican que la Alternativa 3 es la óptima y la seleccionada.

Importante comentar que, a pesar que todas las alternativas son viables desde los puntos de vista financiero, técnico, ambiental, pertinencia, sostenibilidad y otros, la única que cumple el marco regulatorio es la Alternativa 3; además, sería la óptima por ser la de menor valor y obtener los resultados financieros positivos.

En relación con la sostenibilidad, es necesario considerar que los SSFV pueden construirse modulares; es decir, son de fácil ampliación y, por tanto, existe riesgo al implementar la de mayor capacidad sin evaluar los resultados reales de un SSFV en funcionamiento.

En conclusión, la alternativa 3 es sostenible y la de mejor pertinencia, eficiencia y eficacia para el Centro de Desarrollo de Cúcuta.

6. Propuesta

Como resultado de la investigación se señalarán las principales características del Sistema Solar Fotovoltaico propuesto como solución a la problemática energética del Centro de Desarrollo.

6.1. Esquema Conceptual

El SSFV estará conectado a la red y en términos generales consta de:

- 12 paneles solares (270 W, 28V, 7 A) – STAVE Astroenergy. Configurados en un esquema de 3 ramas de paneles en paralelo cada rama con 4 paneles en serie. Obteniendo, tensión y corriente de entrada al inversor de 120 voltios y 22 amperios.
- 3 inversores monofásicos Galvo 3,1 kW - Fronius.
- Medidor bidireccional PM 3200 – Schneider Electric

Además, se está contemplando, el montaje de paneles en un sitio seguro y sin sombras, la construcción de una cubierta de 100 m² en la zona de parqueo del Centro.

A continuación, el esquema básico del SSFV

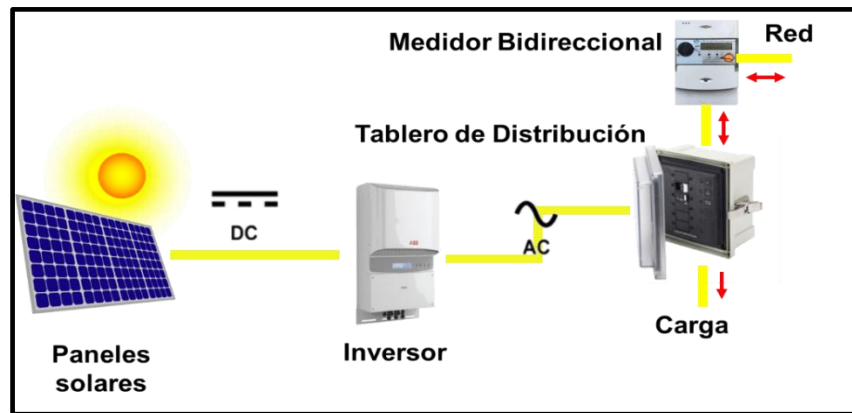
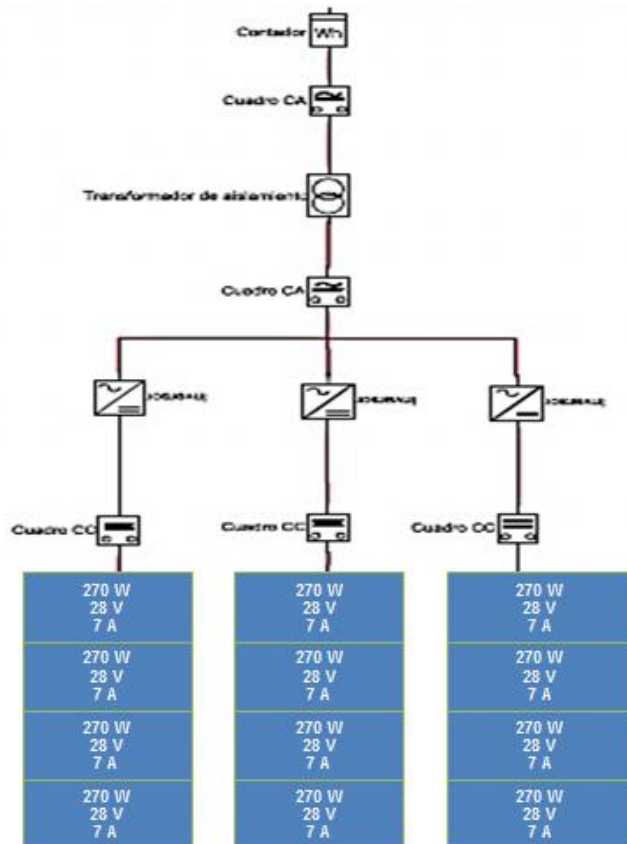


Figura 61. Esquema conceptual del SSFV. Elaborada por los autores.

6.2. Datos y Diagrama Unifilar de la Propuesta



Datos de la propuesta

Cliente	Centro Desarrollo Minuto de Dios
Proponentes	Ingenieros Omar Cobos y Eduardo Gómez
Nombre del proyecto	Alternativa energética sostenible
Lugar	Barrio Valles del Rodeo – Cúcuta, N. de S.
Potencia	3,4 kW
Paneles	12. Stave 270 W, 28 V, 7 A. Astroenergy
Inversor	3 monofásicos Fronius Galvo monofásico de 3,1 kW.
Precio	\$32.332.676

Figura 63. Esquema Unifilar de la propuesta seleccionada. Elaborada por los autores.

6.3. Presupuesto de la Propuesta

Tabla 29. Presupuesto de la alternativa 3, Propuesta seleccionada.

Item	(#)	Valor (\$)
Panel solar STAVE 270 W Astroenergy	12	6.872.749
Soporte montaje panel	12	1.187.111
Juego 4 piezas para sujetar panel	6	349.885
Inversor Fronius Galvo 3.1-1 3,1 kW (Pr./3 u)	3	5.010.419
Medidor viento estación meteorológica	1	154.728
Medidor temp. estación meteorológica	1	91.923
Medidor irradiancia estación meteorológica	1	444.990
Medidor temperatura panel	1	454.347
Caja conexiones estación meteorológica	1	1.128.796
Subtotal sin IVA		15.649.949
IVA		2.511.192
Subtotal con IVA		18.206.141
Mano de obra y materiales		4.551.535
Subtotal Alternativa 1		22.757.676
Techo parqueadero 100 m2		8.000.000
Medidor bidireccional		1.575.000
Total SSFV		32.332.676

Nota. Representa los ítems del presupuesto, determinados por los autores.

6.4. Cronograma de la Propuesta

De acuerdo con las ofertas de Colominvest – SAEL, el tiempo total para montaje y puesta en funcionamiento del SSFV es de 34 semanas. A continuación, en cronograma para la propuesta.

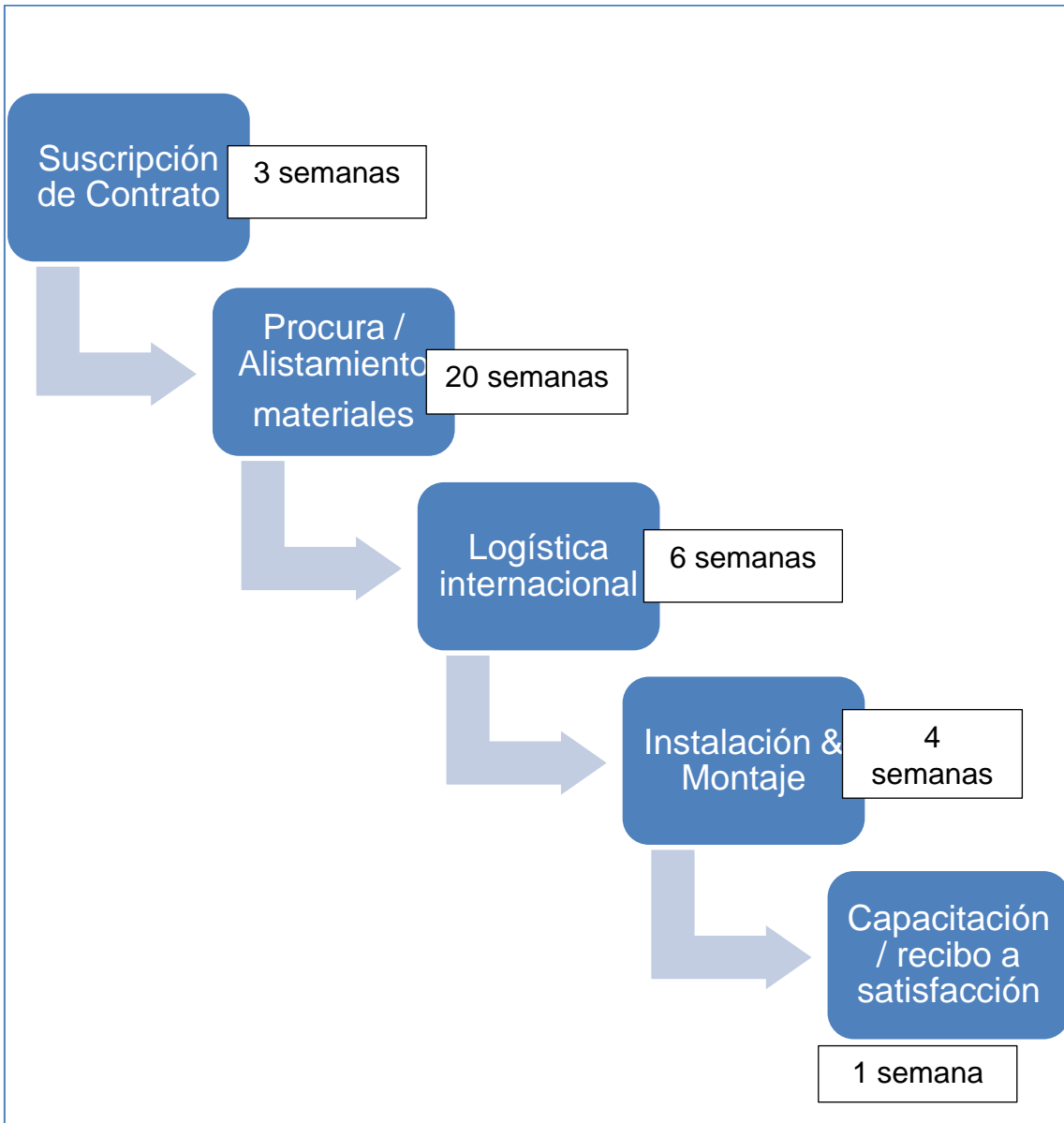


Figura 62. Cronograma de la Propuesta. Elaborada por los autores.

7. Conclusiones de la Investigación

El Centro de Desarrollo Minuto de Dios de la ciudad de Cúcuta tiene unos costos anuales por concepto del servicio de energía eléctrica del orden de los \$6 millones anuales. En el corto plazo se espera que dichos costos aumenten, situación que es insostenible para el Centro debido a su escasa demanda educativa y servicios.

De acuerdo con lo anterior, y considerando, que:

- La ley promueve el uso de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)
- La Corporación Minuto de Dios contempla dentro de sus principios la búsqueda del bienestar colectivo
- El Sol es la Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) de mayor potencial en el departamento Norte de Santander.

Se determinó que la solución para resolver parcial y gradualmente la problemática del Centro de Desarrollo es la implementación de un SSFV que produzca y sustituya parcialmente el consumo de energía de la red de CENS, reduciendo los costos e iniciando una cultura de racionalidad en el uso los recursos naturales.

De acuerdo con lo anterior, se seleccionó, como solución sostenible y de mejor pertinencia, eficiencia y eficacia para el Centro de Desarrollo de Cúcuta, la implementación de un Sistema Solar Fotovoltaico que provea de energía eléctrica al Centro de Desarrollo y que, como tal, esa

nueva tecnología se convierta en fuente de conocimiento, desarrollo y bienestar para la comunidad.

En definitiva, se propone instalar un Sistema Solar Fotovoltaico de 3,4 kW de manera que se logre sustituir el 58% de la demanda de energía con un ahorro del 42% en los costos de energía del Centro de Desarrollo.

8. Referencias bibliográficas

Secretaria del Senado. (13 de Mayo de 2014). Recuperado el 2018 de febrero de 22, de http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html

Comision Regulacion de energia y gas. (26 de Febrero de 2018). Recuperado el 2018 de Marzo de 1, de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191>

Agustin Castejon, G. S. (2010). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas.* Valencia: Universidad Politecnica Valencia.

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2015). Recuperado el Febrero de 22 de 2018, de <http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/RadiacionPDF/Cucuta.pdf>

BP Statistical Review Of World Energy . (Junio de 2017). Recuperado el Marzo de 2 de 2018, de <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>

Plan de Energizacion Solar Rural Sostenible. (2017). Cucuta, Colombia.

Sistema Interconectado Nacional. (Octubre de 2017). Recuperado el 5 de marzo de 2018, de Factores de Emision del Sistema Interconectado: https://www.google.com/search?ei=yv0ZW4KJGcqZzwL6_Ju4Ag&q=Factores+de+emisi%C3%B3n+del+SIN%2C+UPME+2017&oq=Factores+de+emisi%C3%B3n+del+SIN%2C+UPME+2017&gs_l=psy-ab.3...559536.560355.0.560843.2.2.0.0.0.221.221.2-1.2.0....0...1c.1.64.psy-ab..0.0.0.0...53



DILIGENCIA DE RECONOCIMIENTO DE FIRMA Y CONTENIDO DE DOCUMENTO PRIVADO

Artículo 68 Decreto-Ley 960 de 1970 y Decreto 1069 de 2015



21143

En la ciudad de Cúcuta, Departamento de Norte de Santander, República de Colombia, el siete (07) de junio de dos mil dieciocho (2018), en la Notaría Tres (3) del Círculo de Cúcuta, compareció:

OMAR ENRIQUE COBOS CABALLERO, identificado con Cédula de Ciudadanía/NUIP #1092345886 y declaró que la firma que aparece en el presente documento es suya y el contenido es cierto.

OMAR E. COBOS C.

----- Firma autógrafa -----



1aofhix0cdy8
07/06/2018 - 17:19:18:361



EDUARDO ALFONSO GOMEZ RIVERA, identificado con Cédula de Ciudadanía/NUIP #0013502802 y declaró que la firma que aparece en el presente documento es suya y el contenido es cierto.

----- Firma autógrafa -----



8nrmvucz27i
07/06/2018 - 17:20:01:539



Conforme al Artículo 18 del Decreto-Ley 019 de 2012, los comparecientes fueron identificados mediante cotejo biométrico en línea de su huella dactilar con la información biográfica y biométrica de la base de datos de la Registraduría Nacional del Estado Civil.

Acorde a la autorización del usuario, se dio tratamiento legal relacionado con la protección de sus datos personales y las políticas de seguridad de la información establecidas por la Registraduría Nacional del Estado Civil.

Este folio se asocia al documento de AUTORIZACION PUBLICACION DE DOCUMENTOS EN EL REPOSITORIO COLECCIONES DIGITALES.

CAMPO ELIAS QUINTERO ALVAREZ
Notario tres (3) del Círculo de Cúcuta



El presente documento puede ser consultado en la página web www.notariasegura.com.co
Número Único de Transacción: 1aofhix0cdy8