

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE UN SISTEMA SOLAR
FOTOVOLTAICO CON CONEXIÓN A RED DE 70 KW:
ANÁLISIS DE CASO EN VALLEDUPAR, COLOMBIA.**



CEARE

**CENTRO DE ESTUDIOS DE LA
ACTIVIDAD REGULATORIA ENERGÉTICA**

**MAESTRÍA INTERDISCIPLINARIA EN
ENERGÍA**



**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO
CON CONEXIÓN A RED DE 70 KW: ANÁLISIS DE CASO EN VALLEDUPAR,
COLOMBIA.**

**LEIDYS GÓMEZ NAVARRO
ECONOMISTA**

CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ACTIVIDAD REGULATORIA ENERGÉTICA

UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES

FACULTAD DE DERECHO

MAESTRÍA INTERDISCIPLINARIA EN ENERGÍA

BUENOS AIRES

2016

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO
CON CONEXIÓN A RED DE 70 KW: ANÁLISIS DE CASO EN VALLEDUPAR,
COLOMBIA.**

**LEIDYS GÓMEZ NAVARRO
ECONOMISTA**

**TESIS PARA OPTAR AL TÍTULO DE MAGÍSTER INTERDISCIPLINARIA EN
ENERGÍA**

**DIRECTOR DE TESIS
ALEJANDRO GABRIEL ZITZER
INGENIERO ELECTRICISTA**

**CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ACTIVIDAD REGULATORIA ENERGÉTICA
UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES
FACULTAD DE DERECHO
MAESTRÍA INTERDISCIPLINARIA EN ENERGÍA
BUENOS AIRES
2016**

Dedico este trabajo a Dios, a María mi madre.

A mis padres y hermanos.

AGRADECIMIENTOS:

Quiero expresar mi agradecimiento a todas las personas que incondicionalmente aportaron sus ideas, su tiempo, sus experiencias y conocimientos en la realización de este estudio.

A mi profesor, el Ingeniero Alejandro Zitzer, mi tutor, por su comprensión y calidad humana, gracias a su vasta experiencia, a pesar de la distancia su dedicado esfuerzo me permitió aprender mucho más de lo esperado.

A mis tíos Manuel, Lain y Danilson, por su apoyo.

A mis amigos Néstor y Emperatriz por su tiempo y dedicación.

A mis compañeros de maestría por su apoyo durante la cursada.

A Griselda Lambertini por su interés y respuesta oportuna, y a todo el equipo del CEARE.

Al sr. Reynaldo Reyes López, por abrir las puertas de su empresa al proyecto.

"No se debería preguntar si el mundo es sustentable, se debería, en cambio, probar si una determinada tecnología favorece o no a un aprovechamiento sostenible. Es eso lo que se puede modificar en la práctica."

Ester Boserup, Economista (1910-1999)

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN.....	15
2	OBJETIVOS.....	17
2.1.	OBJETIVO GENERAL.....	17
2.2.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
3	MARCO DE REFERENCIA	18
3.1.	MARCO CONCEPTUAL.....	18
3.1.1	MEDIO URBANO	18
3.1.2	DESARROLLO URBANO	19
3.1.3	ENERGÍAS RENOVABLES Y EL DESARROLLO DE CIUDADES INTELIGENTES.....	22
3.1.4	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED.....	27
3.1.5	ENERGÍA SOLAR.....	27
3.1.6	ANÁLISIS DOFA DE LA ENERGÍA SOLAR EN COLOMBIA.....	28
3.1.7	ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	29
3.1.8	MARCO REGULATORIO.....	30
3.1.9	PLAN ENERGÉTICO NACIONAL.....	30
3.1.10	LEYES 142 Y 143 DE 1994	33
3.1.11	LEY 1715 DEL 2014	33
3.1.12	NORMAS TÉCNICAS	37
4	DISEÑO TÉCNICO.....	39
4.1.	CONOCER DE MANERA DETALLA LOS PRINCIPALES ELEMENTOS DEL SISTEMA.....	39
4.1.1	PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS.	39

4.1.2	EL INVERSOR	49
4.1.3	ELEMENTOS DE INTERCONEXIÓN	63
4.1.4	ESTRUCTURAS DE SOPORTE	68
4.1.5	OBRA CIVIL	69
4.2.	IDENTIFICAR LA UBICACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO Y DETERMINAR LA MEJOR UBICACIÓN PARA EL MISMO.	69
4.2.1	LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL EMPLAZAMIENTO.....	69
4.2.2	CARACTERÍSTICAS DEL RECURSO SOLAR EN LA REGIÓN DE LA CIUDAD DE VALLEDUPAR	70
4.2.3	CARACTERÍSTICAS PARTICULARES DEL EMPLAZAMIENTO: SUPERMERCADO MI FUTURO	74
4.3.	EVALUAR LAS VENTAJAS AMBIENTALES DEL SISTEMA Y DE SU POSTERIOR FUNCIONAMIENTO.....	78
4.3.1	VENTAJAS AMBIENTALES DEL SISTEMA.	78
5	ESTUDIO ECONÓMICO	80
5.1.	DATOS DE PARTIDA.....	81
5.1.1	LAS INVERSIONES DEL PROYECTO	81
5.1.2	INVERSIÓN INICIAL	82
5.2.	EVALUACIÓN DE LA INVERSIÓN.....	86
5.2.1	VALOR ACTUAL NETO “VAN”	86
5.2.2	TASA INTERNA DE RENTABILIDAD “TIR”	87
5.2.3	EL PERÍODO DE RECUPERACIÓN O PAY-BACK.....	87
5.3.	VENTAJAS ECONÓMICAS QUE OTORGA LA LEY 1715 DEL 2014.....	88
5.3.1	DISMINUCIÓN DE LA RENTA.....	88
5.3.2	EXENCIÓN DE IVA.....	88

5.3.3	EXENCIÓN DE ARANCELES.....	89
5.3.4	DEPRECIACIÓN ACELERADA	89
5.3.5	VARIACIÓN DE LA INVERSIÓN RESPECTO A LOS BENEFICIOS FISCALES.	91
5.4.	CALCULO FINANCIERO.....	94
5.4.1	EVALUACIÓN DE LA INVERSIÓN SIN BENEFICIOS FISCALES	94
5.4.2	EVALUACIÓN DE LA INVERSIÓN INCLUYENDO LOS BENEFICIOS FISCALES DE LA LEY 1715	99
6	RECOMENDACIONES.....	104
6.1.	IDENTIFICACIÓN DEL POTENCIAL SOLAR LOCAL.....	104
6.2.	PLANIFICACIÓN URBANA COHERENTE A FAVOR DE LA ENERGÍA SOLAR.....	107
6.3.	ADOPCIÓN DE LA LEGISLACIÓN Y DE LAS POLÍTICAS LOCALES .	109
6.3.1	LEYES EMITIDAS POR GOBIERNO NACIONAL	109
6.3.2	LEYES EMITIDAS POR EL GOBIERNO LOCAL.....	110
7	CONCLUSIONES	113
8	BIBLIOGRAFÍA.....	115
9	ANEXOS.....	118

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Especificaciones técnicas de los paneles.

Tabla 2. Especificaciones técnicas del inversor.

Tabla 3. Inversor de 25 kW.

Tabla 4. Inversor de 20 kW.

Tabla 5. cálculo de sección del conductor 10 m.

Tabla 6. cálculo de sección del conductor 20 m.

Tabla 7. Valores de irradiación solar global promedio de Valledupar.

Tabla 8. consumo energético de la empresa Mi Futuro Sede Galerías para el año 2015.

Tabla 9. Costo de los paneles solares y los de los inversores.

Tabla 10. Costo de la obra civil.

Tabla 11. Costo de los elementos de interconexión.

Tabla 12. Presupuesto.

Tabla 13. Descripción de los índices e incentivos influyentes en la inversión.

Tabla 14. Datos de partida para proyectar los flujos de caja.

Tabla 15. Flujo de cajas proyectados a 20 años sin beneficios fiscales.

Tabla 16. Flujo de cajas proyectados a 5 años incluyendo los beneficios fiscales.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Cuadro comparativo entre Medellín y a media mundial.

Figura 2. Participación por tecnología en la matriz eléctrica.

Figura 3. Panel AS- 6P 310 W

Figura 4. Ángulo de inclinación de los paneles.

Figura 5. Incidencia de radiación solar sobre un panel.

Figura 6. Distancia mínima entre paneles.

Figura 7. Esquema del principio de funcionamiento de un inversor monofásico.

Figura 8. Principio de funcionamiento de la tecnología PWM.

Figura 9. Punto de potencia máxima de un generador fotovoltaico.

Figura 10. Inversor único para todo el sistema.

Figura 11. Inversor por cadena.

Figura 12. Inversor para varias cadenas.

Figura 13. Inversor STP 25000TL-30, de 25 kW: 2 / STP 20000TL-30, de 20 kW:1

Figura 14. Diseño de la planta.

Figura 15. Anclaje de soportes.

Figura 16. Ubicación de Valledupar en el departamento del Cesar y Colombia.

Figura 17. Convención de colores nivel de radiación solar.

Figura 18. Radiación solar global promedio diaria del mes de febrero.

Figura 19. Ubicación óptima del sistema.

Figura 20. Grafica de los resultados de la evaluación financiera.

Figura 21. Grafica de los resultados de la evaluación financiera que incluye los beneficios fiscales.

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. características técnicas paneles.

Anexo B. características técnicas inversor.

Anexo C. características técnicas cableado.

LISTA DE SIGLAS

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

DIAN: Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales de Colombia.

ICONTEC: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación.

IDEAM: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales.

FNCE: Fuentes no Convencionales de Energía.

LIDAR: Light Detection and Ranging o Laser Imaging Detection and Ranging.

MDT: Modelo Digital de Terreno.

SIG: Sistema de Información Geográfica.

TIC: Tecnologías de la información y la comunicación.

TIR: Tasa Interna de Retorno.

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética.

VAN: Valor Actual Neto.

GD: Generación Distribuida.

1 INTRODUCCIÓN

La necesidad de cubrir el déficit energético y la matriz energética en Colombia, conllevó a la creación de la Ley 1715 del 13 de mayo del 2014, como herramienta para sofocar la creciente crisis energética, a la cual se le suman fenómenos naturales como el fenómeno del niño¹ que produjo una larga temporada de sequía y entre los años 2015 y 2016 llevo al país al borde del apagón, evidenciando así las falencias del sector que cuenta con 63,9 % de energía hidráulica. Además, es importante destacar los monopolios existentes en el sector, La Ley 143 del año 1994, introdujo la desintegración vertical de las actividades del sector, con el fin de incentivar el ingreso de capitales privados y alegando una ineficiencia de los monopolios públicos. Los planteamientos con los cuales fue defendida la privatización del sector eléctrico en Colombia fueron: mejor calidad, menos corrupción, tarifas más bajas. Estos no han dado los resultados esperados por quienes la abanderaron, lo que hoy existe son monopolios privados que abusan de los usuarios y de las tarifas sin asegurar cobertura y calidad.

Dentro de esta investigación se hará un análisis cuantitativo que busca demostrar mediante una evaluación técnica, económica y legal, la rentabilidad de adoptar un sistema fotovoltaico de conexión a red, como una alternativa para suplir parte de las necesidades energéticas y, de esta manera, reducir los costos de operación. El estudio se realizará en una empresa privada afectada por los altos costos de la energía que consume. Además, se debe tener en cuenta que el crecimiento de las ciudades es proporcional al gasto en energía y que esta es una de las energías

¹ FENÓMENO DEL NIÑO: el niño es un fenómeno natural de variabilidad climática, que se desarrolla en el océano pacifico tropical ocasionando una disminución en las lluvias en relación con lo normal y un aumento de la temperatura. también conocido como ENSO por sus siglas en inglés, el niño southern oscillation.<http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/clima/fenomenos-el-nino-y-la-nina>. obtenido el 20 de abril del 2016.

renovables más compatibles con las ciudades por su fácil integración al hábitat construido.

2 OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

Estudiar la viabilidad de implementar un sistema fotovoltaico conectado a red, en la empresa Reyes López en su Sede Galerías, como medio para bajar sus costos de operación y mejorar la rentabilidad.

2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Diseñar el proyecto de ingeniería, para medir la cantidad, potencia y ubicación de los módulos fotovoltaicos.
- Analizar los costos y el gasto de energía del año 2015 en la empresa Reyes López, específicamente en su Sede Galerías con lo cual se determinará el posible ahorro que se obtendría, con la adopción del Sistema Fotovoltaico con conexión a red y eventual aplicación de subsidios otorgados por la Ley 1715 del año 2014.
- Plantear recomendaciones para el desarrollo urbano, en la implementación de proyectos de energía solar fotovoltaica. Describir las incidencias de Ley 1715 del año 2014 en este tipo de tecnologías, específicamente.

3 MARCO DE REFERENCIA

3.1. MARCO CONCEPTUAL

3.1.1 MEDIO URBANO

Las ciudades son el espacio del hábitat social donde se desarrolla la vida en comunidad, la satisfacción de necesidades, la generación de recursos y la cultura. En resumen, son el sitio donde tiene expresión el desarrollo social y económico. Esta particular condición de la ciudad como emplazamiento del desarrollo humano, exige y demanda para su gestión, una aproximación y un análisis sistémico que dé como resultado una propuesta también sistémica, que se concrete en el aprovechamiento de las potencialidades de la vida en comunidad y la mitigación de los efectos o externalidades del proceso de crecimiento económico y transformación social².

La ciudad se puede entender como el lugar donde se desarrollan los más importantes aspectos del ser humano; los cambios dentro de la misma, son de gran impacto pues generan crecimiento y desarrollo de manera notable, ya sea positiva o negativamente.

En las ciudades se desarrolla la vida en comunidad, se mide el desarrollo social y económico, por lo tanto, la ciudad como centro de desarrollo humano requiere para su evolución propuestas estratégicas que conlleven acciones inteligentes que garanticen un crecimiento sostenido y positivo; las externalidades producto del crecimiento y desarrollo, deben considerarse durante este constante proceso

² RICARDO JORDÁN es experto de la División de Desarrollo Sostenible y Asentamientos Humanos de CEPAL.

evolutivo de las ciudades, pues disminuyendo su impacto se logrará que las mismas florezcan de una manera armónica.

3.1.2 DESARROLLO URBANO

Existen diversas teorías que buscan explicar el desarrollo urbano y son muchas las variables que la definen: sociales, económicas, políticas y culturales; todas en conjunto explicarían los procesos a los que se somete el medio urbano día tras día.

Siguiendo a Pradilla Cobos³, este afirma que los países que conforman América Latina en la actualidad y sus ciudades han tenido a lo largo de su historia diferentes geografías, evoluciones demográficas, patrones de ocupación del territorio, procesos económicos, políticos y culturales, y políticas territoriales; en una palabra, han experimentado un desarrollo desigual que especifica y particulariza las lógicas y los rasgos generales impuestos por la colonización europea y por los patrones mercantiles de acumulación de capital, luego de su independencia.

Es de gran importancia conocer los problemas producto del desordenado crecimiento; como antes lo mencionaba el autor, las ciudades de América Latina han crecido de forma desigual, víctimas de patrones ajenos a sus necesidades. La aparición de asentamientos irregulares, condicionan el planeamiento urbano.

Si bien es cierto que las ciudades se han vuelto economías de acumulación, sería justo mirar los impactos positivos que se pueden tener si se consolidan instrumentos de desarrollo económico y los múltiples encadenamientos e impactos sociales positivos alrededor de la vivienda, los servicios básicos y el desarrollo de sistemas de movilidad. Con marco político adecuado, permitirían el crecimiento económico sostenible y la generación de riqueza, con un mayor equilibrio regional.

La política urbana ha tenido avances importantes en los últimos años; ha generado procesos cada vez más integrales a nivel local, articulando inversiones en vivienda,

³ Pradilla Cobos, 2009: Cáp. I

agua potable, movilidad y saneamiento básico, entre otros. No obstante, persisten dificultades para lograr un desarrollo territorial más integral, relacionadas con:

- Falta de articulación y complementariedad de los procesos de desarrollo territorial a escala metropolitana o regional, lo cual dificulta la formulación, estructuración financiera y ejecución de proyectos urbano-regionales estratégicos;
- deficiencias en el conocimiento e incorporación adecuada de las restricciones ambientales, en los procesos de planificación y ordenamiento urbano y regional, y
- presencia de asentamientos precarios en las zonas periféricas de las ciudades.

La producción, distribución y consumo de bienes y servicios propios de la ciudad y sobre todo de la gran ciudad, se consolida como un instrumento de desarrollo. De acuerdo con Álvaro Montenegro⁴, el crecimiento es el resultado de fuerzas en conflicto. Por un lado, el continuo deseo de un ingreso mayor es una fuerza positiva que alienta el mercado y el crecimiento, mientras que, por otro lado, la falta de ley y orden (incluida la inestabilidad jurídica) o la falta de movilidad de recursos son fuerzas negativas que actúan contra el crecimiento.

El deseo continuo de un mayor ingreso impulsa la aparición de nuevos productos, avances tecnológicos, ampliaciones de mercado, etc., que inician incrementos del mercado. Estos, a su vez, hacen rentable diseñar o adoptar tecnologías más eficientes con las cuales es posible producir nuevos bienes, producir más de los existentes o minimizar costos, generando ingresos adicionales al emprendedor,

⁴ Álvaro Montenegro: Lauchlin currie: Desarrollo Y Crecimiento Económico.

quien con estos ingresos adicionales amplía el mercado de bienes y servicios de otros sectores; un proceso que tiende a ser auto sostenido y acumulativo.

El desarrollo urbano va de la mano con el desarrollo particular del individuo en la ciudad, teniendo en cuenta que la mayor cantidad de población se encuentra en esta, bajo la premisa de “buscar un mejor futuro” y potenciar sus recursos (económicos, naturales, bienes y servicios). Es un impacto acelerado, sostenido, que requiere de medidas reales, estables y crecientes para satisfacer un medio en constante evolución. En el concepto de funcionalidad urbana se entiende niveles de productividad y rentabilidad de los recursos humanos y financieros que permitan asegurar las economías de la concentración, como así mismo, la puesta en valor también creciente de los activos de la ciudad, sus dotaciones materiales y de equipamientos e infraestructura para el desarrollo económico y humano. El uso de las nuevas tecnologías busca mitigar la escases actual de recursos y garantizar bienestar en el pequeño, mediano y largo plazo.

Por lo tanto, son las ciudades puntos estratégicos de consumo y producción de energías; estas últimas se pueden lograr con la ayuda de políticas que introduzcan el uso de las tecnologías amigables para el medio ambiente, incorporando las energías renovables como un método particular con el que cada individuo pueda consumir y generar su propia energía, como por ejemplo la instalación de paneles fotovoltaicos en los techos y fachadas.

Como lo mencionó Somik Lall⁵, la decisión de cómo se usa el suelo vivirá con nosotros por cerca de 150 años y no tenemos idea de cómo se verán las estructuras en ese entonces. Solo piénselo: está tomando decisiones en medio de una gran incertidumbre y de cómo se tomen dependerá si la urbe puede rendir frutos y no encerrarse en un patrón insostenible.

Entonces, la misión por excelencia que tiene por delante el ciudadano será la de definir proyectos y reconciliar de alguna manera tres aspectos anteriormente

⁵ SOMIK LALL: economista líder del sector urbano del banco mundial. Entrevista concedida a portafolio (revista) abril 16 del 2013.

mencionados: ambiental, económico y social. Es obligación de todos, tanto estado como sociedad civil, aminorar los impactos de las malas decisiones antes tomadas, al fin de cuentas estado y sociedad coexisten en un mismo territorio.

3.1.3 ENERGÍAS RENOVABLES Y EL DESARROLLO DE CIUDADES INTELIGENTES

Hace décadas se viene analizando la duración de los combustibles fósiles, que son actores principales de las matrices energéticas a nivel mundial. Estos se han ido agotando al punto que muchos países están obligados a importarlos para satisfacer la demanda interna, lo cual afecta de manera directa y negativa las economías. Cada vez se hace más evidente el agotamiento de los hidrocarburos convencionales y es urgente un replanteamiento de la matriz, no depender en lo absoluto de ellos e ingresar de forma decidida a las energías renovables.

En el siglo XX las energías renovables surgen como una respuesta a la escases, porque aunque ya en la antigüedad se usaban, no se las estaba explotando como debiera, pero es así que a mediados de ese siglo se toma como una alternativa ante el inmenso desgaste que han provocado otras formas de energía como lo son la explotación de carbón, gas y petróleo, entre otras. Además de la escases de estos recursos, es de vital importancia producirlas de una manera organizada, donde los distintos gobiernos se unan en la causa común de encontrar una solución en el futuro inmediato a los problemas energéticos y donde particularmente se incluyan de manera reglamentaria, con protecciones, incentivos y una regulación firme que impulse aún más su crecimiento.

¿Son realmente las energías renovables la solución?

Años tras años de industrialización han consumido la mayor parte de las reservas mundiales de combustibles fósiles, principal fuente energética de la humanidad. El conocimiento de sus limitadas reservas concentra la mirada hacia las energías renovables, al ser renovables se las considera ilimitadas, constantes y se regeneran

de manera natural, se aprovechan directamente de recursos considerados inagotables como el sol, el viento, los cuerpos de agua, la vegetación o el calor interior de la tierra; las energías renovables son energías limpias que contribuyen a cuidar el medio ambiente, entre ellas las más utilizadas y conocidas son:

- El Sol: Energía Solar.
- El viento: Energía Eólica.
- Los ríos y corrientes de agua dulce: Energía Hidráulica.
- Las materias orgánicas naturales: Energía de Biomasa.

Acarrean grandes ventajas dentro de las cuales está la reducción de los gases de efecto invernadero y por lo tanto ayudan a frenar el calentamiento global. Mucho se ha dicho sobre si el calentamiento global es inevitable o no, lo cierto es que las emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes causan graves daños al planeta.

Al usar este tipo de energía contribuimos a que dicho calentamiento sea más lento, de forma tal asegurar un medio ambiente más agradable a futuras generaciones.

El mundo ha alcanzado un nivel de urbanización sin precedentes. En las ciudades se concentra la mayor parte de la población más calificada, formada, creativa y emprendedora del planeta, lo que representa una importante reserva de conocimiento; son grandes centros de consumo y responsables del gasto del 75% de la energía mundial y generadoras del 80% de los gases de efecto invernadero. Los impactos negativos que el accionar de las ciudades causa no tiene por qué ser un destino fatal e ineludible, tampoco una restricción a las oportunidades del crecimiento económico.

¿Cómo incluir las energías renovables en las ciudades?

Es posible pues en el concepto de ciudad inteligente, (Smart city) el cual está sustentado en la idea de integrar todas las actividades de la ciudad en una red donde se complementen y pueden ser más competitivas tratando de causar el menor daño al medioambiente, se produciría la prestación de servicios energéticos

eficientes, incorporando las mejoras tecnológicas y prácticas a la industria, el hogar, la movilidad y los servicios, configurando redes descentralizadas de generación y uso; formando capacidades y valores, mediante la percepción de límites, toma de conciencia ambiental, aprendiendo a elegir medios óptimos para satisfacer necesidades; entonces se lograría un ahorro efectivo en el consumo energético de una ciudad.

¿Puede Valledupar integrar energías renovables a su infraestructura y encaminarse de esta manera a ser una ciudad inteligente?

Sin lugar a dudas un referente en Colombia de ciudad inteligente es Medellín, la capital de la montaña como es conocida, la cual se ha propuesto crecer de una manera sostenible e integradora, a punta de educación e innovación, con base tecnológica. La capital Antioqueña está dando cátedra de cómo es que se debe trabajar en desarrollo social, en emprendimiento y en bienestar.

Indra, una empresa con especialidad en soluciones tecnológicas para ciudades inteligentes, publicó los resultados de una encuesta global sobre el estado de las urbes en términos de aprovechamiento de las TIC para mejorar sus servicios.

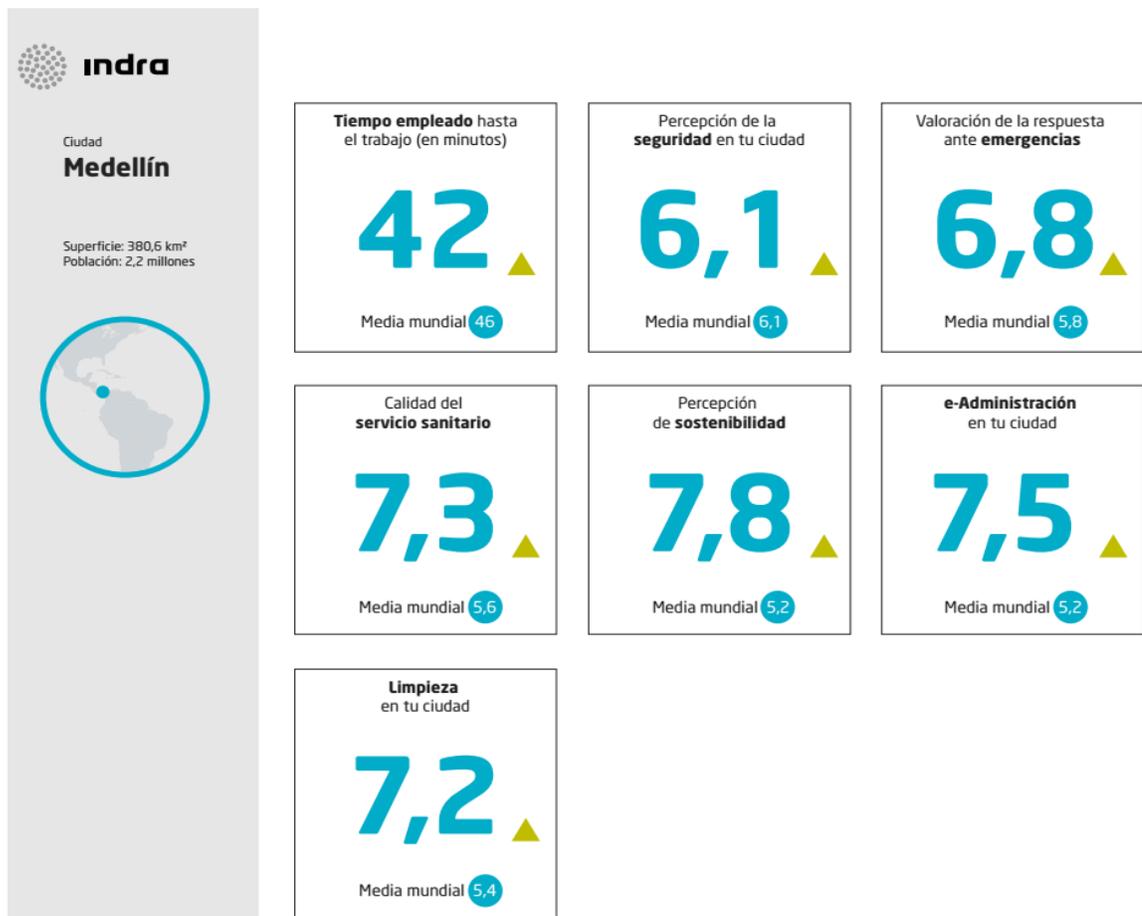
La encuesta involucró a 2.123 personas (68 por ciento hombres y 32 por ciento mujeres) de 32 países y 234 ciudades. Se les preguntó a los ciudadanos por los siguientes aspectos: tiempo empleado en trasladarse hasta el trabajo, percepción de la seguridad, valoración de la respuesta a emergencias, calidad del servicio sanitario, nivel de sostenibilidad y uso de herramientas de administración electrónicas.

Medellín es una de las ciudades de Latinoamérica mejor valoradas. Todos sus servicios poseen una puntuación igual o por encima de la media mundial. En la investigación se señala que es la única ciudad de la región con un tiempo para llegar al trabajo inferior a la media mundial. "Esto se debe a la implementación de tecnología inteligente para la gestión de tráfico y transporte", indican.

Uno de sus rubros más destacados es el de la sostenibilidad. En este ámbito, los encuestados piden la potenciación de las energías renovables, el establecimiento de medios para conocer el consumo diario y premios para incentivar la eficiencia, o sustituir el alumbrado público por LED y la sensorización.

En esa área, Medellín se encuentra al nivel de ciudades como Barcelona y Rivas-Vaciamadrid y en Latinoamérica es comparable con Santiago de Chile.

Figura 1: Cuadro comparativo entre Medellín y la media mundial



Fuente: Grafica tomada del periódico el tiempo, 18 de agosto del 2014⁶

⁶ EL TIEMPO, MEDELLÍN, un referente de 'ciudad inteligente' para américa latina. 18 de agosto del 2014. sección tecnósfera. obtenida el 17 enero del 2016. <http://www.eltiempo.com/tecnosfera/novedades-tecnologia/medellin-ciudad-inteligente/14385235>

Caso contrario a la ciudad de Valledupar, de la cual a grandes rasgos podemos mencionar las falencias, retos y oportunidades para convertirse en una ciudad inteligente, es una ciudad carente de un servicio integrado de transporte que cubra el cono urbano en su totalidad, además tiene una deficiencia en la estructura de sus vías de acceso ya sea por el mal estado o porque no se ha ido ajustando a las necesidades de la ciudad que ha tenido un significativo aumento poblacional, lo que las hace obsoletas, lo que incrementa el tiempo de desplazamiento de un individuo desde su hogar hasta su lugar de trabajo.

En cuanto a los servicios públicos, el atraso suele tener características similares, infraestructura insuficiente, obsoletas, que no van a la vanguardia del crecimiento y desarrollo urbano, el sistema de acueducto por ejemplo no tiene la capacidad de cubrir en su totalidad la demanda del servicio de agua potable; sin dejar de lado el servicio de electricidad el cual es propiedad de un monopolio, lo cual hace que el servicio de energía eléctrica de Valledupar sea uno de los más caros del país.

El tema de seguridad es complejo debido al proceso de desmovilización que ha sufrido el país en los últimos años, la ciudad ha albergado parte de la población desmovilizada de grupos armados al margen de la ley, pero que siguen delinquiendo al no tener una alternativa para su subsistencia.

Con lo anterior podemos concluir que Valledupar no es una ciudad sostenible, integradora, con servicios públicos eficientes, con políticas claras que apunten a una evolución en infraestructura, pero, es importante resaltar que la Ley 1715 del año 2014, hace un llamado a emplear las energías renovables como medio para mitigar la escasez energética actual y futura; por lo tanto se convierte en una oportunidad para que Valledupar y otras ciudades cubran poco a poco sus falencias con tecnología acorde a las exigencias que conlleva ser una ciudad inteligente.

3.1.4 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED

Los sistemas conectados a red son aquellos que se conectan a la red sin necesidad de utilización de un sistema de acumulación (banco de baterías) e interactúan automáticamente con la red de energía eléctrica convencional. Al obtener una oferta superior a la demanda de energía eléctrica producida pueden verter ese exceso a la red. Aun en Colombia con la reciente creación de la Ley 1715 del año 2014, no existe un método de retribución a la energía generada con fuentes renovables, sin embargo, para los efectos del presente trabajo consideraremos el balance neto, el cual compensa los saldos de energía eléctrica entre el sistema y la red eléctrica tradicional, es decir, la red absorbe el excedente puntual generándose derechos de consumo diferidos.

Entre las ventajas de los sistemas conectados a red, comparados con los sistemas aislados, mencionamos las siguientes:

- Requieren menos inversión inicial y menor costo de reposición y mantenimiento, al no tener baterías de almacenamiento.
- Su vida útil es mayor a 25 años.
- Son menos contaminantes ya que las baterías poseen grandes cantidades de plomo y deben remplazarse en el mediano plazo.
- Permiten a individuos, familias, empresas tanto públicas como privadas ser auto generadores.
- La mayor parte de la energía producida es para consumo propio.
- Se reducen las pérdidas de energía en el transporte.
- Si la demanda de energía supera la oferta, la misma puede tomarse de la red.

3.1.5 ENERGÍA SOLAR

El Sol, de forma directa o indirecta, es el origen de todas las energías renovables, exceptuando la energía mareomotriz y la geotérmica. La energía del sol es la fuente

de mayor cantidad de energía del planeta; es a través del proceso de fotosíntesis que se generan los combustibles fósiles. La luz solar contiene fotones en todas las bandas de energía y su distribución espectral es especial. La misma va desde el ultravioleta la cual es poco abundante pero muy energética hasta el infrarrojo muy abundante pero poco energética. La radiación solar es inagotable, como lo indica Serway (2005)⁷ : “cada segundo 1.340 Julios de radiación electromagnética del sol, pasan perpendicularmente a través de un (1) m² en la parte superior de la atmósfera terrestre”; parte de esta energía es reflejada hacia el espacio y la otra llega a la superficie de la tierra, la cual de ser captada puede ser utilizada de manera eficiente.

3.1.6 ANÁLISIS DOFA DE LA ENERGÍA SOLAR EN COLOMBIA

Debilidades:

- Es una fuente intermitente de energía.
- Baja densidad de potencia: se necesita una mayor extensión de equipos de conversión (un área grande de celdas fotovoltaicas).
- Requiere de una alta inversión inicial.
- No existe un plan de acción para masificar su uso.
- No existe un mercado de módulos solares en el que se preste atención y servicio al usuario.

Oportunidades:

- Un número grande de familias carecen de energía eléctrica en zonas remotas y aisladas.
- Se tiene conocimiento de la cantidad de radiación solar que incide en el país.

⁷ SERWAY, Raymond y JEWETT, John. Física para ciencias e ingeniería. Editorial Thomson 2005

- Hay iniciativas gubernamentales en el financiamiento de proyectos de inversión en infraestructura energética en las zonas no interconectadas las cuales facilitan la participación del sector privado.
- En zonas rurales remotas la generación solar de energía resulta más económica en el largo plazo.

Fortalezas:

- Energía renovable de una fuente inagotable.
- Interés desde la academia y existencia de grupos de investigación en el tema.
- La importancia y el reconocimiento las energías renovables frente al impacto ambiental causado por el uso de combustibles fósiles y el agotamiento de sus reservas.
- Energía no contaminante.
- Fácil integración al hábitat construido.
- Sistema apropiado para Zonas No Interconectadas.
- Fácil mantenimiento.
- El costo disminuye a medida que la tecnología va avanzando.

Amenazas

- Dificultades de orden público pueden interferir con el desarrollo del mercado.
- Dependencia de tecnologías foráneas.
- Monopolio creado por las pocas empresas que comercializan equipamientos en el país.

3.1.7 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Este proceso se basa en la aplicación del efecto fotovoltaico, que se produce al incidir la luz sobre unos materiales denominados semiconductores, generando un flujo de electrones en el interior del material que se aprovecha para obtener energía eléctrica. Se utilizan para ello unas placas solares formadas por células

fotovoltaicas (de silicio o de germanio). La electricidad producida por una célula fotovoltaica es en corriente continua y sus parámetros característicos (intensidad y tensión) varían con la radiación solar que incide sobre las células, con la temperatura ambiente y con el tipo de material del cual están fabricadas.

3.1.8 MARCO REGULATORIO

En la presente investigación es necesario citar las normas y leyes que rigen las energías renovables en Colombia y que afectan de manera directa la energía solar.

3.1.9 PLAN ENERGÉTICO NACIONAL

El plan energético nacional de Colombia se basa en **idear políticas energéticas a largo plazo**, en este caso habla de un periodo comprendido entre el año 2015 y el año 2050, teniendo a su vez como objetivo central **lograr el abastecimiento interno y externo de energía de manera eficiente, con el mínimo impacto ambiental y generando valor para las regiones y poblaciones. Se busca entonces, mejorar tanto la seguridad como la equidad energética, incorporando criterios de sostenibilidad ambiental.**

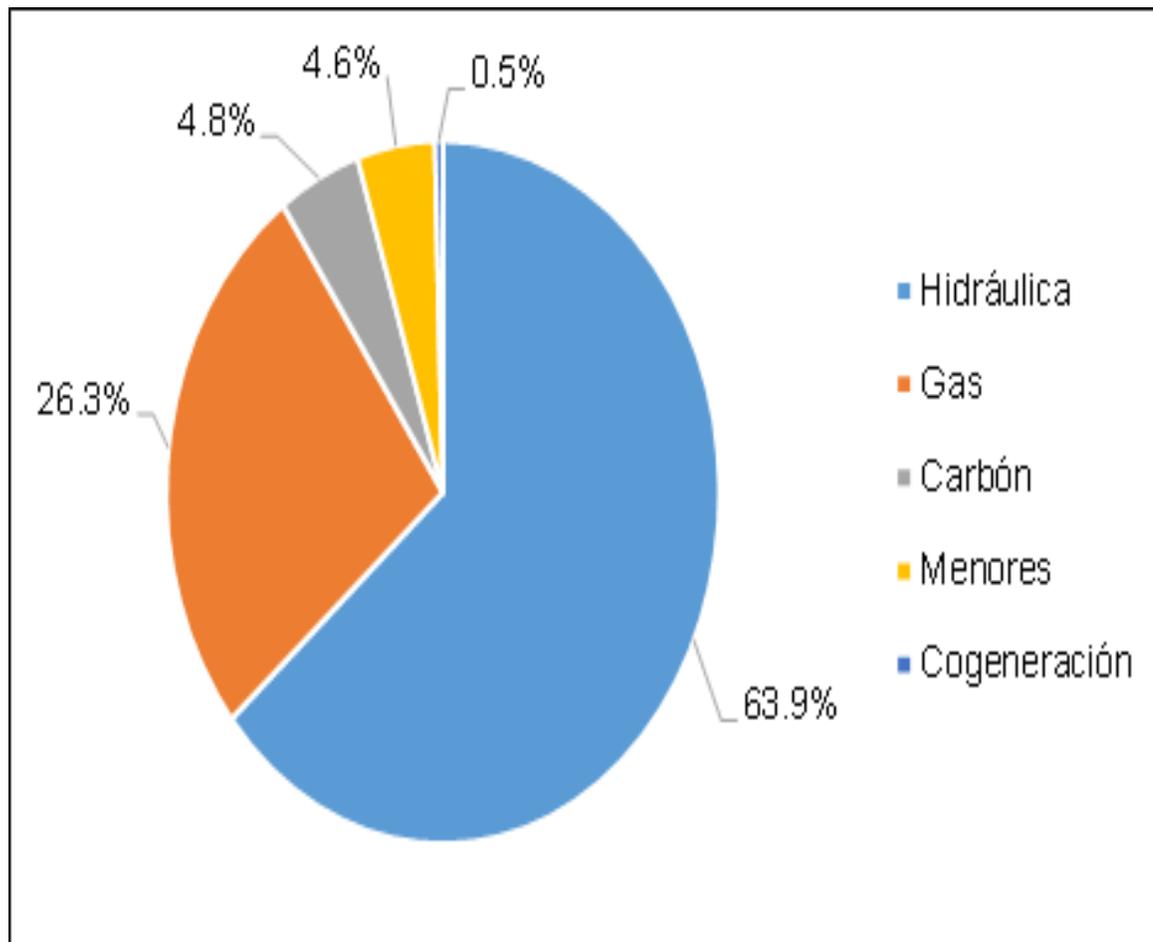
Como objetivos específicos tiene:

- Suministro confiable y diversificación de la canasta de energéticos.
- Demanda eficiente de la energía.
- Esquemas que promuevan la universalización y asequibilidad al servicio de energía eléctrica.
- Estimular las inversiones e interconexiones internacionales y en infraestructura para la comercialización de recursos estratégicos.

- Mantener los ingresos y viabilizar la transformación productiva y generación de valor.
- Vincular la información para la toma de decisiones y contar con el conocimiento, la innovación y el capital humano para el desarrollo del sector.
- Consolidar la institucionalidad y avanzar en la mayor eficiencia del estado y la regulación.

Dentro del primer objetivo específico encontramos varios aspectos a tratar, primordialmente incorporar otras fuentes energéticas y sus tecnologías asociadas tanto a la producción de energía eléctrica como a la de combustibles usados principalmente en el sector transporte, la industria y el sector residencial, con el fin de garantizar un suministro de energía seguro y confiable. Igualmente busca que la infraestructura de transporte asociada esté disponible y se integre de manera armónica en los ecosistemas y sociedades y tenga en cuenta el cambio técnico.

Figura 2: Participación por tecnología en la matriz eléctrica



Fuente de datos y gráfica: UPME⁸

La generación eléctrica colombiana se concentra principalmente en dos fuentes, la hidroelectricidad con una participación del 63.9% (67.7% incluyendo menores hidráulicas) y la generación a gas natural que representó el 26.3% de la capacidad instalada en el año 2014. Tal concentración hace que el sistema pueda ser vulnerable en el corto plazo debido a los ciclos hidrológicos en el país y su

⁸ UPME: UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGÉTICA. PLAN ENERGETICO NACIONAL COLOMBIA: IDEARIO ENERGETICO 2050. OBTENIDA EL 30 DE ENERO DEL 2016. http://www.upme.gov.co/docs/pen/pen_idearioenergetico2050.pdf

variabilidad, y en el mediano y largo plazo, a la disponibilidad de gas natural, por hallazgos en el país o por disponibilidad de importaciones.

Por lo anterior es preciso que se instalen otras fuentes de energía para lograr una diversificación de la canasta y garantizar un suministro de energía confiable, pero adicionalmente que sea sostenible. La reciente Ley 1715 del año 2014, es un primer paso para lograr este objetivo, dado que busca promover la integración de fuentes no convencionales (FNCE), principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional. En particular se busca la inclusión de plantas eólicas, generación solar fotovoltaica, geotermia y generación a partir de la biomasa en el mix eléctrico del país.

3.1.10 LEYES 142 Y 143 DEL AÑO 1994

La Constitución Política del año 1991 establece el derecho de los servicios públicos domiciliarios y la prestación eficiente por parte de las empresas públicas y privadas que los suministran. En el año 1994 se publica la Ley 142 sobre los servicios públicos domiciliarios y la Ley 143 que hace alusión específicamente al servicio eléctrico; en ella se establece su generación, distribución y comercialización a nivel nacional. Dentro de esta Ley solo el artículo segundo hace alusión a las fuentes no convencionales y le deja al Ministerio de Minas y Energía dar las pautas para el desarrollo de éstas.

3.1.11 LEY 1715 DEL 2014

Por medio de esta Ley se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. A lo largo de sus diez capítulos el congreso de Colombia crea el marco legal que tiene como finalidad:

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 del año 2013.

Son finalidades de esta Ley:

- a) Orientar las políticas públicas y definir los instrumentos tributarios, arancelarios, contables y de participación en el mercado energético colombiano que garanticen el cumplimiento de los compromisos señalados en el párrafo anterior;
- b) Incentivar la penetración de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable en el sistema energético colombiano, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda en todos los sectores y actividades, con criterios de sostenibilidad medioambiental, social y económica;
- c) Establecer mecanismos de cooperación y coordinación entre el sector público, el sector privado y los usuarios para el desarrollo de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, y el fomento de la gestión eficiente de la energía;
- d) Establecer el deber a cargo del Estado a través de las entidades del orden nacional, departamental, municipal o de desarrollar programas y políticas para asegurar el impulso y uso de mecanismos de fomento de la gestión eficiente de la energía y de la penetración de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en la canasta energética colombiana;

e) Estimular la inversión, la investigación y el desarrollo para la producción y utilización de energía a partir de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, mediante el establecimiento de incentivos tributarios, arancelarios o contables y demás mecanismos que estimulen desarrollo de tales fuentes en Colombia;

f) Establecer los criterios y principios que complementen el marco jurídico actual, otorgando certidumbre y estabilidad al desarrollo sostenible de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, y al fomento de la gestión eficiente de la energía. Suprimiendo o superando gradualmente las barreras de tipo jurídico, económico y de mercado, creando así las condiciones propicias para el aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, y el desarrollo de un mercado de eficiencia energética y respuesta de la demanda;

g) Fijar las bases legales para establecer estrategias nacionales y de cooperación que contribuyan al propósito de la presente ley.

En el artículo 19 se reconoce la energía solar como fuente no convencional de energía y se define de manera explícita como se fomentará, reglamentará e incentivará su uso.

Artículo 19. Desarrollo de la energía solar.

1. La energía solar se considerará como FNCR. Se deberá estudiar y analizar las condiciones propias de la naturaleza de la fuente para su reglamentación técnica por parte de la CREG.

2. El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Vivienda y Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en el marco de sus funciones, fomentarán el aprovechamiento del recurso solar en proyectos de urbanización municipal o distrital, en edificaciones oficiales, en los sectores industrial, residencial y comercial.

3. El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía directamente o a través de la entidad que designe para este fin reglamentará las condiciones de participación de energía solar como fuente de generación distribuida estableciendo la reglamentación técnica y de calidad a cumplir por las instalaciones que utilicen la energía solar, así como los requisitos de conexión, mecanismos de entrega de excedentes, y normas de seguridad para las instalaciones.
4. El Gobierno Nacional considerará la viabilidad de desarrollar la energía solar como fuente de autogeneración para los estratos 1, 2 y 3 como alternativa al subsidio existente para el consumo de electricidad de estos usuarios.
5. El Gobierno Nacional, por intermedio del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible determinará los parámetros ambientales que deberán cumplir los proyectos desarrollados con energía solar, así como la mitigación de los impactos ambientales que puedan presentarse en su implementación.
6. El Gobierno Nacional incentivará el uso de la generación fotovoltaica como forma de autogeneración y en esquemas de GD con FNCER.
7. El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía considerará esquemas de medición para todas aquellas edificaciones oficiales o privadas, industrias, comercios y residencias que utilicen fuentes de generación solar. El esquema de medición contemplará la posibilidad de la medición en doble vía (medición neta), de forma que se habilite un esquema de autogeneración para dichas instalaciones.

3.1.12 NORMAS TÉCNICAS

El ICONTEC⁹ ha publicado un número relativamente amplio de normas sobre energía solar. A continuación, se presenta un breve resumen de cada norma técnica colombiana, indicando su fecha de actualización y el contenido de la norma.

NTC 2775, ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. TERMINOLOGÍA Y DEFINICIONES (24/8/2005):

Esta norma sólo contiene definiciones referentes a sistemas fotovoltaicos, acordes con la simbología establecida en la norma NTC 1736.

No incluye ningún tipo de clasificación de los sistemas fotovoltaicos, ni ningún tipo de especificación sobre los mismos. Sólo define conceptos como arreglo fotovoltaico, batería, potencia pico, celda fotovoltaica, corriente de carga, eficiencia de conversión, oblea, respuesta espectral, silicio policristalino, entre otros términos muy generales.

NTC 2883, MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (FV) DE SILICIO CRISTALINO PARA APLICACIÓN TERRESTRE. CALIFICACIÓN DEL DISEÑO Y APROBACIÓN DE TIPO (26/07/2006):

La presente norma hace referencia a los requisitos establecidos para la calificación del diseño y la aprobación del tipo de módulos fotovoltaicos para aplicación terrestre y para la operación en largos periodos de tiempo en climas moderados (al aire libre), según lo define la norma IEC 60721-2-1. Y su uso principal es en módulos fotovoltaicos que utilicen tecnologías en silicio cristalino.

Se presenta una secuencia de ensayos para determinar las características eléctricas y térmicas del módulo fotovoltaico, algunos ensayos se ilustran a continuación: determinación de la potencia máxima, ensayo de aislamiento (no

⁹ ICONTEC: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación.

inferior a 400 Mega ohmios), medición de los coeficientes de temperatura, desempeño a baja irradiancia, ensayo de pre acondicionamiento con radiación UV, ciclos térmicos, ensayo térmico del diodo bypass.

NTC 5433, INFORMACIONES DE LAS HOJAS DE DATOS Y DE LAS PLACAS DE CARACTERÍSTICAS PARA LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (30/08/2006):

La norma contiene información acerca de la configuración de sistemas con módulos fotovoltaicos para garantizar que estén constituidos de una manera óptima y segura.

Para esto se requiere información de los materiales por los que está constituido el modulo fotovoltaico, como es el funcionamiento eléctrico, características térmicas, clasificación de potencia y tolerancias de producción y algunos valores característicos para la integración de sistemas (tensión de circuito abierto y corriente inversa).

NTC 4405, EFICIENCIA ENERGÉTICA. EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LOS SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS Y SUS COMPONENTES (24/06/1998):

La presente norma hace referencia a la metodología para la evaluación de la eficiencia de los sistemas solares fotovoltaicos, distribuyéndose en tres etapas: etapa de paneles o módulos, etapa de regulación y etapa de acumulación.

NTC 5710, PROTECCIÓN CONTRA LAS SOBRETENSIONES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PRODUCTORES DE ENERGÍA (30/09/2009):

Esta norma establece algunos métodos para proteger los sistemas fotovoltaicos productores de energía de sobretensiones, independiente de si son autónomos o si están conectados a la red de distribución del sistema de potencia.

4 DISEÑO TÉCNICO

Al desarrollar este objetivo se analizarán los aspectos técnicos y de diseño para la instalación fotovoltaica además de ver una metodología a seguir para el diseño y dimensionamiento de esta misma.

4.1. CONOCER DE MANERA DETALLA LOS PRINCIPALES ELEMENTOS DEL SISTEMA.

Los principales elementos para llevar a cabo el proyecto son:

- Los paneles solares.
- El inversor.
- Elementos de interconexión.
- Las estructuras de soporte.
- Obra civil.

4.1.1 PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS.

Los paneles solares suelen estar hechos de silicio cristalino y en su interior están compuestos de celdas fotovoltaicas que convierten la energía solar (luz del sol) en electricidad aprovechable para los seres humanos.

Su nombre específico es módulos fotovoltaicos o colectores solares, para referirse de manera precisa a las placas fotovoltaicas como tal, ya que el término panel solar engloba otros dispositivos.

El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, es decir a una temperatura de la célula de 25°C, una radiación de 1000 W/m² y el valor de AM (masa de aire) igual a 1,5.

Los módulos fotovoltaicos se dividen según su fabricación:

La fabricación de paneles solares es un proceso delicado y es por esta razón que los principales avances solares no entraron en juego hasta finales del siglo pasado, cuando los avances en semiconductores y en diseño fotovoltaico permitieron que las células solares fueran cada vez más eficientes y tuvieran un desarrollo más asequible.

Amorfos: Éstas son fabricadas mediante la colocación de una fina capa de amorfo (no cristalino) de silicio sobre una amplia variedad de superficies.

Los paneles solares de silicio amorfo son una línea poderosa y emergente de la energía fotovoltaica, que difieren de la producción, la estructura y la fabricación de los sistemas fotovoltaicos tradicionales que utilizan silicio cristalino. Las células solares de silicio amorfo o las células de A-si, se desarrollan en un continuo proceso de rollo a rollo por aleaciones de vapor de silicio que se depositan en múltiples capas. Cada capa extremadamente fina está especializada en la absorción de diferentes partes del espectro solar. Estos paneles obtienen unos resultados sin precedentes en eficiencia y reducción de coste de los materiales (Las células solares A-si son más finas que sus homólogas cristalinas).

Algunos paneles solares amorfos se fabrican con una tecnología resistente a la sombra o con varios circuitos en el interior de las células, de modo que, si una fila entera de células se encuentra completamente cubierta de sombra, no provocará una rotura del circuito y parte de la producción podrá ser salvada. Esta opción es especialmente útil cuando se realiza una instalación de paneles solares en un barco.

El proceso de desarrollo de paneles solares de silicio amorfo también los hace mucho menos susceptibles a la rotura durante el transporte o la instalación. Esto puede ayudar a reducir el riesgo de dañar la importante inversión en una instalación fotovoltaica.

Poseen la gran desventaja de degradarse ante la exposición solar en un corto período de tiempo.

Cristalinas: Se dividen en:

- Monocristalinas: se componen de secciones de un único cristal de silicio reconocibles por su forma circular u octogonal, donde los cuatro lados cortos, si se observa se aprecia que son curvos, debido a que es una célula circular recortada. Estos son los más eficientes y los más caros de producir. También son rígidos y deben ser montados en una estructura rígida para su protección.
- Policristalino: compuesto de un gran número de cristales de silicio. Poco menos eficiente y un poco menos costosa que las células monocristalinas y también deben ser montados en un marco rígido.

Para fabricar los paneles solares es necesario cortar el silicio cristalino en pequeños discos con menos de un milímetro de espesor. Estos finos discos se pulen cuidadosamente y se tratan con la finalidad de reparar cualquier daño y eliminar cualquier brillo provocado por el proceso de corte. Tras el pulido, los dopantes, que son los materiales añadidos para alterar la carga eléctrica de una célula solar fotovoltaica o semiconductor y los metales conductores, se distribuyen a través de cada disco. Estos conductores deben quedar bien alineados en una fina capa de rejilla matricial en la parte superior del panel solar y se deben extender sobre una lámina plana y delgada.

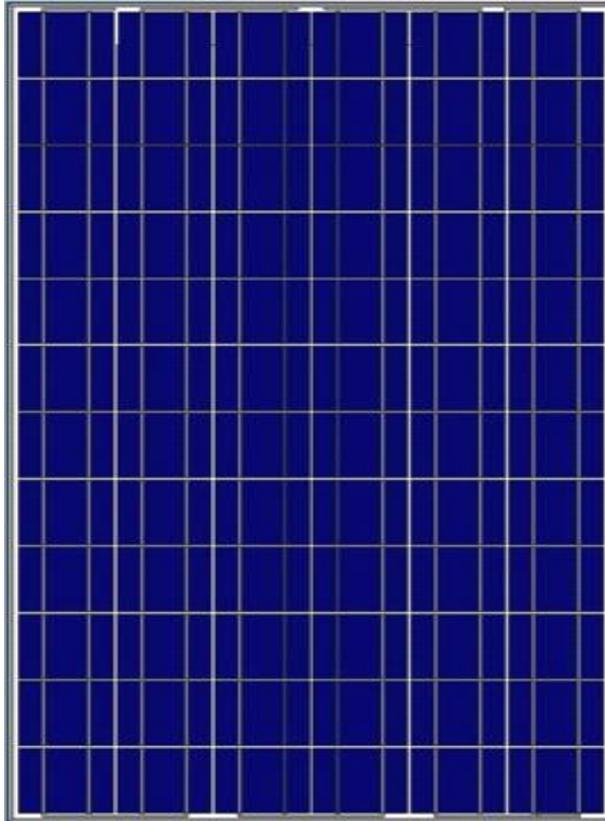
Para proteger los paneles solares después de la transformación, se coloca una cubierta en la parte superior de la célula fotovoltaica hecha de una fina capa de vidrio. Una vez unida esta capa protectora de vidrio, el panel casi terminado se une al substrato con un cemento caro y térmicamente conductor. Esta propiedad térmicamente conductora del cemento, impide que el panel solar se sobrecaliente. Cualquier energía sobrante que el panel solar no sea capaz de convertir en electricidad, sobrecalienta la unidad y reduce la eficiencia de las células solares.

A pesar de estas medidas de protección contra la tendencia de los paneles solares al recalentamiento, es vital que, en el momento de instalar un panel solar, se tomen

medidas adicionales para garantizar que el panel solar se mantenga fresco. La elevación de los paneles solares sobre el suelo permite la circulación de aire fresco por debajo de los mismos.

El generador solar está compuesto por 226 placas fotovoltaicas de 310Wp cada una. El panel que se usara para llevar a cabo este proyecto es el modelo AS-6P275W-310W-1956-992-50-WHITE de Amerisolar, lo cual se decidió en un sondeo estadístico de proveedores internacionales de equipamiento y se llegó a la conclusión que era el que mejor se adaptaba a las condiciones técnicas y financieras del proyecto.

Figura 3: panel AS- 6P 310 W



Fuente: Amerisolar Worldwide Energy and Manufacturing USA Co., Ltd.¹⁰

¹⁰ AMERISOLAR: FARICANTES DE PANELES SOLARES.[HTTP://WWW.WEAMERISOLAR.EU/BEST-SOLAR-PANELS/POLYCRYSTALLINE-SOLAR-PANELS/](http://www.weamerisolar.eu/best-solar-panels/polycrystalline-solar-panels/). OBTENIDO EL 9 DE ABRIL DEL 2016

Las conexiones de salida llevan incorporados diodos by-pass para protección en caso de mal funcionamiento de una de las placas. Las especificaciones eléctricas para una radiación estándar de 1000 W/m², 25° C de temperatura de celda y AM = 1,5 son las siguientes:

Tabla 1: Especificaciones técnicas de los paneles.

Potencia máxima	310 Wp
Tensión en vacío	44.9 V
Intensidad corto circuito	8.85
Tension en el punto de máxima potencia	36.9 V
Intensidad en el punto de máxima potencia	8.43 A
Altura	1956 mm
Ancho	992 mm
Profundidad	50 mm
Peso	27 Kg
No. de células fotovoltaicas por paneles	72 (6x12)

Fuente: Amerisolar Worldwide Energy and Manufacturing

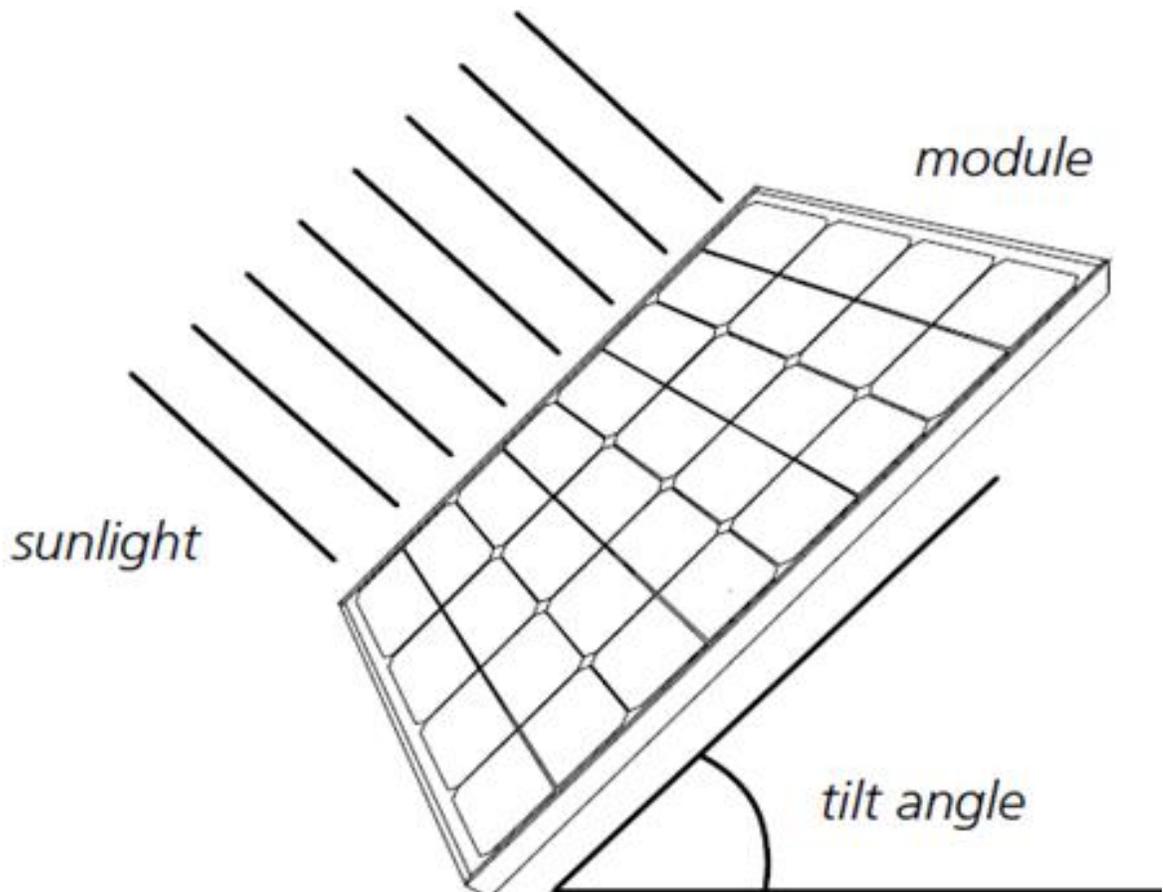
USA Co Ltd

4.1.1.1 Evaluación De Los Paneles Solares.

Al momento de evaluar, definir e instalar lo paneles solares debemos tener en cuentas las siguientes características:

4.1.1.1.1 Inclinación de los Paneles Solares

Figura 4: Ángulo de inclinación de los paneles.

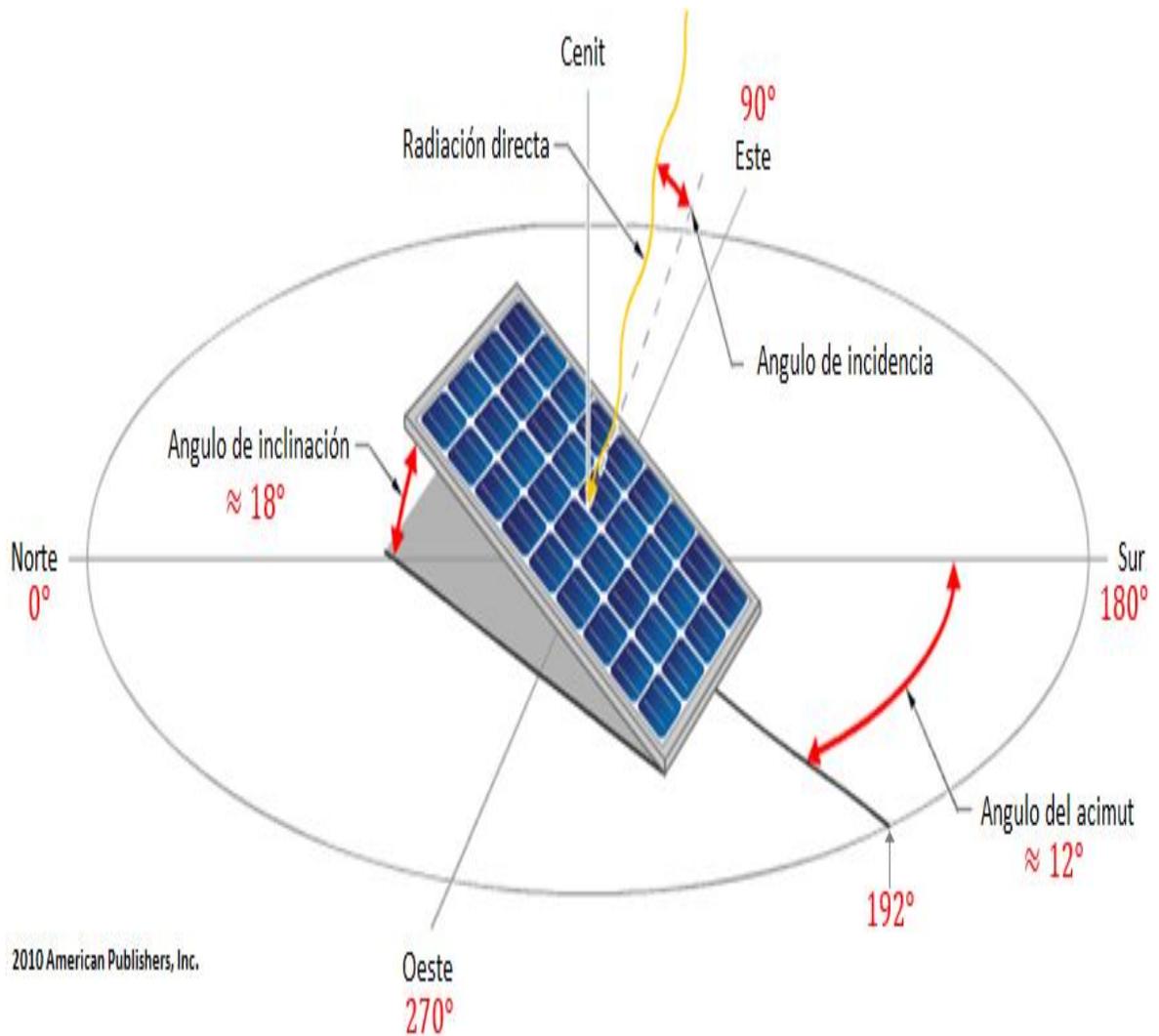


Fuente: Grafico tomado de Lorentz¹¹

¹¹LORENTZ:photovoltaic(pv)moduleslaseriesinstallationmanual.http://www.lorentz.de/pdf/lorentz_sm_la-series_manual_en.pdf.obtenida el 15 de marzo del 2016.

El valor de irradiación que incide sobre un módulo fotovoltaico depende de la inclinación que adopte el panel y por lo tanto del ángulo de incidencia θ entre la normal a la superficie del módulo y el haz de radiación solar.

Figura 5: Incidencia de radiación solar sobre un panel.



Fuente: tomada de american Publisher, inc.

Si la radiación solar es perpendicular a la superficie del módulo fotovoltaico, la captación de energía será máxima. Para recolectar la mayor cantidad posible de energía se puede recurrir a sistemas de seguimiento del sol para hacer que la superficie de los paneles siempre esté perpendicular a la radiación solar, pero es un sistema costoso que requiere de mantenimiento continuo. En su lugar, aunque no con la misma eficiencia, se puede optar por sistemas estáticos, en los cuales se puede fijar la inclinación de los paneles solares para cada época del año o una sola inclinación óptima para todo el año y de este modo la potencia media anual recibida será la máxima posible.

En países tropicales se acostumbra a utilizar una inclinación fija para paneles solares durante todo el año, igual a la latitud del lugar, pero no menor a 10° , esto con el fin de que no se acumule polvo y agua sobre la superficie del panel. En Colombia donde la latitud varía entre $4^\circ 12' 19''$ Sur en Leticia y $12^\circ 26' 46''$ Norte en Punta Gallina en la península de la Guajira se inclinan los paneles entre 10° y 15° con respecto a la horizontal, con lo que se puede fijar una sola inclinación para todo el año ya que el sol no se aparta mucho del zenit en el medio día solar.

4.1.1.1.2 Orientación de los Paneles.

Dependen de la latitud en la que nos encontramos, la orientación óptima de los paneles podrá ser sur o norte y la inclinación óptima dependerá de la latitud del lugar y de la época del año en que se quiere utilizar.

En los países del hemisferio sur la orientación debe ser directamente hacia el norte. Las inclinaciones este, oeste, muestran leves ventajas a la hora de recolectar sol según sea el horario en que el cielo este despejado en la zona, ya sea por la tarde o la mañana, pero no incurre en pérdidas relevantes para el sistema.

4.1.1.1.3 Incidencias de Sombras.

Para lograr el máximo aprovechamiento de un sistema de energía solar, se deberá tener cuidado de la incidencia de posibles sombras sobre los paneles, tanto las cercanas como las sombras lejanas.

A diferencia de los colectores solares térmicos, las limitadas sombras parciales pueden afectar el rendimiento del módulo fotovoltaico en proporciones mayores a la superficie de la sombra proyectada sobre los módulos FVs.

4.1.1.1.4 Número de Paneles.

Para obtener el número de paneles solares se tendrá en cuenta los datos proporcionados por la empresa. En este caso utilizaremos el área disponible para la instalación, ya que los consumos son muy altos y la ubicación de la empresa está en medio de la ciudad y no posee espacio adicional disponible, para una posible instalación diferente al techo, esta será el área a utilizar.

Si disponemos de paneles solares cuya potencia máxima es de 310W, calcular la cantidad de módulos que necesitaríamos para configurar el generador fotovoltaico de la instalación sería:

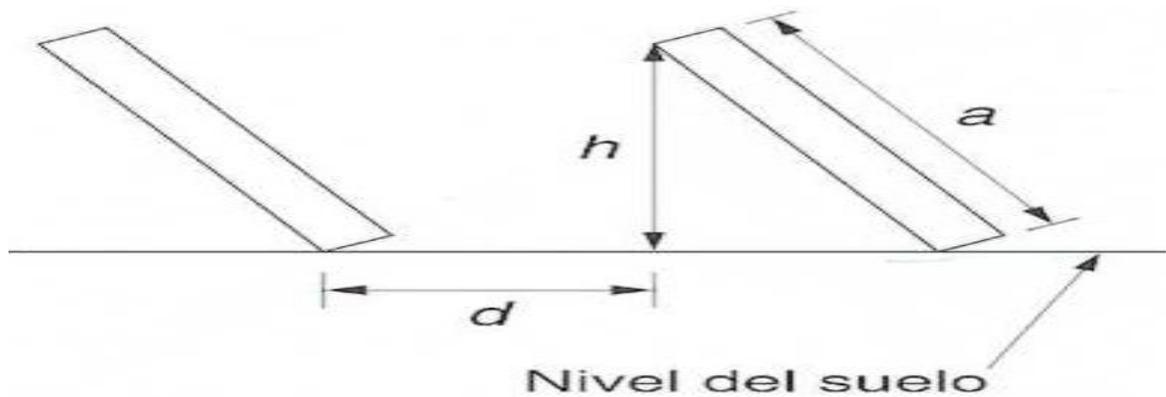
$$\mathbf{N^{\circ} \text{ paneles} = P \text{ total} / P \text{ panel} = 70000 \text{ W} / 310 \text{ W} = 225,806 \text{ paneles}}$$

La potencia total se determinará más adelante, en el punto 4.2.3.1 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico. Para obtener la potencia pico deseada, los paneles se conectan eléctricamente en serie para formar las cadenas, que se conectan en paralelo. La tendencia actual es desarrollar cadenas formadas por el máximo número de paneles posible, dada la complejidad y el costo del cableado, en particular de los cuadros de distribución para realizar la conexión en paralelo entre las cadenas.

4.1.1.1.5 Separación Entre Hileras de Paneles Solares.

Cuando se dispone de una gran cantidad de área para la instalación de los paneles solares se puede ubicar cada fila de paneles con una gran separación para evitar que durante el año la sombra de una fila se proyecte sobre otra; pero cuando el espacio para la ubicación de los paneles es reducido, entre filas de paneles solares debe haber una separación tal que al medio día solar en el día más desfavorable del año (solsticio de invierno el 21 de diciembre día en el que al medio día solar el sol se aleja más del zenit en los países del hemisferio norte) la sombra de la arista superior de una fila se proyecte como máximo sobre la cresta inferior de la siguiente:

Figura 6: Distancia mínima entre paneles.



Fuente: solar-energía

$$d = (h / \tan H) \cdot \cos A$$

En que:

d, es la distancia mínima entre líneas de paneles.

h, es la altura de la línea de paneles (en vertical, desde el punto superior en el suelo).

$\tan H$, es la tangente de la altura solar (ángulo) en el mes más desfavorable en nuestra latitud.

$\cos A$, es el coseno del azimut solar en el mes más desfavorable a las 10 h solar.

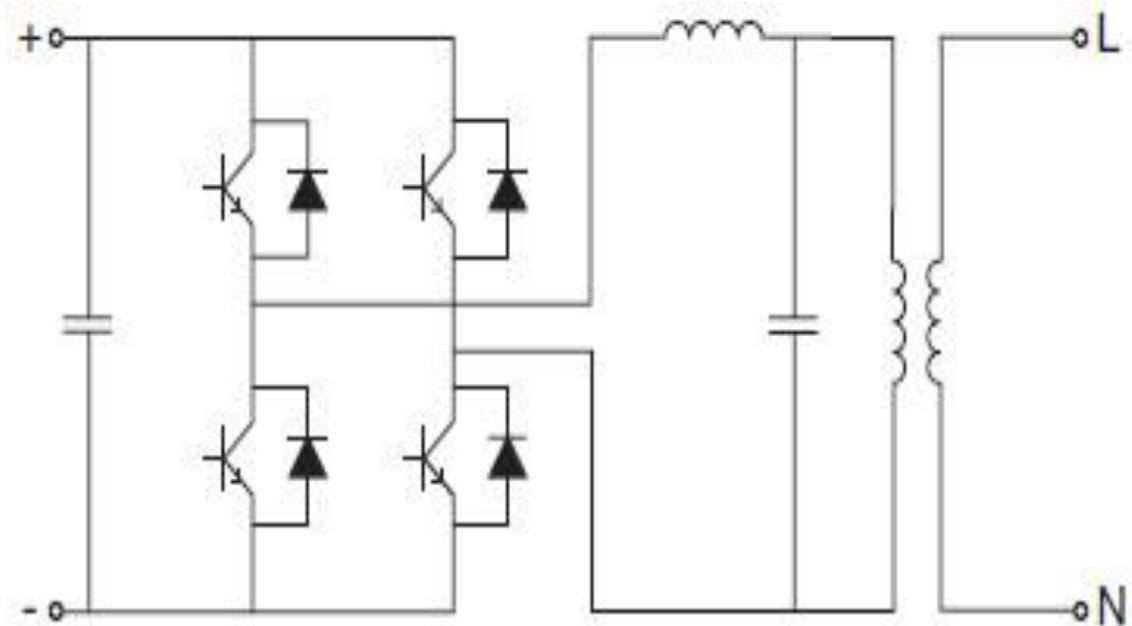
En el caso del proyecto que nos concierne, tratándose de una zona de bajas latitudes, la separación entre módulos fotovoltaicos no representa una limitación crítica como en zonas de altas latitudes.

4.1.2 EL INVERSOR

Los módulos fotovoltaicos generan electricidad en corriente continua y a una tensión de aproximadamente 36,9 V. Para poder ser inyectada en una red eléctrica de corriente alterna se hace uso de los llamados inversores u onduladores. Estos serán de tipo y características específicas para un sistema de conexión a la red de tensión y frecuencia dado.

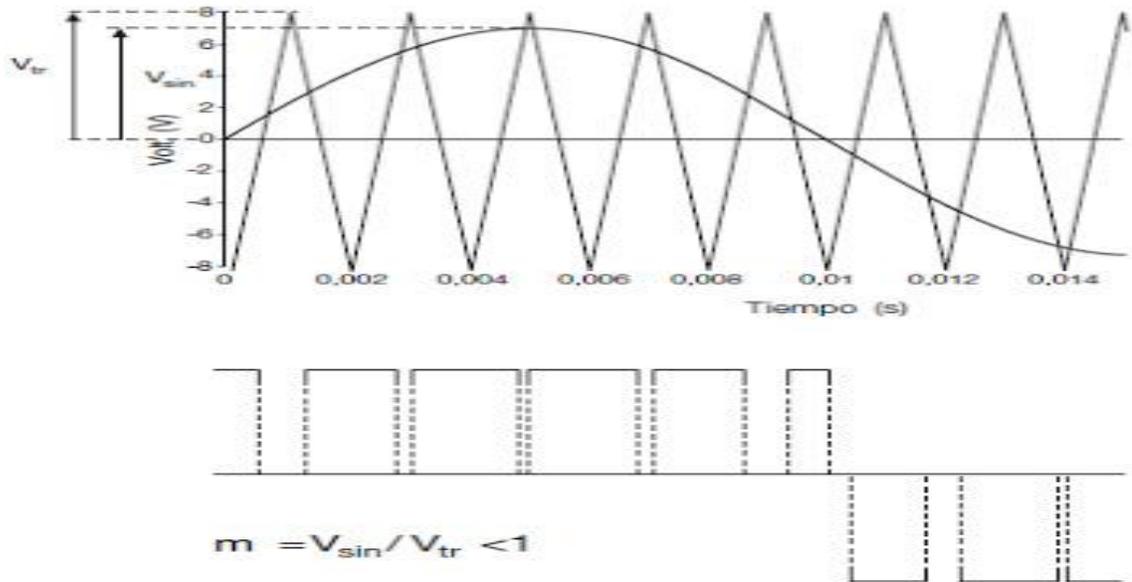
El inversor transforma la corriente continua en alterna y controla la calidad de la energía destinada a la red mediante un filtro L-C montado en el interior del propio inversor. La figura 4 muestra el esquema de conexión de un inversor. Los transistores, utilizados como conmutadores estáticos, se controlan mediante una señal de apertura-cierre que en su forma más simple proporcionaría una onda de salida cuadrada.

Figura 7: Esquema del principio de funcionamiento de un inversor monofásico.



Para que la onda sea lo más sinusoidal posible se utiliza una técnica más sofisticada: modulación del ancho del pulso (PWM, Pulse Width Modulation). Esta técnica permite regular la frecuencia y el valor rms de la forma de onda de salida, como se observa en la figura 8.

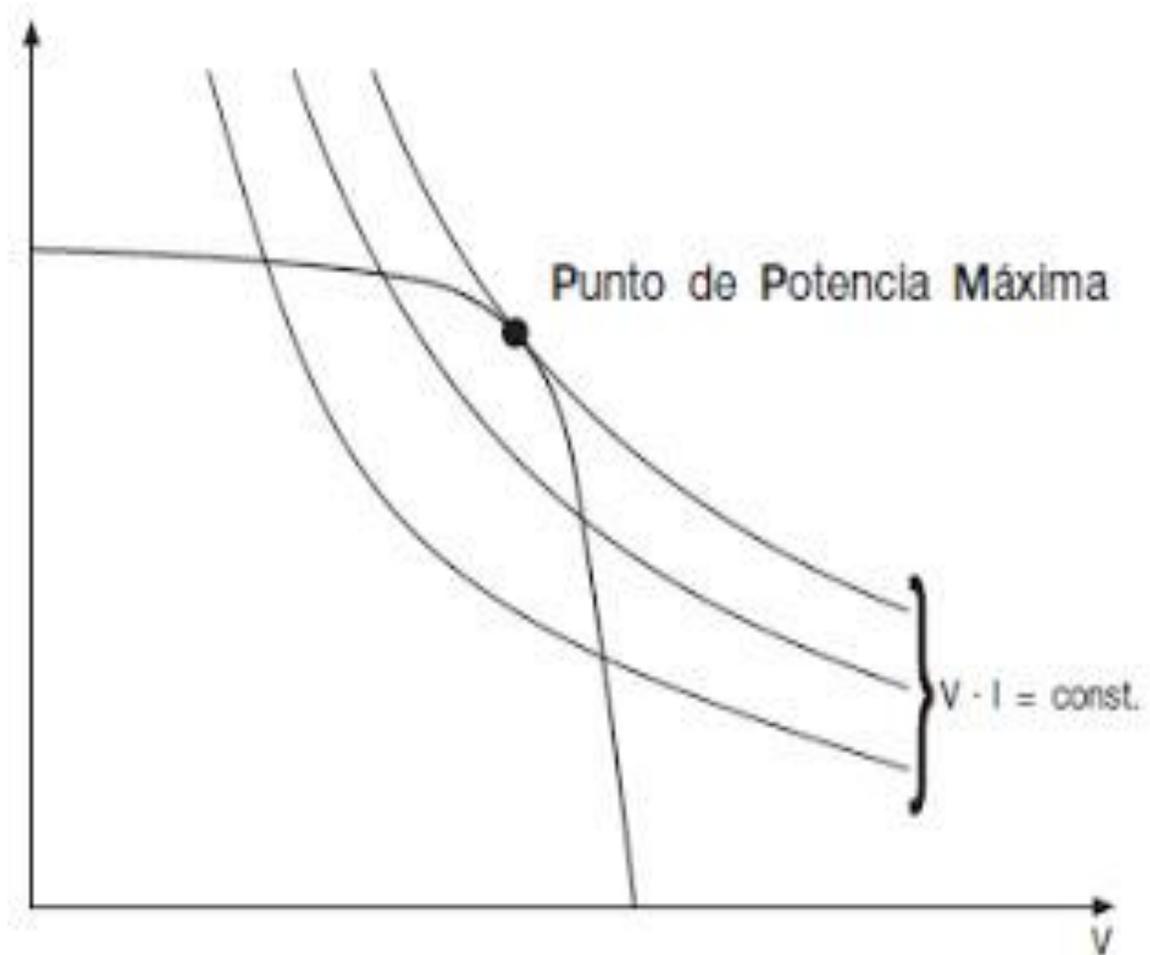
Figura 8: principio de funcionamiento de la tecnología PWM.



La potencia suministrada por un generador fotovoltaico depende del punto de la instalación en el que está operando. Para optimizar el suministro de energía de la planta, el generador debe adaptarse a la carga, de modo que el punto de funcionamiento corresponda siempre al punto de potencia máxima.

Con este objetivo, dentro del inversor se utiliza un dispositivo controlado llamado seguidor del punto de potencia máxima (MPPT, Maximum Power Point Tracking). El MPPT calcula el valor instantáneo de la curva I-V ("tensión-intensidad") del generador al cual se produce la máxima potencia disponible. Tomando la curva I-V del generador fotovoltaico figura 9:

Figura 9: punto de potencia máxima de un generador fotovoltaico.



El punto máximo de la transferencia de potencia corresponde al punto tangente entre la curva I-V para un valor dado de la radiación solar y la hipérbola descrita por la ecuación $V \times I = \text{constante}$.

El sistema MPPT de uso comercial identifica el punto de potencia máxima de la curva característica del generador induciendo, a intervalos regulares, pequeñas variaciones de la carga que determinan las desviaciones de los valores tensión-intensidad y evaluando si el producto resultante I-V es mayor o menor que el anterior. En caso de aumento de carga, se mantiene la variación de las condiciones

de carga en la dirección elegida. De lo contrario, se modifican las condiciones en el sentido opuesto.

En relación a los paneles y el inversor, el número máximo de paneles que pueden conectarse en serie (proporcionando la máxima tensión alcanzable) para formar una cadena se determina a partir del intervalo de operación del inversor y de la disponibilidad de los dispositivos de desconexión y protección adecuados para la tensión alcanzada.

La conexión de las cadenas que componen el campo solar del sistema fotovoltaico es posible si se cumple principalmente lo siguiente:

- Un solo inversor para todas las plantas (inversor único o con inversor central, figura 10).
- Un inversor por cadena, figura 11.
- Un inversor para varias cadenas (planta con varios inversores, figura 12).

Figura 10: Inversor único para todo el sistema.

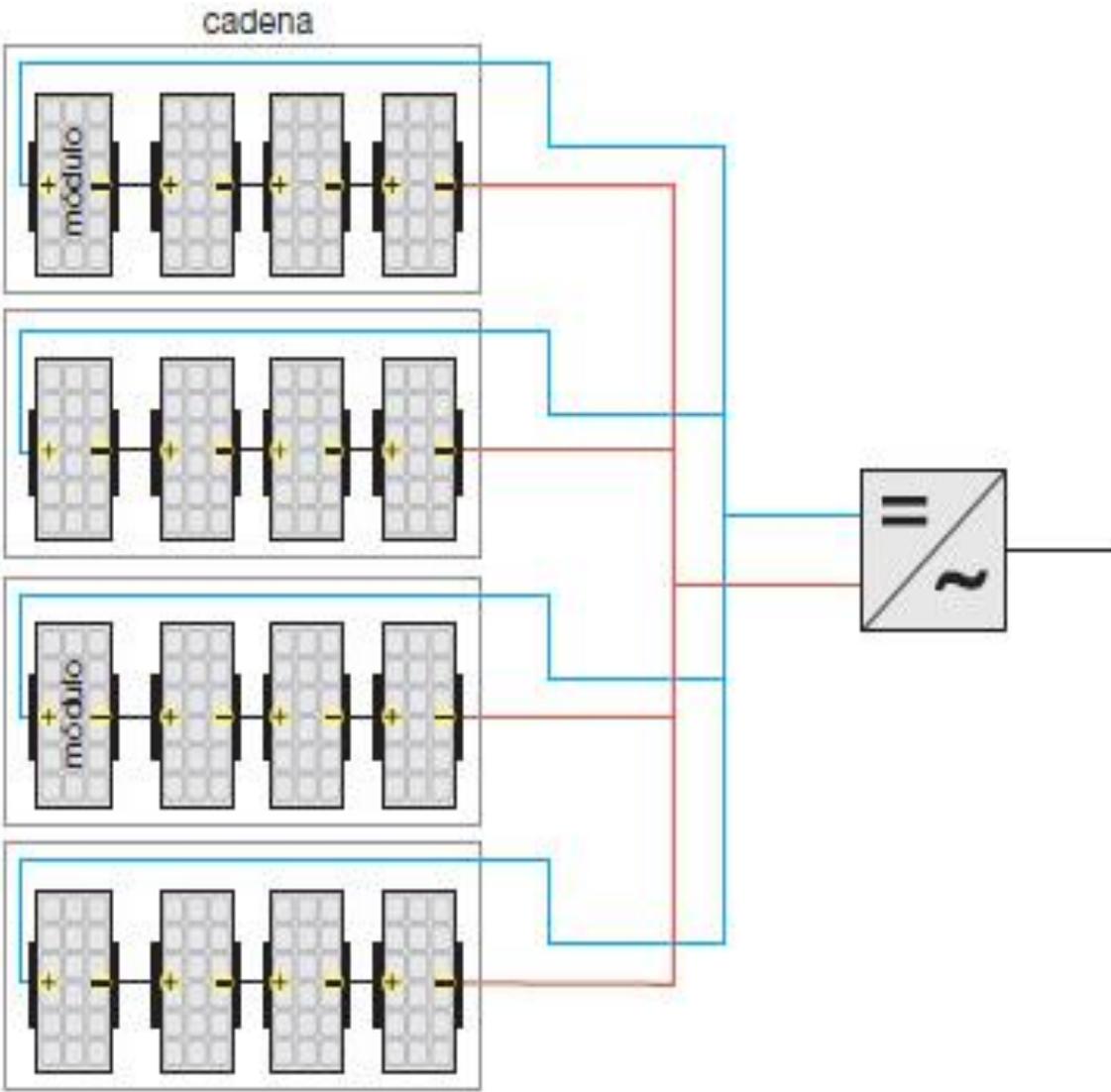


Figura 11: Inversor por cadena.

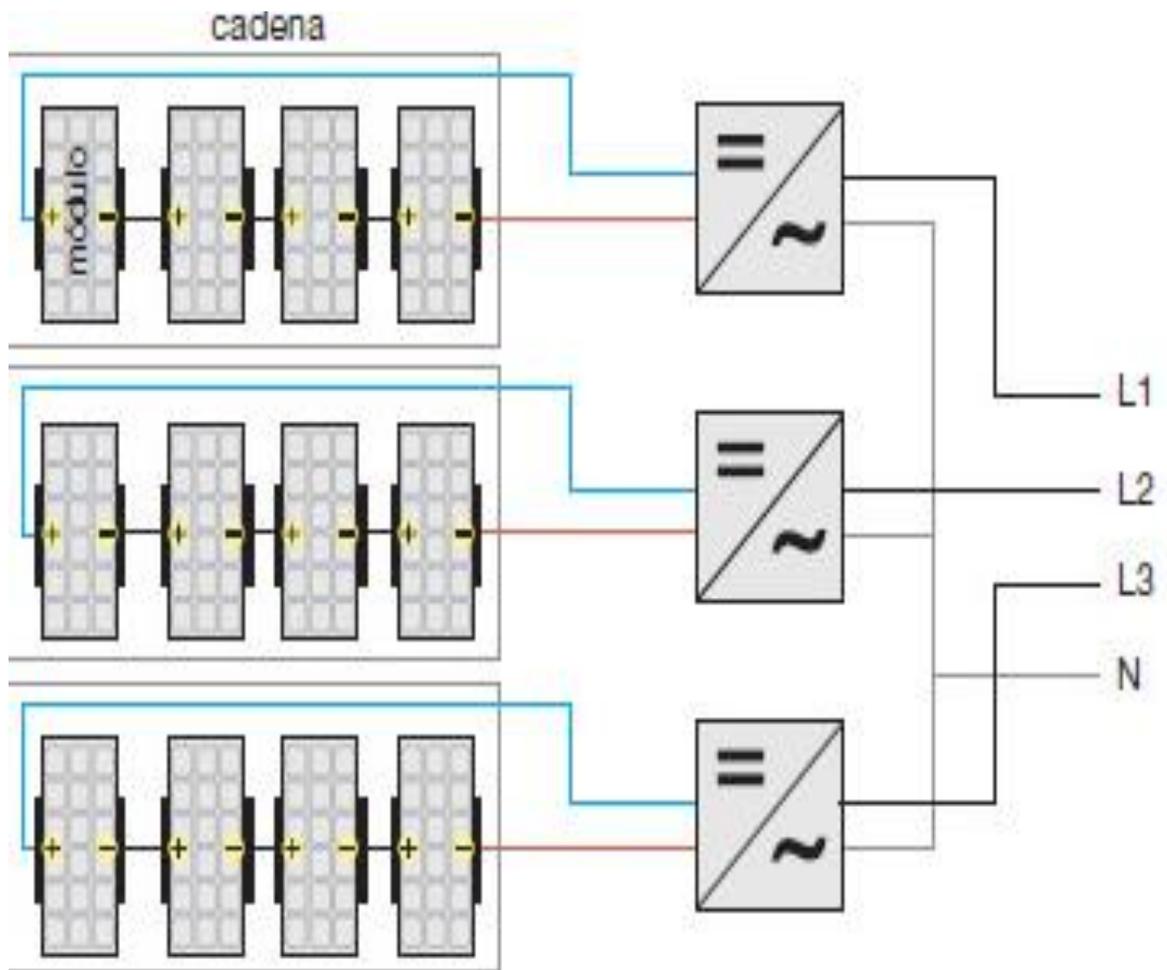
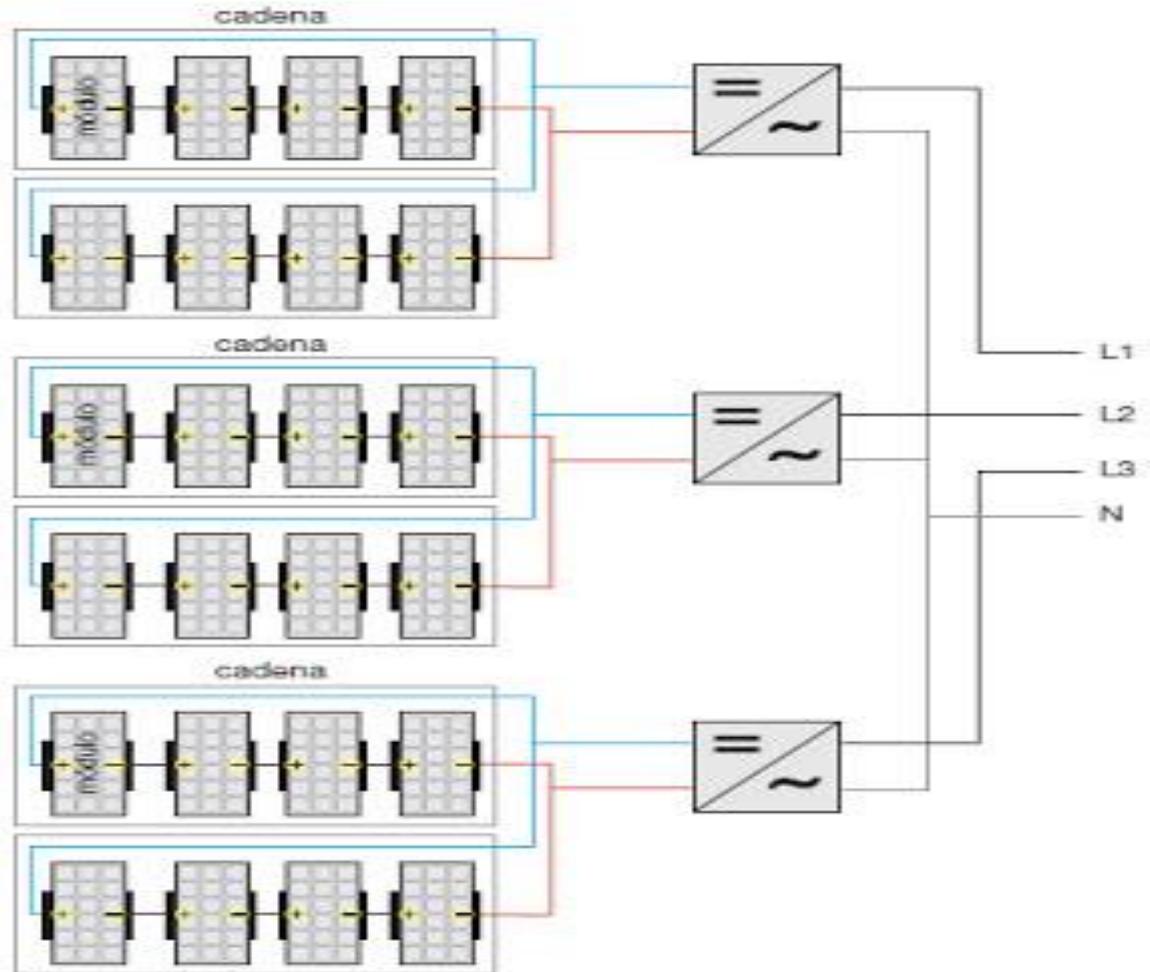


Figura 12: inversor para varias cadenas.



La selección del inversor se determina en función de la potencia nominal fotovoltaica que deba gestionar. Al respecto, la relación entre la potencia fotovoltaica a instalar y la potencia activa a inyectar a la red debe ser mayor o igual que 1. Esta relación considera la pérdida de potencia de los módulos fotovoltaicos en condiciones de funcionamiento reales (temperatura de trabajo, caídas de tensión en las conexiones eléctricas, etc.) y la eficiencia del inversor. Esta relación también depende de los métodos de instalación de los módulos (latitud, inclinación, temperatura ambiente...) que pueden hacer variar la potencia generada.

Entre las características para el dimensionado correcto del inversor, deben considerarse las siguientes:

Lado de CC:

- Potencia nominal y potencia máxima.
- Tensión nominal y tensión máxima admisible.
- Campo de variación de la tensión MPPT en condiciones de funcionamiento normalizado.

Lado de CA:

- Potencia nominal y potencia máxima que el grupo de conversión puede suministrar de manera continua, así como el campo de temperatura ambiente al que puede suministrarse esa potencia.
- Intensidad de corriente nominal entregada.
- Intensidad de corriente máxima suministrada que permite el cálculo de la contribución de la planta fotovoltaica a la intensidad de corriente de cortocircuito.
- Tensión máxima y distorsión del factor de potencia.
- Eficiencia de conversión máxima.

Además, es necesario evaluar los valores asignados de tensión y frecuencia en la salida y de la tensión a la entrada del inversor. Los valores de tensión y frecuencia a la salida para plantas conectadas a la red de distribución pública los impone la red con tolerancias definidas según la compañía. En lo referente a la tensión a la entrada, deben evaluarse las condiciones extremas de funcionamiento del generador fotovoltaico para garantizar un empleo seguro y productivo del inversor.

Primero, es necesario verificar que la tensión sin carga U_{oc} en la salida de las cadenas a la temperatura mínima prevista es menor que la tensión máxima que el inversor puede soportar, es decir:

$$U_{OC \max} \leq U_{MAX} \text{ (1)}$$

Cada inversor se caracteriza por un intervalo de funcionamiento normal de tensiones a la entrada. Dado que la tensión a la salida de los paneles fotovoltaicos es función de la temperatura, es necesario verificar que, bajo las condiciones de servicio previstas, el inversor funciona dentro del rango de tensión declarado por el fabricante. En consecuencia, deben verificarse simultáneamente las inecuaciones (1) y (2)

$$U_{\min} \geq U_{MPPT} \text{ (2)}$$

Es decir, la tensión mínima a la potencia máxima correspondiente a la salida de la cadena en condiciones de ensayo normalizadas será mayor que la tensión de funcionamiento mínima para el MPPT del inversor; la tensión mínima del MPPT es la tensión que mantiene la lógica de control activa y permite un suministro de potencia adecuado a la red de distribución. Además, debe ser:

$$U_{\max} \leq U_{MPPT \max} \text{ (3)}$$

es decir, la tensión máxima a la potencia máxima correspondiente a la salida de la cadena en condiciones de ensayo normalizadas será menor o igual que la tensión de funcionamiento máxima del MPPT del inversor.

Adicionalmente al cumplimiento de las tres condiciones mencionadas referentes a la tensión, es necesario verificar que la intensidad de corriente máxima del generador fotovoltaico funcionando en el punto de potencia máxima (MPP) es menor que la intensidad de corriente máxima admitida por el inversor a la entrada.

En relación al proyecto, hemos seleccionado inversores marca SMA. Los modelos y cantidades que utilizaremos son:

- STP 25000TL-30, de 25 kW: 2

- STP 20000TL-30, de 20 kW:1

Figura 13: Inversor STP 25000TL-30, de 25 kW: 2 / STP 20000TL-30, de 20 kW:1



Fuente: especificaciones técnicas del fabricante¹²

Cuyas características técnicas son las siguientes:

¹² SMA Solar Technology AG: fabricantes de equipamientos solares.
<http://www.smaiberica.com/es/productos/inversores-solares/sunny-tripower/sunny-tripower-20000tl-25000tl.html>.obtenida el 19 de abril del 2016

Tabla 2: Especificaciones técnicas del inversor

DATOS TÉCNICOS	SUNNY TRIPOWER 20000 TL	SUNNY TRIPOWER 25000 TL
Entrada de corriente continua (CC)		
Potencia máxima de cc (con $\cos \phi = 1$) / potencia asignada de cc.	20 440 W/20 440 W	25 550 W/25 550 W
Tensión de entrada máxima	1 000 V	1 000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	320 V – 800 V/600 V	390 V – 800 V/600 V
Tensión de entrada mínima/de inicio	150 V/188 V	150 V/188 V
Corriente máxima de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3; B:3	2/A:3; B:3
Salida corriente alterna (CA)		
Potencia asignada (a 230V, 50Hz)	20 000 W	25 000 W
Potencia máxima aparente de CA	20 000 VA	25 000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 280 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V	
rango de tensión de CA	180 V – 280 V	
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz / 44 Hz ... 55 Hz 60 Hz / 54 Hz ... 65 Hz	
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz / 230 V	
Corriente máxima de salida/corriente asignada de salida	29 A / 29 A	36,2 A / 36,2 A
Factor de potencia a potencia asignada/factor de desfase ajustable	1/0 inductivo ... 0 capacitivo	
THD	$\leq 3\%$	
Fases de inyección/conexión	3 / 3	
Rendimiento	98,4%/98,0%	98,3%/98,1%
Dimensiones	661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)	
Peso	61 kg (134,48 lb)	
Fabricante	SMA Solar Technology	

Fuente: especificaciones técnicas del fabricante, SMA Solar Technology AG

4.1.2.1 Configuración del Campo Solar con los Inversores

Los modelos de inversores seleccionados poseen, cada uno de ellos, 2 entradas de MPP independientes y por cada entrada de MPP se pueden conectar hasta 3 cadenas en serie de módulos fotovoltaicos.

Por lo tanto, la configuración del campo solar por cada uno de los inversores seleccionados será la siguiente:

Por cada inversor de 25 kW, se instalarán 3 cadenas de 19 módulos fotovoltaicos conectados en serie por una de las entradas MPP y 1 cadena de 18 módulos fotovoltaicos conectados en serie por la otra entrada MPP.

En el inversor de 20 kW se instalarán 3 cadenas de 19 módulos fotovoltaicos conectados en serie por una de las entradas MPP y 1 cadena de 19 módulos fotovoltaicos conectados en serie por la otra entrada MPP.

De esta forma tendremos que los inversores de 25 kW comandarán una potencia pico de 46,5 kWp y el inversor de 20 kW comandará una potencia pico de 23,56 kWp.

En el siguiente cuadro vemos el análisis comparativo de los parámetros del inversor respecto al producido por los módulos fotovoltaicos en cada una de sus entradas.

Tabla 3: Inversor de 25 kW

Parámetro	Inversor	Entrada A	Entrada B
Potencia de CC máx.	25,55 kWp	17,67 kWp	5,58 kWp
Tensión de CC mín.	150V	577 V	547 V
Tensión FV normal		622 V	589 V
Tensión de CC máx. (FV)	1000V	896 V	849 V
Corriente de CC máx. (A/B)	33/33 A	25,6 A	8,5 A
Rendimiento energético anual:	57.086 kWh		
Rendimiento energético especial (aproximado):	1228 kW /kWp		

Fuente: especificaciones técnicas del fabricante, SMA Solar Technology AG

Tabla 4: Inversor de 20 kW

Parámetro	Inversor	Entrada A	Entrada B
Potencia de CC máx.	20,44 kWp	17,67 kWp	5,89 kWp
Tensión de CC mín.	150V	577 V	577 V
Tensión FV normal		622 V	622 V
Tensión de CC máx. (FV)	1000V	896 V	896 V
Corriente de CC máx. (A/B)	33/33 A	25,6 A	8,5 A
Rendimiento energético anual:	28.877,50 kWh		
Rendimiento energético especial (aproximado):	1226 kW /kWp		

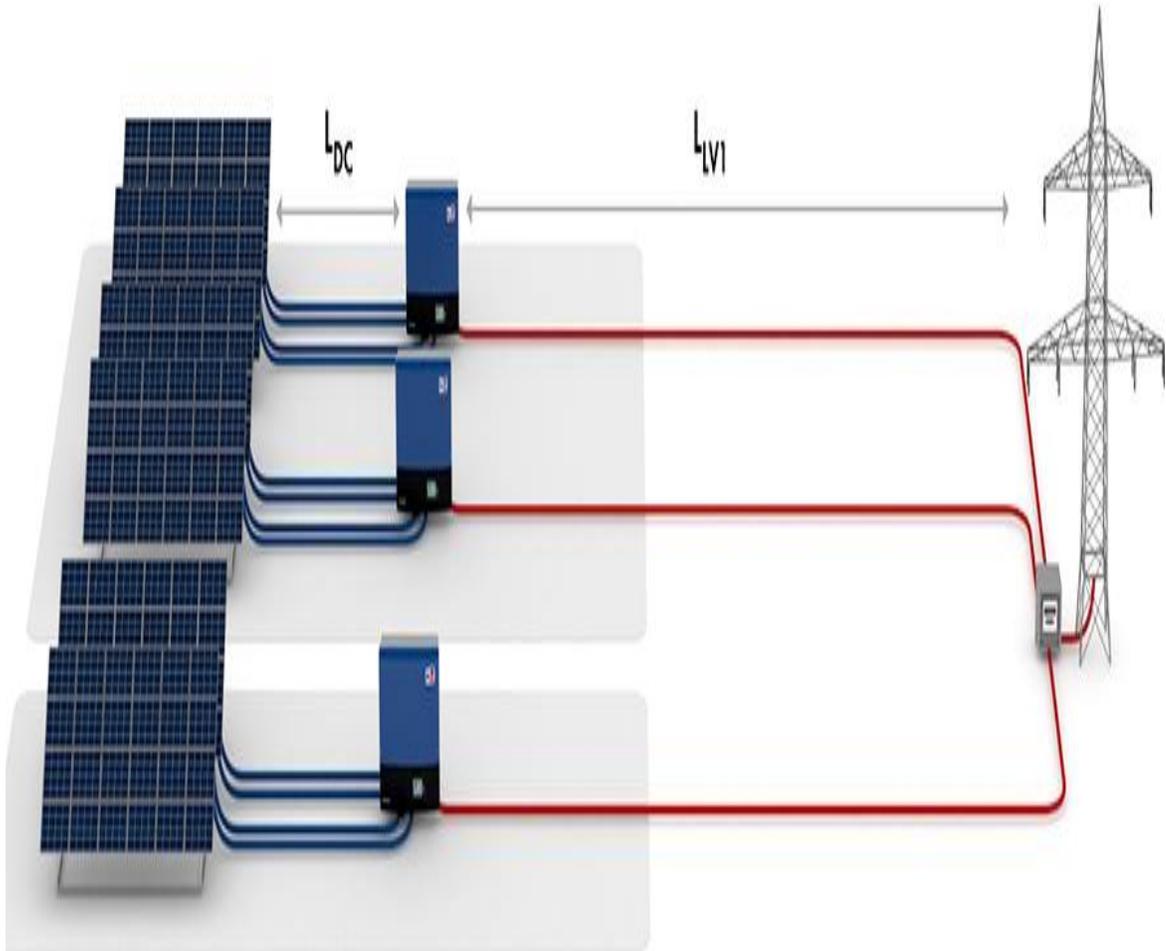
Fuente: especificaciones técnicas del fabricante, SMA Solar Technology AG

4.1.3 ELEMENTOS DE INTERCONEXIÓN

4.1.3.1 Conductores.

Los conductores tendrán la sección adecuada para minimizar caídas de tensión y sobrecalentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de corriente continua deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5 % y los de la parte de corriente alterna para que la caída de tensión sea inferior al 1,5 %.

Figura 14: diseño de la planta.



Fuente: SMA Ibérica Tecnología Solar SL.

En la figura 14 podemos ver esquemáticamente el diseño de la planta. El tramo L_{dc} corresponde a los conductores de CC y el tramo L_{lv1} corresponde a los conductores de CA.

Para calcular la sección de conductor del tramo de CC, utilizamos la siguiente expresión:

$$S \text{ [mm}^2\text{]} = (2 \times L \times I) / (56 \times \delta v)$$

Siendo:

S: sección del conductor [mm²]

L: longitud del conductor [m]

I: intensidad de corriente eléctrica [A]

56: conductividad del cobre [m / Ω x mm²]

Δv: caída de tensión máxima admisible [V]

En la tabla 5 observamos el cálculo de sección de conductor, en el que hemos considerado la distancia entre el campo solar y el inversor de 10 m y la caída de tensión máxima admisible del 1%.

Tabla 5: cálculo de sección del conductor 10 m.

	Longitud (m)	Intensidad de corriente (A)	Caída de tensión máxima admisible (V)	Sección (mm ²)
Inversor 25 kW Entrada A	10	25,6	6,22	1,47
Inversor 25 kW Entrada B	10	8,5	5,89	0,52
Inversor 20 kW Entrada A	10	25,6	6,22	1,47
Inversor 20 kW Entrada A	10	8,5	6,22	0,49

Fuente: Autor

Si bien la sección de conductor en relación a la caída de tensión máxima admisible es la que se ve en la tabla 5, la misma debe ser tal que además admita la intensidad de corriente eléctrica que circulará por el conductor, por lo tanto, se adopta una sección de conductor de 4 mm². Asimismo, se adopta la misma sección para cada uno de los tramos, a los efectos de uniformizar la misma y optimizar los costos a la hora de adquirir el respectivo cable. Para calcular la sección de conductor del tramo de CA, utilizamos la siguiente expresión:

$$S \text{ [mm}^2\text{]} = (\sqrt{3} \times L \times I) / (56 \times \delta v)$$

En la tabla 6 observamos el cálculo de sección de conductor, en el que hemos considerado la distancia entre el inversor y el punto de conexión a la red de 20 m y la caída de tensión máxima admisible del 2%.

Tabla 6: Cálculo de sección del conductor 20 m.

	1,73	56	2%	
	Longitud (m)	Intensidad de corriente (A)	Caída de tensión máxima admisible (V)	Sección (mm ²)
Inversor 25 kW	20	36,2	3,8	5,89
Inversor 20 kW	20	29	3,8	4,72
Inversor 20 kW Entrada A	10	25,6	6,22	1,47
Inversor 20 kW Entrada A	10	8,5	6,22	0,49

Fuente: Autor

Se adopta para cada uno de los tramos, a los efectos de uniformizar la misma y optimizar los costos a la hora de adquirir el respectivo cable, una sección de 6 mm².

4.1.3.2 Cables.

Los cables expuestos al sol tienen la característica de estar protegidos por medios mecánicos o en su defecto se utilizarían cables con características especiales contra la degradación a la intemperie: radiación solar, UV y condiciones de temperatura ambiente extremas. El cableado de potencia estará compuesto por cables marca IMSA modelo Payton Superflex (o similar).

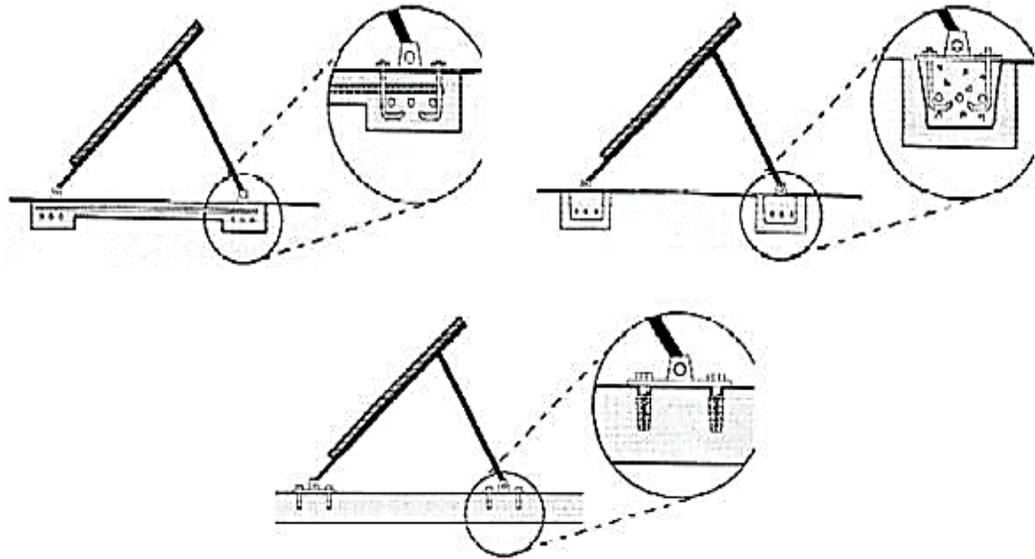
Del lado de corriente continua se utilizará cable 2x4 mm² tipo Payton de la marca IMSA 1,1 kW, para el lado de la corriente alterna se usará cable 4x6 mm² tipo Payton de la marca IMSA 1,1 kV. Se estima una longitud de 15 m y 100 m respectivamente.

4.1.3.3 Protecciones.

Se instalará un tablero con elementos de maniobra y protección eléctrica del lado de corriente alterna por cada inversor (serán 3 tableros). Dichos elementos son: un interruptor termo magnético, un interruptor diferencial y descargadores de sobretensión para protección contra descargas atmosféricas.

4.1.4 ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Figura 15: Anclaje de soportes.



Fuente: solar bloc

Es necesario mantener los paneles solares fijos en la inclinación y orientación elegida. Es muy importante tener un buen sistema de sujeción de los paneles, pues al ser estos ligeros pueden ser arrastrados por la fuerza del viento, la estructura debe soportar vientos de 120 km/h, también facilitar una altura mínima del panel al suelo de 30 cm. Se debe tener el respectivo cuidado para no dañar la impermeabilización en terrazas al anclar la estructura de soporte, además debe dejarse el espacio suficiente para realizar las conexiones, el mantenimiento y para que el aire circule fácilmente y de esta manera suministre ventilación a los módulos fotovoltaicos. La estructura de soporte debe resistir como mínimo 10 años de exposición a la intemperie sin corrosión, debe estar conectada a una tierra común y debe ser preferiblemente de acero inoxidable, hierro galvanizado o aluminio anodizado y la tornillería de acero inoxidable pues estos materiales son apropiados

para ambientes corrosivos y uso en la intemperie. Para los anclajes o empotramiento de la estructura se utiliza bloques de hormigón y tornillos roscados.

4.1.5 OBRA CIVIL

Se determinó que para instalar cada sistema de paneles se necesitan cuatro operarios. A cada uno de ellos se le va a pagar lo definido en el salario mínimo diario legal vigente. Además, se necesitará de un ingeniero que supervise y esté encargado de solucionar cualquier problema que se pueda presentar durante la instalación del sistema. El ingeniero tendrá un salario de dos salarios mínimos diarios legales vigentes.

4.2. IDENTIFICAR LA UBICACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO Y DETERMINAR LA MEJOR UBICACIÓN PARA EL MISMO.

4.2.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL EMPLAZAMIENTO

Al norte del departamento del Cesar está ubicada la ciudad de Valledupar, capital del departamento, en la margen occidental del río Guatapurí, en la base de las estribaciones de la Sierra Nevada de Santa Marta, ubicada en los 10° 29' de latitud norte y 73° 15' de longitud al oeste de Greenwich; está a 169 metros sobre el nivel del mar; el municipio tiene una extensión de 4.493 Km² representando un 18.8% de la extensión total del departamento del Cesar; su población es de 443.414 habitantes y junto a su área metropolitana reúne 662.941 habitantes (Presidencia, 2009), la temperatura promedio diario es de 30° C.

Figura 16: Ubicación de Valledupar en el departamento del Cesar y Colombia.



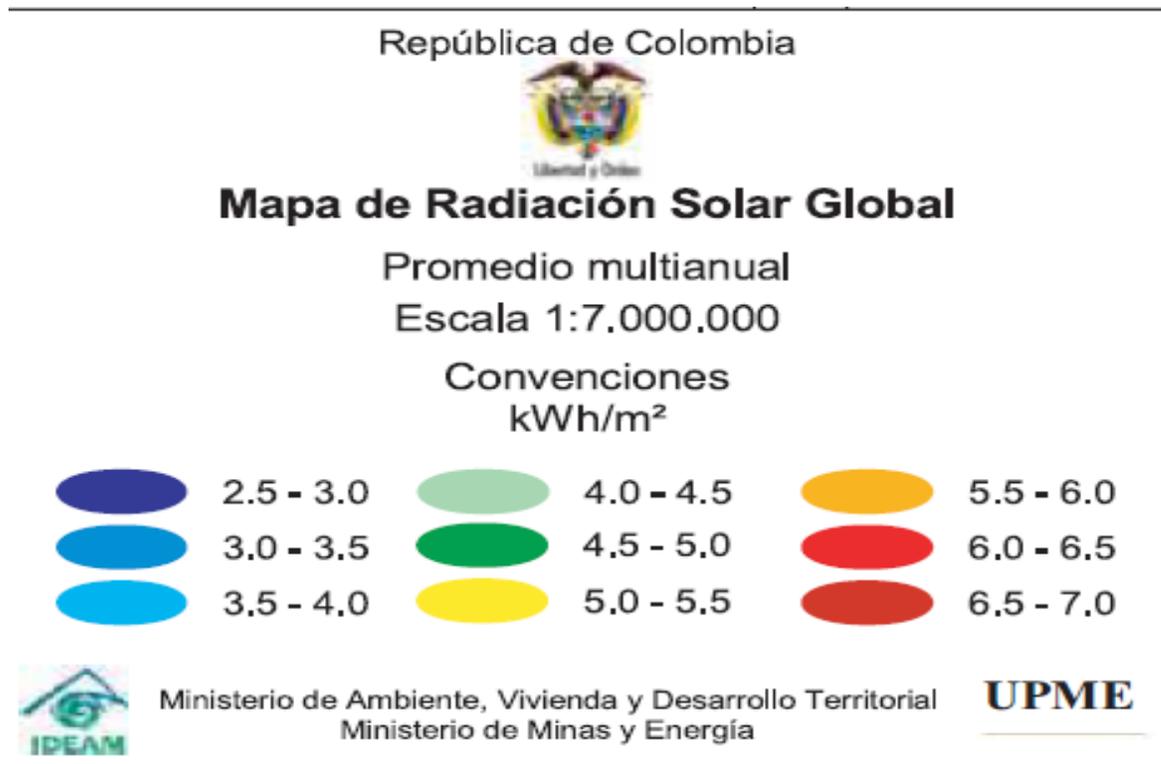
Fuente: Atlas del departamento del cesar

4.2.2 CARACTERÍSTICAS DEL RECURSO SOLAR EN LA REGIÓN DE LA CIUDAD DE VALLEDUPAR

Para hallar el valor de radiación solar global promedio diario se debe observar en los mapas de “Radiación Solar de Colombia” las isólineas cercanas a la ciudad de

Valledupar; el nivel de radiación solar está determinado por un color específico según la convención (figura 17):

Figura 17: Convención de colores nivel de radiación solar.



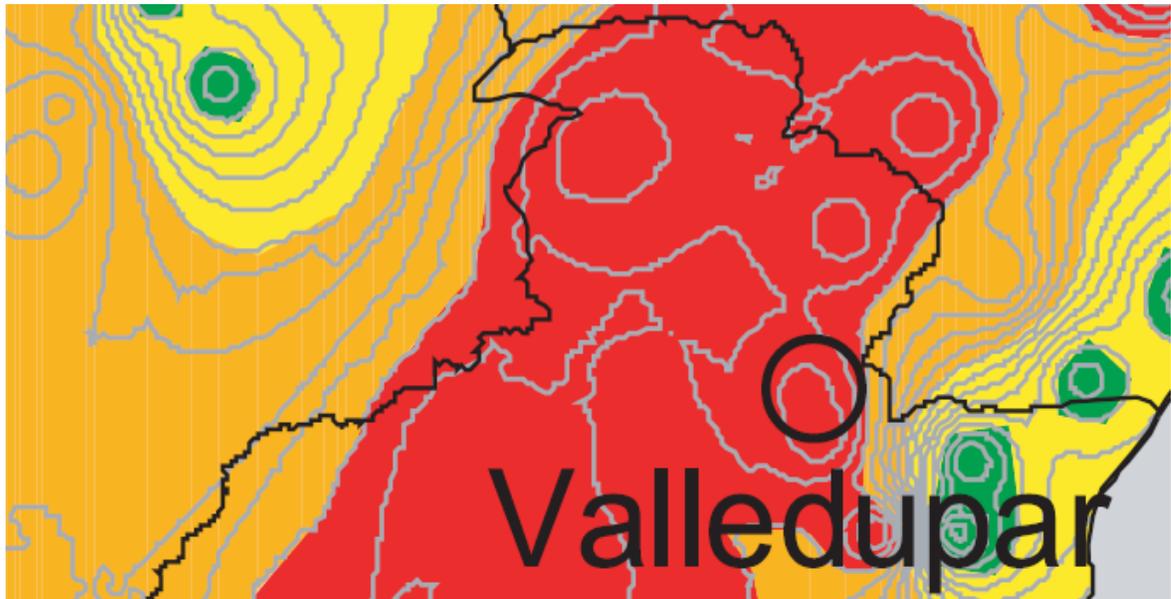
Fuente: Tomado del Atlas de Radiación Solar de Colombia¹³

Cada color está dividido por isóneas en cinco niveles que cambian a razón de 0,1 kWh/m² por isónea. Para determinar la radiación solar global promedio diario mes a mes, se ubica en el Atlas de “Radiación Solar de Colombia” en “Mapas de Radiación Solar Global sobre una Superficie Plana” el mapa correspondiente a cada mes para la ciudad de Valledupar.

¹³ UPME: ATLAS DE RADIACIÓN SOLAR DE COLOMBIA.diciembre2002.convencion de colores para la radiación solar global sobre una superficie plana. pág40. promedio multianual http://www.upme.gov.co/docs/atlas_radiacion_solar/2mapas_radiacion_solar.pdf.obtenida el 12 de marzo del 2016

Por ejemplo, para determinar la radiación solar global promedio diario del mes de febrero se ubica en el Atlas los “Mapas de Radiación Solar Global sobre una Superficie Plana” del mes de febrero para la ciudad (figura 18):

Figura 18: radiación solar global promedio diaria del mes de febrero.



Fuente: Atlas de radiación solar de Colombia

Observamos que esta ciudad está localizada en una zona con valores entre 6,0 y 6,5 kWh/m². Interpolando entre los dos límites de la banda de valores se encontró el valor de 6,3 kWh/m², que se asume como la radiación solar global promedio diario mensual, correspondiente a la ciudad de Valledupar en el mes de febrero.

Radiación Solar Global Promedio Diario Anual: En este mapa por interpolación de los límites de la banda de valores y de acuerdo a un promedio entre todos los meses del año se obtuvo como nivel de irradiación solar global 5,7 kWh/m².

De la misma manera se analizan los mapas de radiación solar global de los demás meses del año y del promedio diario anual el cual se muestra a continuación:

Tabla 7: Valores de irradiación solar global promedio de Valledupar.

Período	Irradiación solar global promedio diario en kWh/m²
Enero	5,8
Febrero	6,3
Marzo	6,3
Abril	5,8
Mayo	5,5
Junio	5,8
Julio	6,3
Agosto	5,8
Septiembre	5,8
Octubre	5,3
Noviembre	5,3
Diciembre	5,3
Total	68,8
Promedio Anual	5,7

**Fuente: Elaboración propia con datos del Atlas de
Radiación Solar de Colombia**

Este valor de radiación representa las H.S.P. (horas de sol pico) que es el número promedio equivalente de horas por día de luz solar, en condiciones standard (1000 W/m² de radiación solar Incidente, 25°C temperatura de celda y A.M.: 1,5).

4.2.3 CARACTERÍSTICAS PARTICULARES DEL EMPLAZAMIENTO: SUPERMERCADO MI FUTURO

Es una empresa dedicada a la comercialización de productos y servicios de la canasta familiar, con varios puntos de ventas en la ciudad de Valledupar. En el año 2005, se abrió un nuevo punto cuya dirección es Carrera. 7 No 18a - 33, demostrando así la solidez y el crecimiento de la empresa en el transcurrir de los años. Esta sede es conocida con el nombre de Mi Futuro Galerías y posee un gran consumo energético, el cual es reflejado en la tabla 8.

4.2.3.1 Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico.

Teniendo en cuenta los datos históricos de consumo energético de la empresa Mi Futuro para el año 2015, se ha elaborado la tabla 8, mediante la cual se podrá mostrar cuanta energía es demandada por la empresa y, por lo tanto, cuanta potencia fotovoltaica será necesaria para cubrir dicha demanda.

Tabla 8: consumo energético de la empresa Mi Futuro Sede Galerías para el año 2015.

Período	Consumo Energético en kWh	Costo Energía Mes (USD)
Enero	55.665	\$ 6.387
Febrero	51.465	\$ 5.511
Marzo	63.858	\$ 8.032
Abril	63.192	\$ 6.842
Mayo	62.070	\$ 7.269
Junio	59.208	\$ 6.659
Julio	63.809	\$ 7.310
Agosto	64.410	\$ 7.534
septiembre	63.886	\$ 7.825
Octubre	64.262	\$ 8.039
Noviembre	59.681	
Diciembre	66.272	\$ 8.535
Total	737.778	\$ 79.944
Media	61.482	\$ 7.268

Fuente: Consumos históricos de energía para el año 2015 sede Galerías

Como se demuestra en la tabla 8, el consumo medio mensual es 61.482 kWh, esto representa un consumo medio diario de 2.049,4 kWh. Si consideramos que las H.S.P. son del orden de 5,7, de acuerdo a lo indicado anteriormente, entonces la potencia pico del campo solar necesaria para cubrir esta demanda será:

$$P_p = 2.049,4 \text{ kWh} / 5,7 \text{ H.S.P.} = 359,54 \text{ kWp}$$

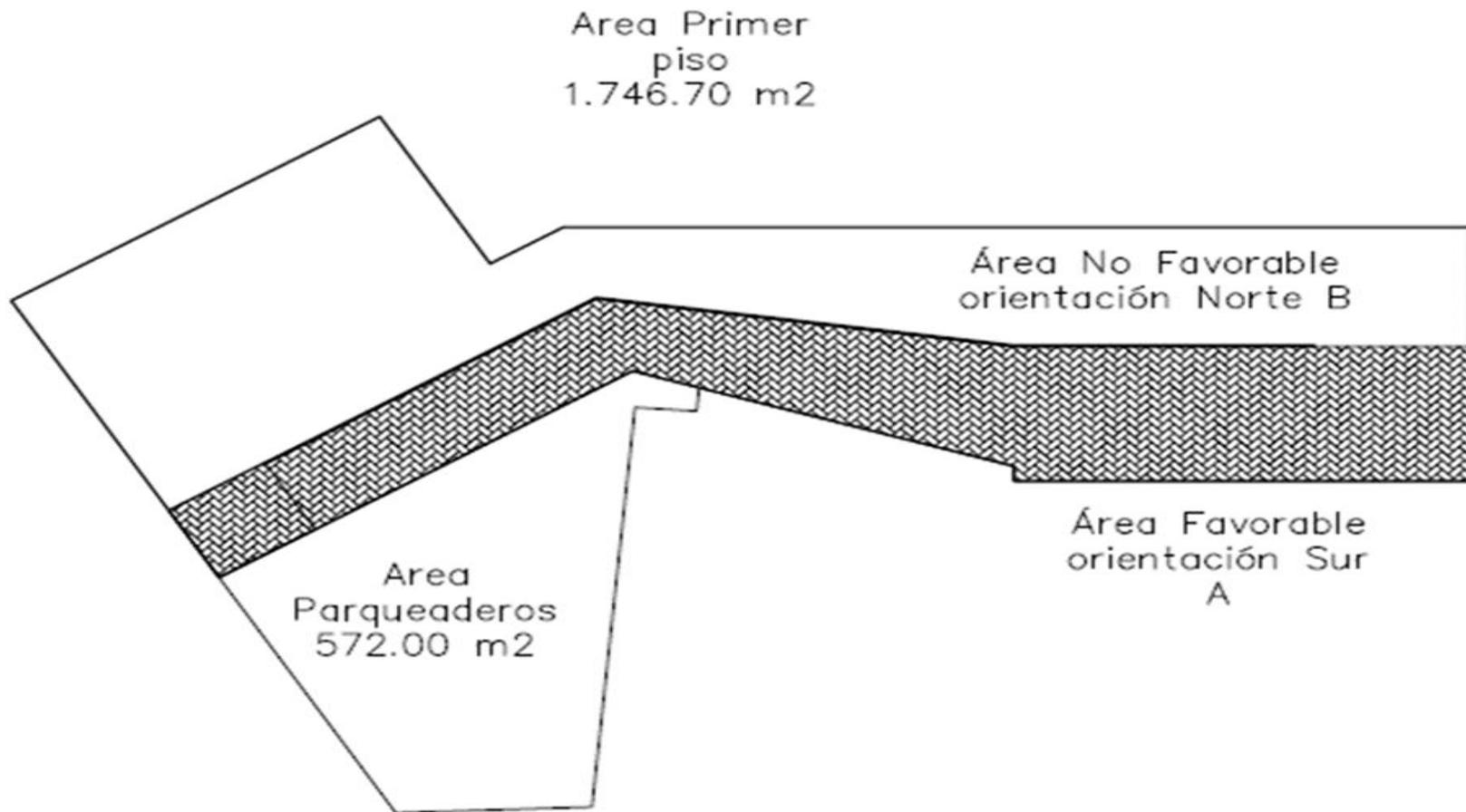
Siendo:

P_p : potencia pico del campo solar.

Ahora debemos verificar cual es la superficie disponible en la empresa de forma tal que de evaluar el tamaño del campo solar que se podrá instalar en la misma.

Para ello, se ha relevado el sitio y se han analizado distintas áreas posibles, los cuales se pueden observar en el siguiente esquema

Figura 19: Ubicación óptima del sistema.



Fuente: Archivos Supermercado Mi Futuro, plano sede Galerías.

En el mismo se puede observar que se han identificado dos áreas posibles A y B. Dado que el edificio se encuentra en una zona del país por encima del Ecuador, los módulos solares fotovoltaicos deben estar orientados al sur, por lo tanto, más allá del tamaño de la superficie, el área favorable definitivamente es la A.

En el análisis de dicha superficie, considerando la inclinación que tendrán los módulos que es de 10°, la distribución de los mismos siendo la misma irregular y el espacio de separación entre filas para evitar sombras entre las mismas, se ha determinado que la potencia pico máxima a instalar es de 70 kWp.

Esta potencia representa el 19,5% de la potencia pico necesaria para cubrir la demanda.

4.3. EVALUACIÓN DE LAS VENTAJAS AMBIENTALES DEL SISTEMA Y DE SU POSTERIOR FUNCIONAMIENTO.

4.3.1 VENTAJAS AMBIENTALES DEL SISTEMA.

- Las instalaciones de conexión a red tienen un impacto medioambiental que podemos considerar prácticamente nulo. Si analizamos diferentes factores, como son el ruido, emisiones gaseosas a la atmósfera, destrucción de flora y fauna, residuos tóxicos y peligrosos vertidos al sistema de saneamiento, veremos que su impacto, solo se limitará a la fabricación, pero no al funcionamiento.
- La generación de energía de los módulos fotovoltaicos, es un proceso totalmente silencioso, el inversor trabaja a alta frecuencia no audible por el oído humano.

- La forma de generar de un sistema fotovoltaico, no requiere ninguna combustión para proporcionar energía, solo de una fuente limpia como es el sol.
- Ninguno de los equipos de la instalación tiene efecto de destrucción sobre la flora o fauna.
- Para funcionar los equipos de la instalación no necesitan verter nada al sistema de alcantarillado; la refrigeración se realiza por convección natural.

En todo proceso de fabricación de módulos fotovoltaicos, componentes electrónicos para los inversores, estructuras, cables, etc., es donde las emisiones gaseosas a la atmósfera y vertidos al sistema de saneamiento, pueden tener mayor impacto sobre el medio.

En cuanto a la energía consumida en el proceso de fabricación tenemos el dato que en un tiempo entre 2 y 4 años los módulos fotovoltaicos devuelven la energía consumida en la fabricación, muy inferior a la vida prevista para estos que es superior a los 20 años.

- Los sistemas fotovoltaicos solo generan emisiones en fase de fabricación directa y, sobre todo, indirectamente, por la energía invertida.
- Una vez amortizada la inversión energética, la energía producida durante el resto de su vida útil (La energía neta) está libre de emisiones.
- Por tanto, se evitan las emisiones que se producirían si se generara esta energía con energía convencional.

5 ESTUDIO ECONÓMICO

A los efectos de este trabajo, se supone que el mercado está regulado por un balance neto, donde el precio de la energía suministrada por la empresa de energía local, es igual al precio de la energía generada y entregada a la red.

La venta de energía fotovoltaica actualmente no está regulada aun para los autogeneradores a pequeña escala, pero como se ha mencionado, la Ley marco ofrece beneficios que estimulan a los productores de Energías Renovables. Un sistema fotovoltaico se demuestra rentable a partir del hecho de que la energía del sol es gratuita. El único coste es la inversión inicial y el mantenimiento.

Este coste inicial tiene además la ventaja de contar con las deducciones fiscales que son una de las formas de incentivar las energías renovables de forma competitiva.

El estudio de viabilidad se extenderá solamente a los primeros 20 años de vida pues son los años en los que el rendimiento de los módulos solares es mayor y porque un período de estudio superior provocaría una mayor incertidumbre.

Se estima que la vida útil de una planta fotovoltaica siguiendo un adecuado mantenimiento es más de 30 años para los paneles y estructuras de soporte, 20 años para la electrónica (inversor) y para los elementos auxiliares tales como el cableado, canalizaciones, cajas de conexión.

Para realizar el estudio económico se han analizado el costo total de la inversión en dólares a una tasa de cambio de \$ 3.203 COP (pesos colombianos) del día 11 de marzo del 2016.

- **Pérdidas de energía:** Anteriormente se ha calculado la energía inyectada a la red, calculada a partir de la radiación solar incidente sobre los paneles. Pero el

rendimiento de los módulos solares, según el fabricante, tienen una garantía de 90% de la potencia de salida durante los primeros 12 años y un 80% hasta cumplir los 25 primeros años. Esto se traduce en que está garantizado por el fabricante un coeficiente de caída del rendimiento anual del 0,8%.

- **Gastos de explotación:** Se trata de todos los gastos necesarios para el óptimo funcionamiento del sistema. Los gastos de explotación se dividen en:

Costes de mantenimiento y operación: incluye tanto el mantenimiento preventivo, que para instalaciones de 70kW será de dos revisiones anuales, como un posible mantenimiento correctivo en caso de avería.

- **Gastos:**

Reparación y conservación: gastos por reparaciones y mantenimiento.

Servicios de profesionales independientes: si se tiene que contratar un ingeniero o un técnico electricista, siempre que no estuviera ya incluido dentro del pago de la empresa instaladora.

Suministros: por ejemplo, el agua destilada utilizada para la limpieza de los paneles.

5.1. DATOS DE PARTIDA.

5.1.1 LAS INVERSIONES DEL PROYECTO

Son los recursos invertidos al inicio y durante la marcha del proyecto, se empezará a recibir ingresos una vez recuperadas estas inversiones.

5.1.2 INVERSIÓN INICIAL

La inversión inicial para un proyecto de generación fotovoltaico de conexión a red se compone de los paneles solares fotovoltaicos, los inversores, la estructura de soporte, los elementos de interconexión, los tableros eléctricos y las obras civiles que se necesiten para la puesta en marcha del proyecto.

Presupuesto Inicial. USD \$137.987

5.1.2.1 Paneles Solares e inversores.

El precio unitario puede variar de acuerdo a la cantidad, este se modeló para los paneles y los inversores teniendo en cuenta el precio en el exterior y sus posibles costos de importación y transporte, considerando además que antes de la Ley marco ya existían otros decretos que exoneraban de impuestos los componentes aquí expuestos; también teniendo en cuenta los precios consultados a proponentes locales. Entonces se proponen las siguientes estimaciones del precio de estos elementos:

Tabla 9: Costo de los paneles solares y de los inversores

Cantidad	Artículos	Valor USD
226	Panel solar	\$ 53.541
2	Inversor STP 250000TL	\$ 11.606
1	Inversor STP 200000TL	\$ 5.064
TOTAL		\$ 70.211

Fuente: Datos de distribuidores.

5.1.2.2 Obra civil.

En esta inversión inicial se incluyen los gastos de evaluación del techo donde irán alojados los paneles fotovoltaicos y la mano de obra por instalación.

Tabla 10: Costo de la obra civil.

Cantidad	Descripción Mano de Obra	Valor USD
4	Técnicos Especialistas en Sistemas Solares	\$ 4.996
1	Estudio Estructural del techo	\$ 2.667
1	Ingeniero Eléctrico	\$ 3.122
TOTAL		\$ 10.785

Fuente: Datos de salario estimados, elaboración propia.

5.1.2.3 Elementos de interconexión

En esta inversión van incluidas los tableros de distribución, conectores, cableado y el mantenimiento; además de las estructuras, soporte, anclaje y burlonería, necesarias para el empotramiento de los paneles.

Tabla 11: Costo de los elementos de interconexión.

Elementos de interconexión	Valor USD
soportes, estructuras, anclajes, y bulonería	\$ 49.042
Costo Anual Mantenimiento de la instalación 2 veces por	\$ 1.249
Materiales de interconexión	\$ 6.700
TOTAL	\$ 56.991

Fuente: Datos de salario estimados, elaboración propia.

5.1.2.4 Presupuesto

En la siguiente tabla se puede observar de manera detallada el monto total del presupuesto necesario para poner en marcha el proyecto, además, esta porcentuado para poder determinar cómo están repartidos los costos en el total de la inversión.

Tabla 12: Presupuesto

PRESUPUESTO 70 kW				
%		Cantidad	Precio Unitario	Precio Total Dólares
	Materiales Solar			
86,42	Placas fotovoltaicas AS-6P 310 w Amerisolar	226	\$ 237	\$ 53.541
	Inversor			
	Inv. STP250000TL	2	\$ 5.803	\$ 11.606
	Inv. STP200000TL	1	\$ 5.064	\$ 5.064
	Estructuras para paneles, soportes, anclajes y bulonería			\$ 49.042
	Instalación Eléctrica			
4,85	Elementos de Interconexión			\$ 6.700
	Obra Civil			
7,81	Mano de obra técnica	4	\$ 1.249	\$ 4.996
	Mano de obra profesional	1	\$ 3.122	\$ 3.122
	Estudio estructural del techo			\$ 2.667
	Mantenimiento			
0,9	Costo anual mantenimiento de la instalación 2 veces por año			\$ 1.249
			TOTAL	\$ 137.987

Fuente: Elaborado en base a las tablas 9, 10, 11

5.2. EVALUACIÓN DE LA INVERSIÓN

Para un estudio de la viabilidad y rentabilidad del proyecto, se ha tomado como indicadores los resultados dados por el método del TIR, VAN y el periodo de recuperación.

Se han utilizado hojas EXCEL de Microsoft para realizar el estudio. En ellas, y según las suposiciones especificadas en este proyecto, se han ido calculando los gastos e ingresos de la instalación solar, además también se detalla los cálculos de los mismos.

5.2.1 VALOR ACTUAL NETO “VAN”

El valor del VAN (Valor Actual Neto) es la suma de los valores actualizados de todos los flujos de caja esperados del proyecto, deduciendo el valor de la inversión. Mide la viabilidad del proyecto y se representa mediante la siguiente fórmula:

$$VAN = - I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{Ingresos - Egresos_n}{(1+i)^n} \rightarrow$$

$$VAN = - I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{FNE_n}{(1+i)^n}$$

Donde:

I_0 = Inversión inicial del proyecto.

n = Número de periodos de evaluación.

FNE = Flujo neto de efectivo correspondiente a cada periodo.

i = tasa de oportunidad.

Se trata de convertir las futuras cantidades (los Flujos de Caja de cada año) en valores actuales equivalentes. Para ellos se supone que la tasa de oportunidad será del 12% y los flujos de caja serán llevados a 20 años, o sea 20 periodos. El proyecto resultará viable siempre que el valor del VAN sea mayor o igual que 0.

5.2.2 TASA INTERNA DE RENTABILIDAD “TIR”

La TIR (Tasa Interna de Rentabilidad) mide la rentabilidad del proyecto. Es la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto de una inversión sea igual a cero. Se considera que una inversión es aconsejable si la TIR resultante es igual o superior a la exigida por el inversor.

$$0 = \sum_{i=1}^n \frac{FNE_n}{(1+TIR)^n}$$

5.2.3 EL PERÍODO DE RECUPERACIÓN O PAY-BACK

Es el tiempo que un proyecto tarda en devolver los fondos que se le asignaron, siendo un indicador de riesgo, ya que cuanto mayor tarde en recuperarse la inversión, mayor será la incertidumbre, y afectará a la rentabilidad del mismo.

Al tratarse de un método estático posee el inconveniente de no tener en cuenta el valor del dinero en las distintas fechas o momentos, pero resulta interesante su estudio puesto que cuanto más corto sea el período de recuperación de la inversión, mejor será el proyecto. La fórmula aplicada para su cálculo es la siguiente:

$$\text{PAY BACK} = \left[\begin{array}{l} \text{ultimo período con flujo} \\ \text{acumulado negativo} \end{array} \right] + \left[\frac{\text{valor absoluto del último flujo acumulado negativo}}{\text{valor del flujo de caja en el siguiente período}} \right]$$

5.3. VENTAJAS ECONÓMICAS QUE OTORGA LA LEY 1715 DEL 2014

5.3.1 DISMINUCIÓN DE LA RENTA

Artículo 11. Incentivos a la generación de energías no convencionales. Como fomento a la investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la producción y utilización de energía a partir de FNCE, la gestión eficiente de la energía, los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido, tendrán derecho a reducir anualmente de su renta, por los 5 años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la inversión realizada.

El valor a deducir por este concepto, en ningún caso podrá ser superior al 50% de la renta líquida del contribuyente determinado antes de restar el valor de la inversión.

Para los efectos de la obtención del presente beneficio tributario, la inversión causante del mismo deberá obtener la certificación de beneficio ambiental por el Ministerio de Ambiente y ser debidamente certificada como tal por el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, en concordancia con lo establecido en el artículo 158-2 del Estatuto Tributario.

5.3.2 EXENCIÓN DE IVA

Artículo 12. Instrumentos para la promoción de las FNCE. Incentivo tributario IVA. Para fomentar el uso de la energía procedente de FNCE, los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la pre-inversión e inversión, para la producción y utilización de energía a partir de las fuentes no convencionales, así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos estarán excluidos de IVA.

Para tal efecto, el Ministerio de Medio Ambiente certificará los equipos y servicios excluidos del gravamen, con base en una lista expedida por la UPME.

5.3.3 EXENCIÓN DE ARANCELES

Artículo 13. Instrumentos para la promoción de las energías renovables.

Incentivo arancelario. Las personas naturales o jurídicas que a partir de la vigencia de la presente ley sean titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos de FNCE gozarán de exención del pago de los Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de pre inversión y de inversión de proyectos con dichas fuentes. Este beneficio arancelario será aplicable y recaerá sobre maquinaria, equipos, materiales e insumos que no sean producidos por la industria nacional y su único medio de adquisición esté sujeto a la importación de los mismos.

La exención del pago de los Derechos Arancelarios a que se refiere el inciso anterior se aplicará a proyectos de generación FNCE y deberá ser solicitada a la DIAN en un mínimo de 15 días hábiles antes de la importación de la maquinaria, equipos, materiales e insumos necesarios y destinados exclusivamente a desarrollar los proyectos de energías renovables, de conformidad con la documentación del proyecto avalada en la certificación emitida por el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que este faculte para este fin.

5.3.4 DEPRECIACIÓN ACELERADA

Artículo 14. Instrumentos para la promoción de las FNCE. Incentivo contable depreciación acelerada de activos. La actividad de generación a partir de FNCE, gozará del régimen de depreciación acelerada.

La depreciación acelerada será aplicable a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la pre inversión, inversión y operación de la generación con FNCE, que sean adquiridos y/o construidos, exclusivamente para ese fin, a partir de la

vigencia de la presente Ley. Para estos efectos, la tasa anual de depreciación será no mayor de veinte por ciento (20%) como tasa global anual. La tasa podrá ser variada anualmente por el titular del proyecto, previa comunicación a la DIAN, sin exceder el límite señalado en este artículo, excepto en los casos en que la Ley autorice porcentajes globales mayores.

La Resolución 1283 del 3 de agosto del 2016, sanciona el capítulo III de la antes mencionada Ley.

En lo que respecta a la venta de excedentes, conexión, operación, respaldo y comercialización de la energía producto de la autogeneración distribuida, la Ley sede la responsabilidad a la Comisión de Regulación de Energía y Gas en el Artículo 6, numeral 2, inciso a y b.

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:

2. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

a) Establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración distribuida, conforme los principios y criterios de esta ley, las Leyes 142 y 143 del año 1994 y los lineamientos de política energética que se fijen para tal fin.

La Comisión establecerá procedimientos simplificados para autogeneradores con excedentes de energía menores a 5MW;

b) Establecer los mecanismos regulatorios para incentivar la respuesta de la demanda y la mejora de la eficiencia energética en el Sistema Interconectado Nacional, conforme los principios y criterios de esta Ley, las Leyes 142 y 143 del año 1994 y los lineamientos de política energética que se fijen para tal fin.

5.3.5 VARIACIÓN DE LA INVERSIÓN RESPECTO A LOS BENEFICIOS FISCALES.

En la proyección del estudio económico se tomaron en cuenta los beneficios fiscales para medir que tan efectivos eran a la hora de recuperar la inversión y si hacen de las energías renovables en este caso de la energía solar un negocio atractivo. En la siguiente tabla los podemos apreciar, con una tasa de cambio de \$ 3.203 COP (pesos colombianos) del día 11 de marzo del 2016, una tasa de interés proyectada, del 5% por el banco central (Banco de la Republica de Colombia), y se supone una tasa de oportunidad del 12%.

Tabla 13: Descripción de los índices e incentivos influyentes en la inversión.

Incentivo Tributario/Renta	50%
Años	5
Aumento kWh/Promedio	10%
Depreciación Equipos	20%
Depreciación en años	5
Tasa de Cambio US/COP	3.203
Inflación Proyectada Promedio B. Republica	5%

Fuente: Ley 1715 del 2014 y Banco de la Republica.

Vale resaltar que el comportamiento del dólar en Colombia estuvo marcado por el alza entre el año 2015 y comienzos de 2016, Hay que entender por qué se ha devaluado el peso colombiano frente al dólar y hay básicamente tres razones.

- La primera es que antes en julio del 2014 el peso estaba extremadamente revaluado \$ 1.846,12 COP por dólar.

- El segundo es la revaluación del dólar, que se ha fortalecido frente a las demás monedas del mundo.
- el tercer factor es por la caída tan fuerte en los precios internacionales del petróleo y Colombia es un país exportador.

El valor máximo del dólar en 2015 fue \$ 3,356 COP. Para el mes de marzo del 2016 el dólar estaba tomando un comportamiento más estable, pasando de 3.434,89 el máximo para el año 2016 a \$ 3.203 COP en dicho mes.

Además de los beneficios fiscales, se tomaron los consumos históricos del año 2015, de energía tanto en kW como su precio comercial para de esta manera proyectar los flujos de caja, en la siguiente tabla se detalla la información.

Tabla 14: Datos de partida para proyectar los flujos de caja.

Consumo kWh/Año 2015	737.784
Producción kW - Panel Solar	143.868
Consumo kWh - Año 2015- Dólares	\$ 87.216
kWh - Año - Dólares Planta Solar 19,5% Ahorro	\$ 17.007
Tasa Oportunidad - Efectiva Anual	12%

Fuente: Autor

Con una inversión de \$ 137.987 dólares menos el beneficio fiscal que descuenta el 50% de la inversión al impuesto de renta, por lo tanto, en el primer año obtendremos un descuento de \$ 68.993,5 dólares, en el estudio realizado por la firma **We Mean Business**¹⁴ en marco de la **Conferencia Mundial Sobre Cambio Climático En Lima Perú 2014 COP 20**, titulado **El Clima Ha Cambiado América Latina y el**

¹⁴WE MEAN BUSINESS: <http://www.wemeanbusinesscoalition.org/>

Caribe¹⁵, se habla de la importante incursión que han hecho las empresas en América Latina en las energías renovables y eficiencia energética con miras a reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera, se dice además que la tasa interna de retorno promedio es de 13,4% sobre las inversiones en proyectos verdes, se destaca que la diversificación de la matriz energética en América Latina se debe a que ha sido impulsada por el sector privado en la búsqueda de aprovechar y mejorar los procesos, logrando la eficiencia energética y sustentabilidad al cambiar la producción de energía en base a combustibles fósiles por energías renovables. Por lo tanto, la inversión en energías renovables es creciente y se espera que sea constante, Leyes como la mencionada en este trabajo son garantes de que así será.

¹⁵ELCLIMAHACAMBIADOAMÉRICALATINAYELCARIBE:<http://www.wemeanbusinesscoalition.org/blog/lac>

5.4. CALCULO FINANCIERO

5.4.1 EVALUACIÓN DE LA INVERSIÓN SIN BENEFICIOS FISCALES

Tabla 15: Flujo de cajas proyectados a 20 años sin beneficios fiscales.

AÑOS	INGRESO (AHORROS)	EGRESOS	FLUJO NETO	RESULTADO ACUMULADO
0	0	- 137.987	- 137.987	- 137.987
1	17.007	1.249	15.758	- 122.229
2	18.708	1.311	17.397	- 104.832
3	20.579	1.377	19.202	- 85.631
4	22.636	1.446	21.191	- 64.440
5	24.900	1.518	23.382	- 41.058
6	27.390	1.594	25.796	- 15.261
7	30.129	1.674	28.456	13.194
8	33.142	1.757	31.385	44.579
9	36.456	1.845	34.611	79.190
10	40.102	1.937	38.165	117.355
11	44.112	2.034	42.078	159.433
12	48.523	2.136	46.387	205.820
13	53.376	2.243	51.133	256.953
14	58.713	2.355	56.358	313.311
15	64.585	2.473	62.112	375.423
16	71.043	2.596	68.447	443.870
17	78.147	2.726	75.421	519.291
18	85.962	2.862	83.100	602.391
19	94.558	3.005	91.553	693.944
20	104.014	3.156	100.858	794.802

Fuente: Autor

5.4.1.1 Cálculos del VAN sin beneficios fiscales por 20 años, datos tomados de la tabla.

$$\rightarrow \text{VAN} = - I_0 + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \frac{FNE_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{FNE_{20}}{(1+i)^{20}}$$

Despejando...

$$\begin{aligned} \rightarrow \text{VAN} = & - 137.987 + \frac{15.758}{(1+0,12)^1} + \frac{17.397}{(1+0,12)^2} + \frac{19.202}{(1+0,12)^3} + \\ & \frac{21.191}{(1+0,12)^4} + \frac{23.382}{(1+0,12)^5} + \frac{25.796}{(1+0,12)^6} + \frac{28.456}{(1+0,12)^7} + \frac{31.385}{(1+0,12)^8} + \frac{34.611}{(1+0,12)^9} + \\ & \frac{38.165}{(1+0,12)^{10}} + \frac{42.078}{(1+0,12)^{11}} + \frac{46.387}{(1+0,12)^{12}} + \frac{51.133}{(1+0,12)^{13}} + \frac{56.358}{(1+0,12)^{14}} + \\ & \frac{62.112}{(1+0,12)^{15}} + \frac{68.447}{(1+0,12)^{16}} + \frac{75.421}{(1+0,12)^{17}} + \frac{83.100}{(1+0,12)^{18}} + \frac{91.553}{(1+0,12)^{19}} + \\ & \frac{100.858}{(1+0,12)^{20}} = \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} - 137.987 + & \frac{15.758}{1,12} + \frac{17.397}{1,2544} + \frac{19.202}{1,404928} + \frac{21.191}{1,57351936} + \frac{23.382}{1,762341683} + \\ & \frac{25.796}{1,973822685} + \frac{28.456}{2,210681407} + \frac{31.385}{2,475963176} + \frac{34.611}{2,773078757} + \frac{38.165}{3,105848208} + \\ & \frac{42.078}{3,478549993} + \frac{46.387}{3,895975993} + \frac{51.133}{4,363493112} + \frac{56.358}{4,887112285} + \frac{62.112}{5,473565759} + \\ & \frac{68.447}{6,13039365} + \frac{75.421}{6,866040888} + \frac{83.100}{7,689965795} + \frac{91.553}{8,61276169} + \frac{100.858}{9,646293093} = \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} - 137.987 + & (14.070) + (13.869) + (13.668) + (13.467) + (13.268) + (13.069) + \\ & (12.872) + (12.676) + (12.481) + (12.288) + (12.096) + (11.906) + (11.718) + (11.532) \\ & + (11.348) + (11.165) + (10.985) + (10.806) + (10.630) + (10.456) = \mathbf{106.382} \end{aligned}$$

5.4.1.2 Cálculo del TIR método manual sin beneficios fiscales por 20 años.

Para calcular la tasa interna de retorno TIR de forma manual puede volverse muy complejo, por lo tanto, usaremos un modelo matemático por medio de interpolaciones, se deben escoger dos (i) tasas de oportunidad de tal manera que la primera arroje como resultado un Valor Presente Neto positivo lo más cercano posible a cero y la segunda dé como resultado un Valor Presente Neto negativo, también lo más cercano posible a cero. Para este caso escogeremos la tasa del 12% que dio como resultado un VAN positivo para la inversión del proyecto aquí descrito, y tomaremos una tasa de oportunidad del **20%** para obtener un van negativo, recordando que entre más alta la tasa de oportunidad menor es el VAN y para efectos de este trabajo buscamos una que lo haga negativo.

Para calcular la TIR de forma manual primero probaremos que la tasa de oportunidad del 20% nos da el VAN negativo.

$$\begin{aligned} \rightarrow \text{VAN} = & - 137.987 + \frac{15.758}{(1+0,2)^1} + \frac{17.397}{(1+0,2)^2} + \frac{19.202}{(1+0,2)^3} + \frac{21.191}{(1+0,2)^4} + \\ & \frac{23.382}{(1+0,2)^5} + \frac{25.796}{(1+0,2)^6} + \frac{28.456}{(1+0,2)^7} + \frac{31.385}{(1+0,2)^8} + \frac{34.611}{(1+0,2)^9} + \frac{38.165}{(1+0,2)^{10}} + \\ & \frac{42.078}{(1+0,2)^{11}} + \frac{46.387}{(1+0,2)^{12}} + \frac{51.133}{(1+0,2)^{13}} + \frac{56.358}{(1+0,2)^{14}} + \frac{62.112}{(1+0,2)^{15}} + \frac{68.447}{(1+0,2)^{16}} + \\ & \frac{75.421}{(1+0,2)^{17}} + \frac{83.100}{(1+0,2)^{18}} + \frac{91.553}{(1+0,2)^{19}} + \frac{100.858}{(1+0,2)^{20}} = \\ & - 137.987 + \frac{15.758}{1,20} + \frac{17.397}{1,4400} + \frac{19.202}{1,7280} + \frac{21.191}{2,0736} + \frac{23.382}{2,4883} + \frac{25.796}{2,9860} + \\ & \frac{28.456}{3,5832} + \frac{31.385}{4,2998} + \frac{34.611}{5,1598} + \frac{38.165}{6,1917} + \frac{42.078}{7,4301} + \frac{46.387}{8,9161} + \frac{51.133}{10,6993} + \\ & \frac{56.358}{12,8392} + \frac{62.112}{15,4070} + \frac{68.447}{18,4884} + \frac{75.421}{22,1861} + \frac{83.100}{26,6233} + \frac{91.553}{31,9480} + \frac{100.858}{38,3376} = \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & - 137.987 + (13.132) + (12.081) + (11.112) + (10.219) + (9.397) + (8.639) + (7.942) \\
 & + (7.299) + (6.708) + (6.164) + (5.663) + (5.203) + (4.779) + (4.390) + (4.031) + \\
 & (3.702) + (3.399) + (3.121) + (2.866) + (2.631) = - \mathbf{5.509}
 \end{aligned}$$

$$TIR = i_1 + (i_2 - i_1) \left[\frac{VAN_1}{VAN_1 - VAN_2} \right]$$

i_1 : tasa de oportunidad del VAN con signo positivo.

i_2 : tasa de oportunidad del VAN con signo negativo.

VAN_1 : VAN con signo positivo.

VAN_2 : VAN con signo negativo.

$$\begin{aligned}
 TIR &= 0,12 + (0,20 - 0,12) \left[\frac{106.382}{106.382 - 5.509} \right] = 0,2045 \\
 &= (0,2045) (100) = 20,45\%
 \end{aligned}$$

Aunque exista una diferencia de la TIR calculada con Excel y la calculada manualmente la misma no es exagerada está dentro de límites aceptables.

5.4.1.3 Calculo del Pay Back, datos tomados de la tabla.

$$\text{PAY BACK} = \left[\begin{array}{l} \text{ultimo período con flujo} \\ \text{acumulado negativo} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{l} \text{valor absoluto del último} \\ \text{flujo acumulado negativo} \\ \text{valor del flujo de caja en el} \\ \text{siguiente período} \end{array} \right]$$

$$\text{PAY BACK} = [6] + \left[\frac{15.261}{30.129} \right] = 6,5$$

Resultados:

Flujo Neto: 794.802

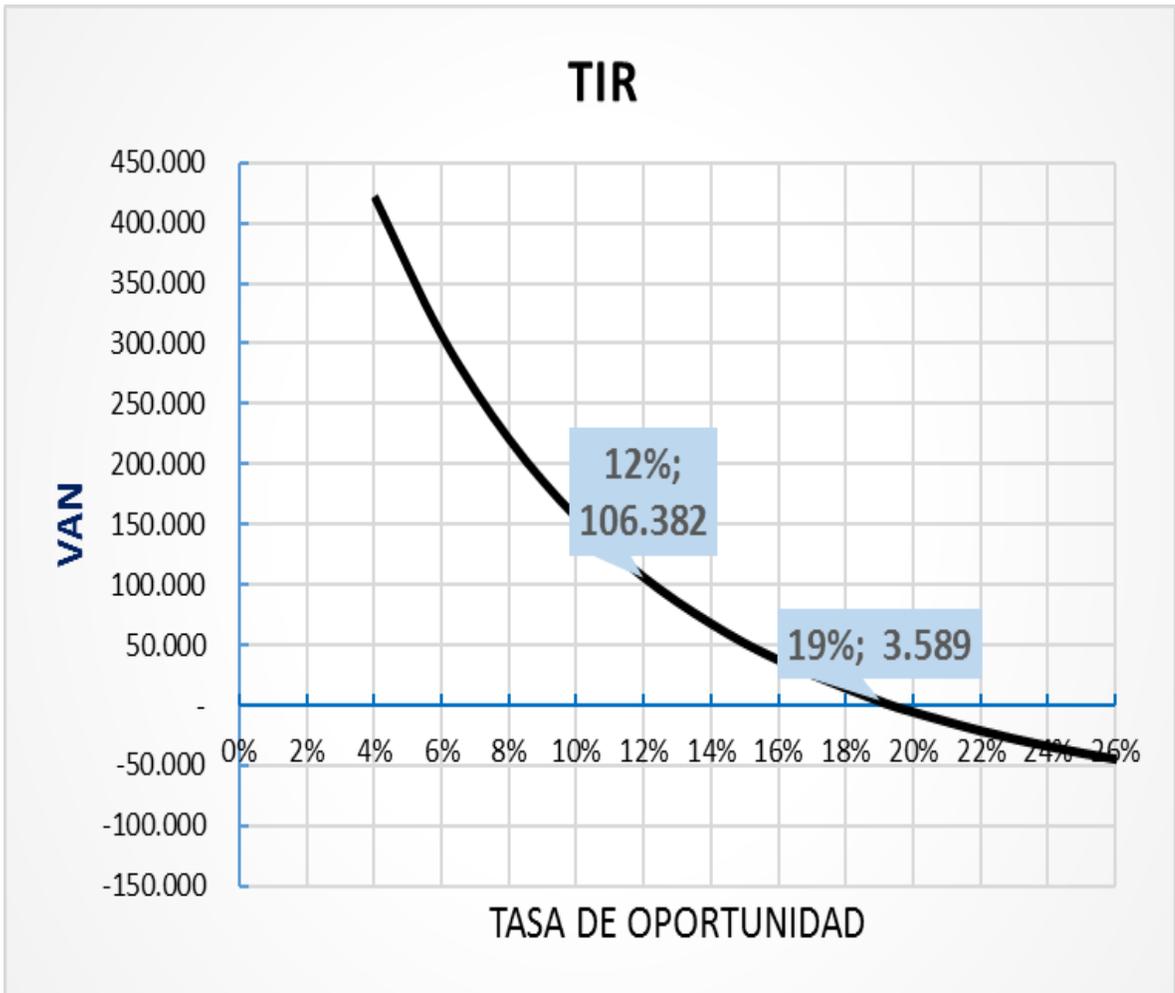
Valor Actual Neto (VAN): \$ 106.382

Tasa Interna de Retorno (TIR) calculada manualmente: 20,45%

Tasa Interna de Retorno (TIR) calculada con Excel: 19,4%

Periodo de recuperación Pay Back: 6 años y cinco meses.

Figura 20: Grafica de los resultados de la evaluación financiera.



Fuente: Autor

5.4.2 EVALUACIÓN DE LA INVERSIÓN INCLUYENDO LOS BENEFICIOS FISCALES DE LA LEY 1715

Tabla 16: Flujo de cajas proyectados a 5 años incluyendo los beneficios fiscales.

AÑOS	INGRESO (AHORROS)	EGRESOS	FLUJO NETO	RESULTADO ACUMULADO
0	-	- 137.987	- 137.987	- 137.987
1	86.001	1.249	84.752	- 53.235
2	87.701	1.311	86.390	33.155
3	89.572	1.377	88.195	121.350
4	91.630	1.446	90.184	211.535
5	93.894	1.518	92.376	303.910

Fuente: Autor

5.4.2.1 Cálculos del VAN con beneficios fiscales por 5 años, datos tomados de la tabla.

$$\rightarrow \text{VAN} = - I_0 + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \frac{FNE_3}{(1+i)^3} + \frac{FNE_4}{(1+i)^4} + \frac{FNE_5}{(1+i)^5} =$$

$$\rightarrow \text{VAN} = - 137.987 + \frac{84.752}{(1+0,12)^1} + \frac{86.390}{(1+0,12)^2} + \frac{88.195}{(1+0,12)^3} + \frac{90.184}{(1+0,12)^4} + \frac{92.376}{(1+0,12)^5} =$$

$$- 137.987 + \frac{84.752}{1,12} + \frac{86.390}{1,2544} + \frac{88.195}{1,404928} + \frac{90.184}{1,57351936} + \frac{92.376}{1,762341683} =$$

$$- 137.987 + (75.671) + (68.870) + (62.776) + (57.314) + (52.416) = \mathbf{179.060}$$

5.4.2.2 Cálculo del TIR método manual con beneficios fiscales por 5 años

Para calcular la TIR de forma manual primero probaremos que la tasa de oportunidad del 60% nos da el VAN negativo.

$$\rightarrow \text{VAN} = - 137.987 + \frac{84.752}{(1+0,6)^1} + \frac{86.390}{(1+0,6)^2} + \frac{88.195}{(1+0,6)^3} + \frac{90.184}{(1+0,6)^4} + \frac{92.376}{(1+0,6)^5} =$$

$$- 137.987 + \frac{84.752}{1,60} + \frac{86.390}{2,56} + \frac{88.195}{4,09} + \frac{90.184}{6,55} + \frac{92.376}{10,49} =$$

$$- 137.987 + (52.970) + (33.746) + (21532) + (13.761) + (8.810) = - \mathbf{7.168}$$

$$\begin{aligned} \text{TIR} &= 0,12 + (0,60 - 0,12) \left[\frac{179.060}{179.060 - 7.168} \right] = \\ &= (0,610) (100) = 61\% \end{aligned}$$

5.4.2.3 Calculo del Pay Back, datos tomados de la tabla.

$$\text{PAY BACK} = [1] + \left[\frac{53.235}{87.701} \right] = 1,6$$

Resultados:

En este flujo de caja se tuvo en cuenta el beneficio fiscal que descuenta por 5 años el 50% del valor de la inversión en el impuesto de renta por 5 años, por eso los flujos de caja son llevados hasta 5 periodos, de manera que se demuestre si el incentivo hace atractiva la inversión en este tipo de tecnología. Como podemos notar la inversión se recupera en 4,4 periodos menos comparando el flujo de caja anterior

donde no se tomaba ningún descuento otorgado por la Ley 1715 del año 2014, en este se obtiene un VAN y TIR más alto.

Flujo Neto: 303.910

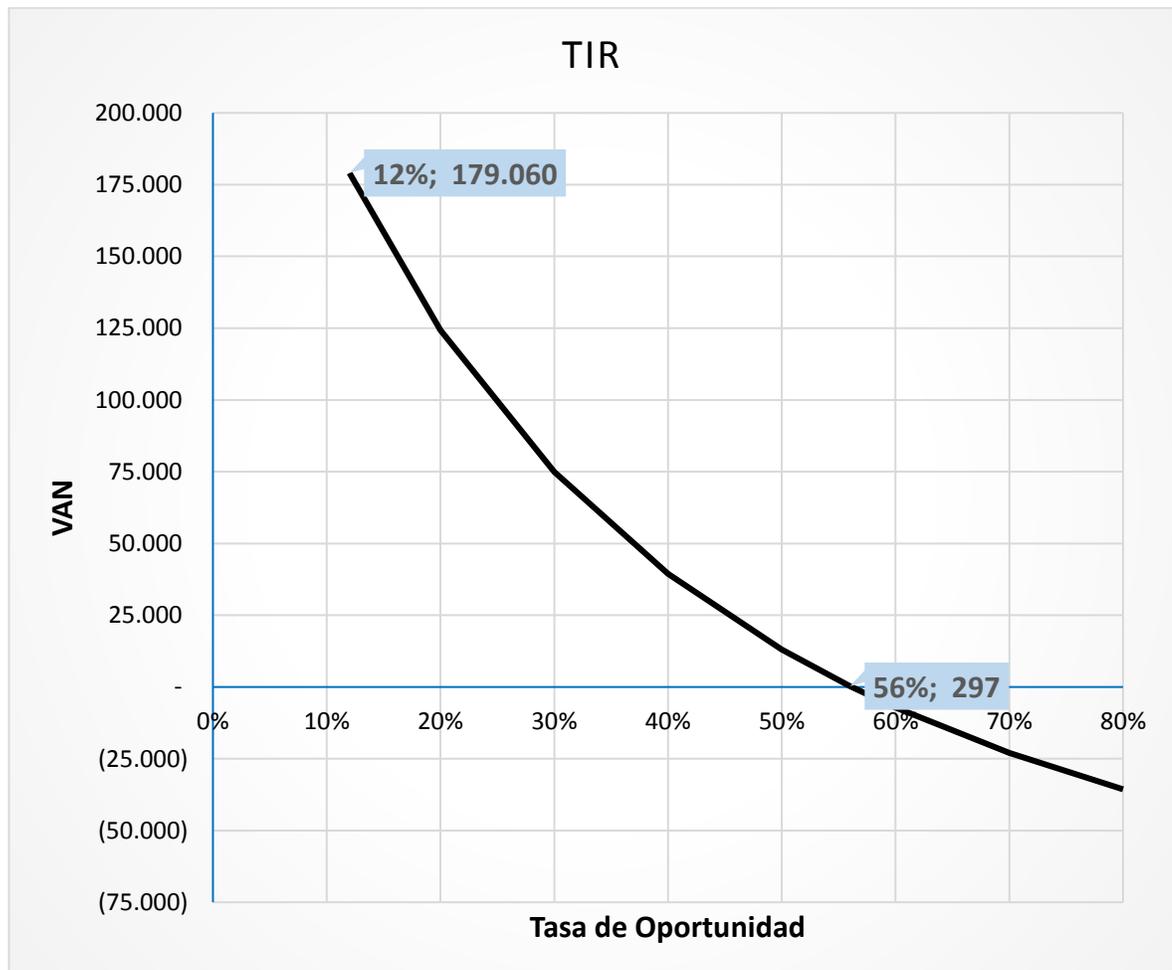
Valor Actual Neto (VAN): \$ 179.060

Tasa Interna de Retorno (TIR): 56%

Tasa Interna de Retorno (TIR) calculada manualmente: 61%

Periodo de recuperación Pay Back: 1 año y seis meses.

Figura 21: Grafica de los resultados de la evaluación financiera que incluye los beneficios fiscales.



Fuente: Autor

Además de los cálculos matemáticos acerca de la compra e instalación del sistema solar fotovoltaico, se calculó cuanto CO₂ es producido por el consumo energético de esta empresa y cuanto se dejará de producir.

Teniendo en cuenta que el consumo anual de energía para esta empresa es de 737.778 kWh, la producción de CO₂ por cada kWh en Colombia es 130 gramos¹⁶, es decir 130gCO₂ / kWh y que el ahorro energético que se obtendrá en la implementación del sistema solar fotovoltaico es del 19,5% (lo que corresponde a 143.868 kWh el cual no dejaran huella de carbono), podemos, con un cálculo sencillo, determinar en principio cuántos gramos de CO₂ se producen sin la instalación del sistema fotovoltaico:

$$\mathbf{gCO_2 = (737.778 \text{ kWh}) / (130 \text{ CO}_2/\text{kWh}) = 5.675,3 \text{ gCO}_2}$$

Por lo tanto, el 19,5% menos de emisiones correspondientes a la implementación del sistema corresponde a **1.106,7 gCO₂**.

según MX Compañía de Expertos en Mercados, actual administradora del Mercado de Energía Mayorista, existe una variabilidad climática que afecta directamente la producción de gCO₂. Fenómenos climáticos de sequía “fenómeno el niño” durante el cual el indicador ha llegado a subir hasta 400 gCO₂/kWh y el fenómeno de la niña que es un periodo de mucha lluvia, en el que el indicador ha llegado a bajar hasta 50gCO₂/kWh. Esto es debido a que la producción energética en tiempo de sequía se debe cubrir con hidrocarburos los cuales son altamente contaminantes. En Colombia más del 60% de la demanda energética se cubre con energía hidráulica, en periodos lluviosos dada la abundancia del recurso beneficia su producción; pero eso solo hablando de la producción; el consumo es también una variable que afecta

¹⁶ Cálculo hecho por **XM** Compañía de expertos en mercados en 2013 para un estudio titulado “PRODUCCIÓN DE ENERGÍA LIMPIA EN COLOMBIA, LA BASE PARA UN CRECIMIENTO SOSTENIBLE”, actualmente esta empresa administra el Sistema Interconectado Nacional colombiano, y el Mercado de Energía Mayorista (MEM), así como las transacciones internacionales de electricidad a corto plazo.
http://www.xm.com.co/boletinxm/documents/mdlcolombia_feb2013.pdf

directamente, el fenómeno del niño lleva a consumir exageradas cantidades de energía para el confort, por ejemplo, las temperaturas llegan a 40,2C° para la ciudad de Valledupar con una sensación térmica de hasta 45C°.

6 RECOMENDACIONES

6.1. IDENTIFICACIÓN DEL POTENCIAL SOLAR LOCAL

Identificar el potencial solar de las ciudades en general es una herramienta que facilitaría la planificación y el uso de los sistemas fotovoltaicos en puntos estratégicos. La identificación y futura evaluación del potencial solar de la ciudad puede despertar el interés de los gobernantes y legisladores, lo que permite definir objetivos y políticas con respecto a las energías renovables.

Valledupar es una ciudad intermedia, en crecimiento, identificar el potencial solar en esta ciudad ayudaría a promover un auto sostenimiento energético, un crecimiento urbano verde y de compensación medio ambiental, Valledupar es la capital del departamento del Cesar el cual es uno de los exportadores más importantes en Colombia de carbón, minería que se practica a cielo abierto y arroja toneladas de CO₂ a la atmosfera.

En el caso de Colombia ya existe la Ley a nivel nacional y aunque Colombia es un país centralizado, sin el interés del gobierno local como las gobernaciones y alcaldías el trascender de la Ley solo se queda en manos particulares, se hace necesario crear lineamientos propios para cada ciudad o departamento entendiendo los diferentes climas y geografías que se traducirán en retos y oportunidades, la Ley abarca las diferentes energías renovables, para el caso del Cesar y Valledupar la energía solar fotovoltaica se proyecta de manera positiva teniendo en cuenta estos dos aspectos.

Los pasos para identificar el potencial solar varían de acuerdo a la ciudad y el grado de información que se tenga de la misma, se espera que cumpla con las condiciones mínimas necesarias que en general son las siguientes:

- mapas de la ciudad.

- Catastro actualizado de la ciudad con la metodología LIDAR¹⁷.
- Conocer las estructuras predominantes en la ciudad.
- Estadísticas de las condiciones meteorológicas.
- Conocer las normas técnicas para instalar sistemas de energía solar.
- normativa de conservación de edificios.
- condiciones estructurales, superficie mínima disponible, datos socioeconómicos.
- Datos de consumo energético doméstico e industrial.
- Definición de un sistema de coordenadas para los resultados.
- Base de datos de imágenes para evaluar y validar los resultados.

Dentro de los efectos más positivos que tendría el identificar el potencial solar es el interés de nuevos inversores, ya que existirían datos de partida e información catastral actualizada sobre la ciudad; por lo tanto la disponibilidad de una base de datos, ayudaría a evaluar y validar los resultados de futuros proyectos, a costos mucho más bajos.

Existe un alto grado de incertidumbre y desconfianza por parte de las fuentes de financiamiento para este tipo de proyectos debido al desconocimiento que éstas poseen en la materia, la energía solar es tal vez la más conocida de todas, pero las fuentes de financiamiento no tienen la capacidad de evaluar ni la calidad, ni el grado de desarrollo de los proyectos, derivando en la imposibilidad de generar estudios de riesgos, lo que finalmente provoca que a este tipo de proyectos le sean aplicadas las condiciones más estrictas para acceder a los capitales requeridos.

Al iniciar el proceso e identificar el potencial solar de una ciudad es preciso contar con la base de datos LIDAR y catastro actualizado de la ciudad y así tener un MDT¹⁸

¹⁷ LIDAR: sus siglas en ingles “Light Detection and Ranging o Laser Imaging Detection and Ranging” es una tecnología que permite determinar la distancia desde un emisor láser a un objeto o superficie utilizando un haz láser pulsado. para desarrollar un modelo de superficie local digital. Con este modelo, es posible identificar la inclinación de cada tejado, la orientación, los efectos de sombra de los edificios de alrededor y otros obstáculos arquitectónicos

¹⁸ MDT: Modelo Digital de Terreno (MDT) es una estructura numérica de datos que representa la distribución espacial de una variable cuantitativa y continua.

completo el mismo debe combinarse con un software SIG¹⁹ de análisis solar que permite la automatización de procesos. El costo de la recopilación de datos es alto sobre todo si el catastro de la ciudad requiere la implementación de un software de mayor eficiencia compatible con el MDT y el método LIDAR, porque este último implica un vuelo sobre la ciudad, con cual se detallará el área a cubrir, paisaje urbano y la densidad.

Valledupar podría convertirse en una ciudad productora de energía en base a su recurso solar ya que este es abundante, hace menos de cinco años se liberó altura, antes de esto en la ciudad solo se podía construir hasta cinco pisos, por lo tanto, existen zonas en las cuales no hay grandes edificios que proyecten sombra y deterioren el recurso.

Teniendo en cuenta lo anterior, cabe la posibilidad que, existiendo ya una base de datos confiable y acorde, la iniciativa del uso de la energía solar fotovoltaica conectada a red nazca del interés de los habitantes de un barrio, que quieran bajar la demanda energética y optar por el uso de la energía solar como fuente principal en su abastecimiento energético, para lo que se debe tener en cuenta:

- Evaluar la recepción de la energía solar pasiva.
- Evaluar la recepción de energía solar fotovoltaica.
- Tener en cuenta la estructura del edificio y su capacidad real para soportar los sistemas solares.
- Presentar los resultados de la evaluación del potencial solar.
- Estudio detallado de sombras.
- Consumos energéticos.

¹⁹SIG: Sistema de Información Geográfica (SIG) es un sistema empleado para describir y categorizar la Tierra y otras geografías con el objetivo de mostrar y analizar la información a la que se hace referencia espacialmente.

6.2. PLANIFICACIÓN URBANA COHERENTE A FAVOR DE LA ENERGÍA SOLAR.

Al hablar del diseño urbanístico se debe identificar y caracterizar de manera integral las variables que intervienen en este proceso, de igual manera las estrategias y acciones para su manejo deben responder de manera real y efectiva a las dinámicas de crecimiento y desarrollo reconociendo en ellas sus particularidades y dimensiones.

Variables que intervienen en el proceso de planificación urbana en general:

- Estructura urbana.
- Tipología, densidad y sustentabilidad urbana.
- Accesibilidad.
- Legibilidad.
- Animación.
- Mezcla de usos complementarios.
- Caracterización y significación.
- Continuidad y cambio.
- Sociedad civil.

Dentro de las variables antes mencionadas se destacan para este objetivo:

La estructura urbana. Comprende el estudio de las relaciones y nexos entre las partes y el todo, interviene en el diseño de la estructura urbana la zonificación de los lugares y las relaciones entre estos.

La tipología, densidad y sustentabilidad urbana. Estudia los tipos de espacios y sus formas óptimas en relación con la intensidad de uso, consumo de recursos y con la producción y mantenimiento de comunidades viables.

La continuidad y cambio. Es la característica que enfoca a la ciudad como sustento de pasado, presente y futuro; mostrando a las personas el tiempo y el espacio urbano en constante evolución es el soporte del patrimonio urbano.

Para el hábitat construido ya existente estos son algunos cambios que ayudarían a mejorar el potencial solar de la zona:

- Adaptación de la vegetación de alrededor.
- Cambiando la altura de los edificios.
- Cambiando la orientación de los techos y edificios.
- Cambiando volumen y densidad de los edificios.

Desde su planificación los nuevos edificios (conjuntos cerrados, casa, edificios, escuelas, etc...) deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Preparar los edificios para soportar la instalación de los sistemas fotovoltaicos, desde de los planos se debe considerar la inclinación y ubicación adecuadas.
- Determinar zonas sin sombra.
- Diseño arquitectónico adecuado, como ventanas orientadas de manera óptima.
- Uso de materiales en la construcción de los edificios que ayuden al bajo consumo energético.
- Conocimiento del clima local para diseñar de manera que se logre un confort térmico, se podría reducir hasta un 25% el consumo energético al usar esta herramienta.

Entre las dificultades que tiene la planificación urbana coherente a favor de la energía solar se encuentra:

- Restricción en el proceso de diseño urbano.
- Falta de continuidad entre las diferentes partes del proceso.
- Falta de información y concientización de las diferentes partes implicadas.
- Requisitos complejos para ejecutar los planes.
- Escaso personal municipal para evaluar la calidad de las propuestas.
- Imposibilidad en la adopción de la metodología de planificación solar urbana por parte del departamento de planificación de la ciudad.

- Dificultad en la precisión del ahorro esperado, esto en proyectos nuevos que se construyen desde los cimientos.

Identificado el potencial solar podemos establecer que zonas son adecuadas para la producción de energía solar activa y la energía solar pasiva, en lo que se refiere al habitat construido, pero, es de interés también construir zonas habitables y sustentables, teniendo el conocimiento del potencial solar de la ciudad tanto en habitat construido como en terrenos disponibles para la expansión de la misma se debe planificar de manera coherente con lo que se ha venido diciendo de modo que se puedan alcanzar los objetivos de una ciudad sustentable, apoyada en el uso de la energía solar fotovoltaica de conexión a red, además se recomienda usar herramientas que ayuden a optimizar la planificación como lo son los de materiales de construcción que ayuden a bajar los consumos energéticos.

6.3. ADOPCIÓN DE LA LEGISLACIÓN Y DE LAS POLÍTICAS LOCALES

Se considerarán los lineamientos que promuevan el uso de la energía solar.

6.3.1 LEYES EMITIDAS POR GOBIERNO NACIONAL

La Ley 1715 del 13 de mayo del 2014 reconoce a la energía solar como una energía renovable y la incluye dentro de esta estrategia que busca diversificar la matriz energética colombiana, dentro del artículo 19° de la presente ley, correspondiente a la energía solar se especifica lo siguiente:

- Designa a la CREG²⁰ para reglamentar de forma técnica la energía solar.
- Designa al Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Vivienda y Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en el marco de sus funciones, fomentar el

²⁰ CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

aprovechamiento del recurso solar en proyectos de urbanización municipal o distrital, en edificaciones oficiales, en los sectores industrial, residencial y comercial.

- Designa al Ministerio de Minas y Energía directamente o a través de la entidad que designe para este fin reglamentará las condiciones de participación de energía solar como fuente de generación distribuida estableciendo la reglamentación técnica y de calidad a cumplir por las instalaciones que utilicen la energía solar, así como los requisitos de conexión, mecanismos de entrega de excedentes, y normas de seguridad para las instalaciones.
- Se considerará la viabilidad de desarrollar la energía solar como fuente de autogeneración para los estratos 1, 2 y 3 como alternativa al subsidio existente para el consumo de electricidad de estos usuarios.
- Designa al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible determinará los parámetros ambientales.
- El gobierno nacional se compromete a incentivar el uso de la generación fotovoltaica como forma de autogeneración y en esquemas de generación distribuida con fuentes renovables.
- Designa al Ministerio de Minas y Energía considerar un esquema de medición para todas aquellas edificaciones oficiales o privadas, industrias, comercios y residencias que utilicen fuentes de generación solar. El esquema de medición contemplará la posibilidad de la medición en doble vía (medición neta), de forma que se habilite un esquema de autogeneración para dichas instalaciones.

6.3.2 LEYES EMITIDAS POR EL GOBIERNO LOCAL

Actualmente en el departamento del Cesar y el municipio de Valledupar no existen políticas propias que amparen el uso de la energía solar fotovoltaica, teniendo en cuenta que Colombia es un país centralizado, los proyectos de carácter privado pueden acogerse sin ninguna restricción a lo establecido por el gobierno nacional.

Por lo tanto, se recomienda que para una propagación de la energía solar en el municipio de Valledupar se debe:

- Acoger la ley 1715 del 2014 como instrumento legal base.
- Actualizar los datos necesarios de la ciudad, para poder hacer una valoración del recurso solar local.
- Legislar a favor de la energía solar a nivel local de manera que los proyectos a largo plazo, como la planificación urbana coherente a favor de la energía solar, tengan continuidad.
- Incluir en los planes de gobierno, propuestas que promuevan el interés en la energía solar, a través de la investigación e identificación del potencial solar local y de la adopción de la planificación urbana coherente a favor de la energía solar.
- Evaluar el estado de las redes de abastecimiento de energía.
- Promover un programa de energías renovables, destacando la energía solar, en escuelas, universidades, instituciones técnicas y ciudadanía en general por medio de las juntas de acción comunal.
- Utilizar los medios de comunicación para que la información referente a la energía solar se propague.
- Formar técnicos que acompañen la implementación de proyectos sobre todo para los estratos 1, 2 y 3 que son del régimen subsidiado.

El resultado de esto sería:

- Una planificación urbana coherente a favor de la energía solar.
- Evaluación del potencial en el entorno urbano.
- Integración en el diseño urbano.
- Herramientas de diseño.
- Adecuación en las redes de abastecimiento de energía.
- Buenas prácticas de la ciudadanía.

En lo antes descrito se aprecia que el camino para las energías renovables está trazado en Colombia con la Ley antes mencionada, a partir de allí es

responsabilidad del gobierno local el cual deberá actuar en favor de la energía solar, reconociendo sus debilidades y beneficios, los que solo se lograrán superar por medio de inversión en estudios confiables que avalen la energía solar como instrumento de desarrollo sustentable.

7 CONCLUSIONES

A través del presente estudio se analizan los principales aspectos, tanto técnicos como financieros necesarios para la implementación de sistemas fotovoltaicos con conexión a red, son considerados además las leyes que lo regulan y aspectos técnicos; y así, mostrar los pasos a seguir en el dimensionamiento de los elementos que componen el sistema, la inversión necesaria para su puesta en marcha y el posible ahorro logrado con el mismo.

Culminando en un diseño ejemplo de una implementación, tomando de modelo la empresa Mi Futuro sede Galerías, un supermercado similar a los existentes en la ciudad de Valledupar, acompañado de una evaluación financiera a corto y largo plazo que implicaría implementar este diseño ante dos diferentes panoramas a futuro.

En el caso concreto de la empresa Mi Futuro sede Galerías la implementación de un sistema fotovoltaico de conexión a red es viable y aporta un 19,5% de ahorro a su consumo energético actual. Invertir en principio en el sistema no es financieramente atractivo para la empresa según lo visto en el estudio, porque la inversión es alta y no soluciona el problema de consumo de energía, pero, obteniendo los beneficios tributarios otorgados mediante la Ley 1715 de 2014, el emprendimiento muestra una mejor rentabilidad. Utilizando las herramientas financieras VAN, TIR y PAY BACK se determinó que la inversión inicial se recuperara en seis años y seis meses, por lo que se aconseja a la empresa ampararse a la Ley, la cual por medio de los beneficios que provee contribuye a recuperar la inversión en menos tiempo, específicamente en año y medio. La empresa Mi Futuro además cuenta con cinco sedes más en las cuales puede replicar el proyecto.

Se encontró que la ciudad de Valledupar posee un recurso de buena calidad y abundante que puede ser aprovechado tanto por el sector público como por el privado, gracias a las libertades otorgadas por la Ley.

Acerca de la energía fotovoltaica no existe la información suficiente, que permita la aplicación en el mediano plazo en la ciudad de Valledupar de forma masiva, aunque la Ley es inclusiva para este tipo de energía renovable. No hay programas concretos en la ciudad que la promuevan.

En este estudio se plantean recomendaciones, que buscan contribuir a un crecimiento sostenido de la energía solar en la ciudad. En el país existen técnicos, ingenieros, investigadores, instituciones, que colaboran con los estudios enfocados a las energías renovables, pero, no existe un verdadero desarrollo de esta tecnología, parte de esto se debe a que las grandes importadoras no brindan ningún tipo de información a los pequeños inversores.

8 BIBLIOGRAFÍA

CUADERNOS DE ECONOMÍA: Álvaro Montenegro, Lauchlin currie: Desarrollo Y Crecimiento Económico. Universidad Nacional de Colombia. Departamento de Economía Issues 48-49.2008.

El Clima Ha Cambiado América Latina y el Caribe. WE MEAN BUSINESS. <http://www.wemeanbusinesscoalition.org/blog/lac>. 2014.

Ley 142 del 11 de julio de 1994.

<https://www.minminas.gov.co/documents/10180/670382/LEY142DE1994.pdf/68f0c21d-fd78-4242-b812-a6ce94730bf1>

Ley 143 del 11 de julio de 1994.

http://www.upme.gov.co/normatividad/upme/ley_143_1994.pdf

ICONTEC NTC 2050. Código Eléctrico. Colombiano Primera Actualización. Bogotá: ICONTEC, 1998. Página 797. NTC 2050.

http://ingenieria.bligoo.com.co/media/users/19/962117/files/219177/NTC_2050.pdf

<https://tienda.icontec.org/wp-content/uploads/pdfs/NTC2775.pdf>

<https://tienda.icontec.org/wp-content/uploads/pdfs/NTC5287.pdf>

<https://tienda.icontec.org/wp-content/uploads/pdfs/NTC5433.pdf>

<https://tienda.icontec.org/wp-content/uploads/pdfs/NTC4405.pdf>

<https://tienda.icontec.org/wp-content/uploads/pdfs/NTC5710.pdf>

IDEAM - UPME. Atlas solar (2002).

JORDÁN, Ricardo. Gestión urbana para el desarrollo sostenible en América Latina y el Caribe.

http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/2376/S2003000_es.pdf;jsessionid=0EB1F1CA4416ED362A52FA398A4BD463?sequence=1.pdf,2003.

LALL, Somik. Colombia Debe Planear Mejor su Desarrollo Urbano. Entrevista concedida a portafolio (revista). Sección Finanzas.

<http://www.portafolio.co/economia/finanzas/colombia-debe-planear-mejor-desarrollo-urbano-72410>. abril 16 del 2013.

LORENTZ. Manual de Instalación Módulos Fotovoltaicos. <https://www.lorenz.de/es/productos/modulos-fotovoltaicos.html>. 2015.

MONTEALEGRE, José. Actualización del componente Meteorológico del modelo institucional del IDEAM sobre el efecto climático de los fenómenos El Niño y La Niña en Colombia, como insumo para el Atlas Climatológico.

www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/clima/fenomenos-el-nino-y-la-nina.2014.

PRADILLA, Emilio. Teorías y Políticas Urbanas. Cap. I, 2009.

Producción de Energía Limpia en Colombia, la Base para un Crecimiento Sostenible. XM Compañía de expertos en mercados. www.xm.com.co/boletinxm/documents/mdlcolombia_feb2013.pdf, 2013.

SERWAY, Raymond y JEWET, John. Física para ciencias e ingeniería. Editorial Thomson, 2005.

Un referente de 'ciudad inteligente' para américa latina. 18 de agosto del 2014. Sección tecnosfera. Periódico El Tiempo

<http://www.eltiempo.com/tecnosfera/novedades-tecnologia/medellin-ciudad-inteligente/14385235>.

UPME. Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050. Bogotá, 2015.

9 ANEXOS

ANEXO A. características técnicas paneles Solares.



New Energy

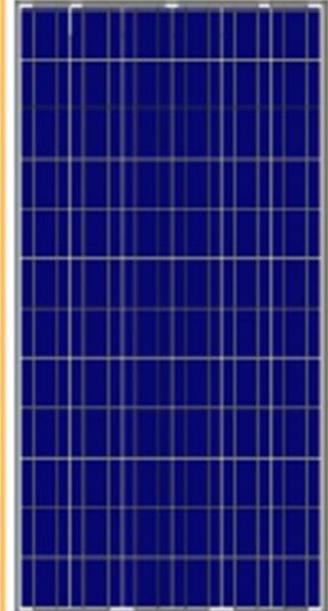
New World

Worldwide Energy and Manufacturing USA, Co., Ltd.

AS-6P Amerisolar

Amerisolar's photovoltaic modules are designed for large electrical power requirements. With a 30-year warranty, AS-6P offers high-powered, reliable performance for both on- and off-grid solar projects.

- Solar Cell: High efficiency solar cells ensure high performance of solar module and maximize the power output.
- Low iron tempered glass: Anti-reflecting coating enhances light transmittance and increases the power output of solar module.
- Aluminum frame: Robust and corrosion resistant aluminum frame, designed for easy installation and long term reliability.
- Junction box: High stability with good waterproof and dustproof capabilities.
- Long lifespan: ≥ 30 years.
- Power tolerance: $0 \sim +3\%$.
- Good performance when used under atrocious weather such as wind and hails.
- Salt mist corrosion resistance, Ammonia corrosion resistance and Moisture resistance ensure the modules to be applied under the circumstances of coastal areas and farms.
- The certificate issued by international authority: CE, TUV, IEC, UL, MCS, PV CYCLE, CEC Australia listed, Israel Certificate and Korea Certificate.



Electrical characteristics

<i>P_{max}, V_{oc}, I_{sc}, V_{mp} and I_{mp} at STC (1000W/m², 25°C, AM 1.5):</i>								
Maximum Power (P _{max})	275W	280W	285W	290W	295W	300W	305W	310W
Open Circuit Voltage (V _{oc})	44.3V	44.3V	44.4V	44.5V	44.6V	44.7V	44.8V	44.9V
Short Circuit Current (I _{sc})	8.28A	8.36A	8.44A	8.52A	8.60A	8.68A	8.76A	8.85A
Maximum Power Voltage (V _{mp})	36.2V	36.3V	36.4V	36.5V	36.6V	36.7V	36.8V	36.9V
Maximum Power Current (I _{mp})	7.60A	7.72A	7.83A	7.95A	8.07A	8.19A	8.31A	8.43A
Module Efficiency (%)	14.17	14.43	14.69	14.95	15.20	15.46	15.72	15.98

Temperature Coefficients

Temperature Coefficients of P _{max}	-0.43 %/°C
Temperature Coefficients of V _{oc}	-0.33 %/°C
Temperature Coefficients of I _{sc}	+0.056 %/°C

Absolute Maximum Limits

Maximum System Voltage	1000V DC
Module Operating Temperature	-40°C to +85°C
NOCT	45°C±2°C

WARRANTY

- Product: 12 years
- Power Output:
91.2%—12 years
80.6%—30 years



Passionately committed to delivering innovative energy solution

www.wsamersolar.eu



New Energy

New World

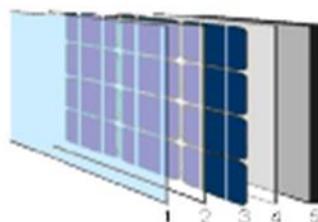
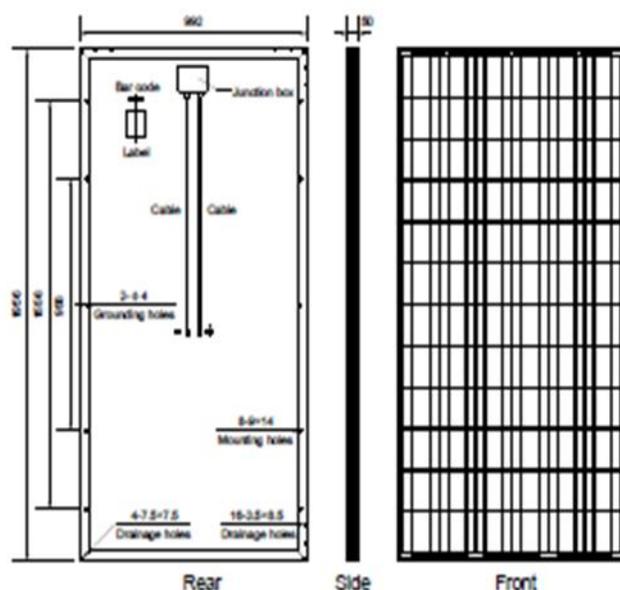
Worldwide Energy and Manufacturing USA, Co., Ltd.

Mechanical characteristics

Solar Cell	Polycrystalline silicon 156mmx156mm
Number of Cells	72 (6x12)
Dimensions	1956mmx992mmx50mm
Weight	27kg
Frame	Anodized aluminium alloy
Length of Cables	1000mm
Allowable Hail Impact	25mm hail at 23m/s
Surface Maximum Load Capacity	2400Pa(Wind load) / 5400Pa(Snow load)

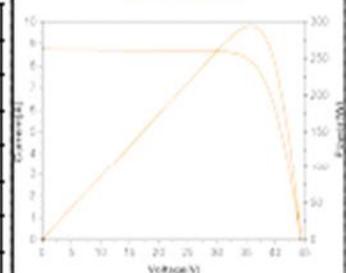
Basic Dimensions

Unit: mm

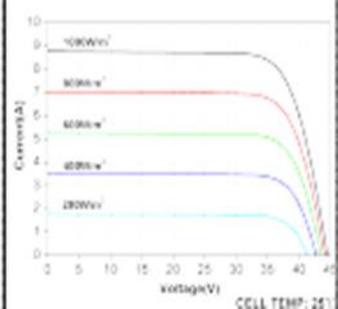


1. Front: 4mm tempered glass
2. EVA
3. 72 high efficiency solar cells
4. EVA
5. Rear: laminate (weatherproof and waterproof)

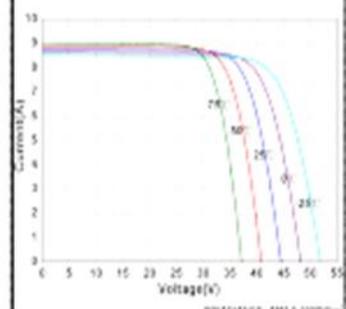
I-V curves



Current-Voltage and Power-Voltage curves under STC



Current-Voltage curves at different irradiances



Current-Voltage curves at different temperatures

ANEXOS B. Características técnicas Inversor.

SUNNY TRIPOWER 20000TL / 25000TL



STP 20000TL/30 / STP 25000TL-30

Rentable

- Rendimiento máximo del 98,4 %

Seguro

- Descargador de sobretensión de CC integrable (DPS tipo I)

Flexible

- Tensión de entrada de CC hasta 1 000 V
- Diseño de plantas perfecto gracias al concepto de multistring

Innovador

- Innovadoras funciones de gestión de red gracias a Integrated Plant Control
- Suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7)

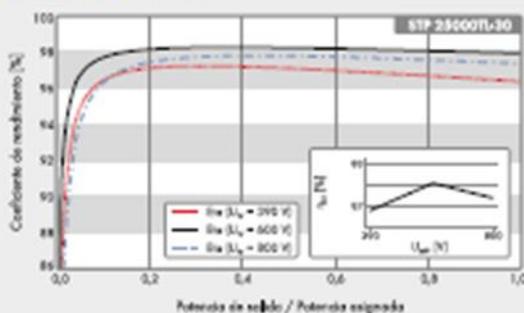
SUNNY TRIPOWER 20000TL / 25000TL

El especialista flexible para plantas comerciales y centrales fotovoltaicas de gran tamaño

El Sunny Tripower 20000TL/25000TL es el inversor ideal para plantas de gran tamaño en el sector comercial e industrial. Gracias a su rendimiento del 98,4 %, no solo garantiza unas garantías excepcionalmente elevadas, sino que a través de su concepto de multistring combinado con un amplio rango de tensión de entrada también ofrece una alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con muchos módulos fotovoltaicos disponibles.

La integración de nuevas funciones de gestión de energía como, por ejemplo, Integrated Plant Control, que permite regular la potencia reactiva en el punto de conexión a la red tan solo por medio del inversor, es una firme apuesta de futuro. Esto permite prescindir de unidades de control de orden superior y reducir los costes del sistema. El suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7) es otra de las novedades que ofrece.

Curva de rendimiento



Accesorios



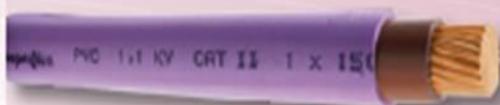
● De serie ○ Opcional - No disponible
 Datos en condiciones nominales
 Actualización marzo de 2013

Datos técnicos	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Entrada [CC]		
Potencia máxima de CC (con cos φ = 1)/potencia asignada de CC	20 440 W/20 440 W	25 550 W/25 550 W
Tensión de entrada máx.	1 000 V	1 000 V
Rango de tensión MPPT/tensión asignada de entrada	320 V - 800 V/600 V	390 V - 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas A/B	33 A/33 A	33 A/33 A
Número de entradas de MPPT independientes/entras por entrada de MPPT	2/A; 3/B	2/A; 3/B
Salida [CA]		
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	20 000 W	25 000 W
Potencia máx. aparente de CA	20 000 VA	25 000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE, 220 / 380 V 3 / N / PE, 230 / 400 V 3 / N / PE, 240 / 415 V	3 / N / PE, 220 / 380 V 3 / N / PE, 230 / 400 V 3 / N / PE, 240 / 415 V
Rango de tensión de CA	180 V - 280 V	180 V - 280 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz / 44 Hz ... 55 Hz 60 Hz / 54 Hz ... 65 Hz	50 Hz / 44 Hz ... 55 Hz 60 Hz / 54 Hz ... 65 Hz
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	29 A/29 A	36,2 A/36,2 A
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable	1/0 Inductivo ... 0 capacitivo	1/0 Inductivo ... 0 capacitivo
THD	≤ 3%	≤ 3%
Fases de inyección/conexión	3/3	3/3
Rendimiento		
Rendimiento máx./europ.	98,4%/98,0%	98,3%/98,1%
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada	●	●
Monitorización de tensión a tierra/de red	● / ●	● / ●
Desacoplador de sobretensión de CC, DPS tipo II	○	○
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	● / ● / -	● / ● / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●	●
Clase de protección [según IEC 62109-1]/categoría de sobretensión [según IEC 62109-1]	1 / AC II; DC II	1 / AC II; DC II
Datos generales		
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)	661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)
Peso	61 kg (134,4 lb)	61 kg (134,4 lb)
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C [-13 °F ... +140 °F]	-25 °C ... +60 °C [-13 °F ... +140 °F]
Emisión sonora, típica	51 dB(A)	51 dB(A)
Autoconsumo nocturno	1 W	1 W
Topología/principio de refrigeración	Sin transformador/OptiCool	Sin transformador/OptiCool
Tipo de protección [según IEC 60529]	IP65	IP65
Clase climática [según IEC 60721-3-4]	4K4H	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100%	100%
Equipamiento / función		
Conexión de CC/CA	SUNCLB/Borne de conexión por resorte	SUNCLB/Borne de conexión por resorte
Fanalla	-	-
Interfaz: RS485, Speeddata/Webconnect	○ / ●	○ / ●
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●	● / ●
Relé multifunción/Power Control Module	○ / ○	○ / ○
OptiTrack Global Peak/Integrated Plant Control/G on Demand 24/7	● / ● / ●	● / ● / ●
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller	● / ●	● / ●
Garantía: 5/10/15/20/25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones (otro a petición)		
* No es válido para todos los modelos nacionales de la serie EN 50438		
Modelo comercial	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30

ANEXO C. características técnicas del cableado.

Payton PVC 1,1 KV Superflex

I.M.S.A.



Cables de energía uni, bi, tri, tetra y pentapolares subterráneos extraflexibles clase 5 en cobre, hasta 300 mm² para los unipolares y hasta 35 mm² para los multipolares. Aislación y vaina de PVC Noflamex® ecológico.

Usos: Instalación fija, ya sea a la intemperie, bandejas portacables, electroductos o directamente enterrados; tanto en ambientes húmedos como secos.

Normas: IRAM 2178, IEC 60502-1, NBR 7288, 6251.

Rango de fabricación: 1.5 a 300 mm² unipolares
1,5 a 300 mm² multipolares.



Unipolares - Formación flexible (Cu)

Sección nominal mm ²	Díámetro máximo alambres mm	Espesor de aislación mm	Espesor nominal de vaina mm	Díámetro exterior del cable mm	Peso del cable ¹ kg/km
1 x 1,5	0,26	0,8	1,4	5,9	56
1 x 2,5	0,26	0,8	1,4	6,4	69
1 x 4	0,31	1	1,4	7,3	95
1 x 6	0,31	1	1,4	7,9	118
1 x 10	0,41	1	1,4	8,8	163
1 x 16	0,41	1	1,4	9,9	226
1 x 25	0,41	1,2	1,4	12,4	318
1 x 35	0,41	1,2	1,4	13,6	417
1 x 50	0,41	1,4	1,4	16,1	600
1 x 70	0,41	1,4	1,4	17,8	790
1 x 95	0,41	1,6	1,5	20,15	1036
1 x 120	0,41	1,6	1,5	22	1263
1 x 150	0,41	1,8	1,6	24,6	1581
1 x 185	0,41	2	1,7	26,95	1896
1 x 240	0,41	2,2	1,8	28,9	2485
1 x 300	0,41	2,4	1,9	30,5	3115

Payton PVC 1,1 kV *Superflex* (Continuación)

I.M.S.A.

Colores de las aislaciones					Color de vaina
Número de fases					
1	2	3	4	5	Todas
Marrón	Marrón	Marrón	Marrón	Marrón	Violeta
	Caleta	Negro	Negro	Negro	
		Rojo	Rojo	Rojo	
			Caleta	Caleta	
				verde/amarillo	

Multipolares - Formación flexible (Cu)					
Sección nominal mm ²	Diámetro máximo alambres mm	Espesor de aislación mm	Espesor nominal de vaina mm	Diámetro exterior del cable mm	Peso del cable ¹ kg/km
2 x 1,5	0,26	0,8	1,4	9,1	115
2 x 2,5	0,26	0,8	1,4	10	147
2 x 4	0,31	1	1,4	11,9	215
2 x 6	0,31	1	1,4	13	274
2 x 10	0,41	1	1,4	14,8	367
2 x 16	0,41	1	1,8	20,4	606
2 x 25	0,41	1	1,8	23,5	959
2 x 35	0,41	1	1,8	25,8	1225
3 x 1,5	0,26	0,8	1,4	9,6	135
3 x 2,5	0,26	0,8	1,4	10,6	176
3 x 4	0,31	1	1,4	12,6	260
3 x 6	0,31	1	1,4	13,8	335
3 x 10	0,41	1	1,4	15,8	463
3 x 16	0,41	1	1,8	21,5	851
3 x 25	0,41	1	1,8	24,8	1186
3 x 35	0,41	1	1,8	27,3	1535
4 x 1,5	0,26	0,8	1,4	10,5	161
4 x 2,5	0,26	0,8	1,4	11,5	212
4 x 4	0,31	1	1,4	13,8	316
4 x 6	0,31	1	1,4	15,1	411
4 x 10	0,41	1	1,4	17,3	599
4 x 16	0,41	1	1,8	23,4	1038
3 x 25 + 16	0,41	1,2/1	1,8	26,2	1252
3 x 35 + 16	0,41	1,2/1	1,8	28,3	1572
5 x 1,5	0,26	0,8	1,4	11,4	194
5 x 2,5	0,26	0,8	1,4	12,6	258
5 x 4	0,31	1	1,4	15,1	385
5 x 6	0,31	1	1,4	16,6	505
5 x 10	0,41	1	1,4	19,1	740
5 x 16	0,41	1	1,8	25,4	1259

¹ Valor aproximado

Payton PVC 1,1 kV *Superflex* (Continuación)

I.M.S.A.

Multipolares - Formación Semirígida (Cu)

Sección nominal mm ²	Diámetro sito del sector mm ²	Espesor de aislación mm ²	Espesor nominal de vaina mm	Diámetro exterior del cable ¹ mm	Peso del cable (Cu) ¹ kg/km	Peso del cable (al) ¹ kg/km
3 x 50	6,9s	1,4	1,8	25	1829	983
3 x 70	8,0s	1,4	2	29	2566	1224
3 x 95	9,5s	1,6	2,1	33	3368	1586
3 x 120	10,6s	1,6	2,2	35	4074	1908
3 x 150	11,8s	1,8	2,3	39	5126	2302
3 x 185	13,2s	1,8	2,5	44	6284	2820
3 x 240	15,0s	2	2,7	49	8111	3595
3 x 300	16,8	2,4	2,9	54	10112	4391
3 x 25 + 16	6,5/5,1r	1,2/1,0	1,8	26	1437	859
3 x 35 + 16	7,6/5,1r	1,2/1,0	1,8	28	1765	1009
3 x 50 + 25	7,3/6,8s	1,4/1,2	1,9	27	2125	1069
3 x 70 + 35	8,6/7,0s	1,4/1,2	2	31	2944	1395
3 x 95 + 50	10,1/8,1s	1,6/1,4	2,2	35	3901	1819
3 x 120 + 70	11,5/8,4s	1,6/1,4	2,3	39	5006	2300
3 x 150 + 70	12,3/9,6s	1,8/1,4	2,4	42	5888	2624
3 x 185 + 95	12,3/9,6s	2,0/1,6	2,6	47	7309	3247
3 x 240 + 120	13,8/10,9s	2,2/1,02	2,8	52	9397	4128
3 x 300 + 150	16,3/12,1s	2,4/1,8	2,9	57	11643	4979

Nota: ¹ Valores aproximados

¹ Dimensiones y pesos de referencia corresponden a los yacidos respectivamente

² Valores aproximados

Payton PVC 1,1 kV *Superflex* (Continuación)

I.M.S.A.

Características eléctricas cables de cobre

Sección nominal	Corriente adm. aire unipolares	Corriente adm. aire multipolares	Corriente adm. enterrados unipolares	Corriente adm. enterrados multipolares	Caída de tensión unipolares	Caída de tensión multipolares
mm ²	A	A	A	A	VA/km	VA/km
1,5	18	16	30	29	21	21
2,5	25	22	39	39	13	13
4	33	30	50	51	8,7	8,61
6	41	37	63	65	5,86	5,77
10	56	52	84	88	3,46	3,37
16	75	70	108	112	2,24	2,16
25	107	88	140	144	1,41	1,34
35	157	110	168	173	1,06	0,98
50	191	133	198	207	0,82	0,74
70	244	170	243	254	0,61	0,54
95	297	207	290	306	0,48	0,41
120	345	240	330	350	0,41	0,34
150	397	277	370	393	0,35	0,29
185	453	317	419	445	0,32	0,25
240	535	374	488	519	0,27	0,21
300	617	432	553	587	0,25	0,18

Características eléctricas cables de aluminio

Sección nominal	Corriente adm. aire unipolares	Corriente adm. aire multipolares	Corriente adm. enterrados unipolares	Corriente adm. enterrados multipolares	Caída de tensión unipolares	Caída de tensión multipolares
mm ²	A	A	A	A	VA/km	VA/km
25	97	68	109	112	2,23	2,15
35	121	83	130	134	1,65	1,58
50	147	102	153	161	1,26	1,18
70	189	130	188	198	0,91	0,84
95	231	159	226	237	0,7	0,63
120	268	184	258	272	0,58	0,51
150	310	213	288	305	0,49	0,43
185	354	243	326	346	0,43	0,36
240	419	287	380	403	0,36	0,29
300	485	331	430	457	0,32	0,25

Nota: ① Temperatura del aire: 25°C; temperatura ambiente: 40°C
 Temperatura del conductor: 60°C
 En aire: disposición plana, un solo cable unipolar o simple línea de cables apurados: 0,15 metros; longitud perenne.
 En línea: profundidad de instalación 0,25 m; un solo cable unipolar o simple línea de cables en contacto.

Resistencia del aluminio: 1 Am/°C.
 Corriente máxima en chochos balanceados.
 ② - Distribución por sistema trifásico, 300V - 0,5.
 Otras condiciones de instalación, aplicar factores de corrección.
 Conversión de corrientes admisible con los aprobados por la Asociación Electrotécnica Argentina.

ÍCONOS

I.M.S.A.

para identificar especificaciones de los cables

Flexibilidad



Extraflexible



Flexible



Semirígido



Rígido

Resistencia



Golpes



Radiación solar
frecuente



Proyección
del agua



Sustancias
químicas



Abrasión

Cualidades



Mejor
desizamiento



Ecológico



Doble capa



No propagante
de llamas



No irritante
nocivo



No tóxico



No corrosivo



Temperatura
de servicio



Temperatura
de cortocircuito



Radio mínimo
de tendido



Tensión
de servicio