

**CONSIDERACIONES REGULATORIAS, TÉCNICAS Y FINANCIERAS PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA EN
INSTALACIONES RESIDENCIALES**

**JOSE IGNACIO MELÉNDEZ ALBARRACÍN
OSCAR MAURICIO CRUZ ORELLANA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2017**

**CONSIDERACIONES REGULATORIAS, TÉCNICAS Y FINANCIERAS PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA EN
INSTALACIONES RESIDENCIALES**

**JOSE IGNACIO MELÉNDEZ ALBARRACÍN
OSCAR MAURICIO CRUZ ORELLANA**

**Trabajo de grado para optar por el título de
Ingeniero Electricista**

**Director:
OSCAR ARNULFO QUIROGA QUIROGA**

**Codirector:
JUAN DAVID BASTIDAS RODRÍGUEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2017

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	13
1. ENTORNO REGULATORIO Y NORMATIVO	15
1.1 LEY 1715 DEL 2014	18
1.1.1 Entidades Competentes en el desarrollo y promoción de la utilización de las FNCE.....	19
1.1.2 Promoción, Desarrollo y Gestión Eficiente de las FNCE	22
1.2 LA LEY 1715 Y LA GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA	25
1.3 LÍMITE DE POTENCIA PARA LA AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA Y GRAN ESCALA	26
1.4 EL RETIE Y LAS INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS	27
1.5 SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS – SECCIÓN 690 NTC-2050.....	28
1.6 PROYECTO DE DECRETO “AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y MEDICIÓN INTELIGENTE”	31
2. COMPARACIÓN DE LA SECCIÓN 690 DE LA NTC-2050 VS LA NFPA-70 DEL 2014	34
2.1 COMPARACIÓN DE LAS GENERALIDADES	34
2.2 COMPARACIÓN DE LOS REQUISITOS DE LOS CIRCUITOS.....	36
2.3 COMPARACIÓN DE LOS MEDIOS DE DESCONEXIÓN.....	37
2.4 COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS DE CABLEADO	39
2.5 COMPARACIÓN DE LA PUESTA A TIERRA	40
2.6 COMPARACIÓN DEL ROTULADO	43
2.7 COMPARACIÓN DE LA CONEXIÓN A OTRAS FUENTES.....	44
2.8 COMPARACIÓN DE LAS BATERÍAS DE ACUMULADORES	45
2.9 SISTEMAS MAYORES DE 1000 VOLTIOS.....	47
2.10 CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	48
3. CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS EN INSTALACIONES RESIDENCIALES.....	49
3.1 RADIACIÓN SOLAR EN COLOMBIA	51

3.2 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	53
3.2.1 Sistemas Híbridos.....	53
3.2.2 Sistemas Autónomos o Aislados.....	55
3.2.3 Sistemas Interactivos o Conectados a la Red	56
3.3 DISEÑO BÁSICO DE UN SISTEMA FV INTERACTIVO – RESIDENCIAL	58
3.4 OTROS REQUERIMIENTOS.....	62
3.4.1 Orientación de los Paneles	62
3.4.2 Limitaciones de Espacio	63
3.4.3 Estructuras de Soporte	64
3.4.4 Manejo de Baterías.....	65
3.4.5 Mantenimiento de la Instalación Fotovoltaica.....	66
4. DETERMINACIÓN DEL PERÍODO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL	72
5. CONCLUSIONES	80
6. RECOMENDACIONES.....	83
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	85
BIBLIOGRAFÍA.....	89

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Consumo promedio anual del año 2015 – Suscriptores ESSA.....	74
Tabla 2. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico	74
Tabla 3. Costo total del sistema fotovoltaico.....	77
Tabla 4. Ingresos del primer año del sistema FV.....	77
Tabla 5. Retorno de la inversión en años	78
Tabla 6. Retorno de la inversión con diferentes precios por watt instalado	79

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Participación en la matriz energética por tipo de planta	16
Figura 2. Radiación directa y difusa.....	50
Figura 3. Niveles de Irradiación en Colombia	52
Figura 4. Ejemplo de un sistema híbrido.....	54
Figura 5. Diagrama básico de un sistema hibrido	54
Figura 6. Diagrama básico de un sistema aislado	56
Figura 7. Ejemplo de un sistema interactivo	57
Figura 8. Diagrama unifilar de un sistema interactivo	57
Figura 9. Sistema de módulo AC	60
Figura 10. Distancia mínima entre paneles.....	64
Figura 11. Demanda horaria vs Generación - Estrato 1-2	74
Figura 12. Demanda horaria vs Generación - Estrato 3.....	75
Figura 13. Demanda horaria vs Generación - Estrato 4.....	75
Figura 14. Demanda horaria vs Generación - Estrato 5.....	76
Figura 15. Demanda horaria vs Generación - Estrato 6.....	76

GLOSARIO

FUENTES CONVENCIONALES DE ENERGÍA: son aquellos recursos de energía que son utilizados de forma intensiva y ampliamente comercializadas en el país.

FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA (FNCE): son aquellos recursos de energía disponibles a nivel mundial que son ampliamente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCE la energía nuclear o atómica y las FNCER.

FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA RENOVABLE (FNCER): son aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares.

RESUMEN

TÍTULO: CONSIDERACIONES REGULATORIAS, TÉCNICAS Y FINANCIERAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA EN INSTALACIONES RESIDENCIALES*.

AUTORES: JOSE IGNACIO MELÉNDEZ ALBARRACÍN,
OSCAR MAURICIO CRUZ ORELLANA**.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar Fotovoltaica, Fuentes no Convencionales de Energía, Instalaciones Residenciales, Consideraciones Técnicas, Consideraciones Financieras, Consideraciones Regulatorias.

DESCRIPCIÓN:

El trabajo de grado presentado a continuación tuvo como objetivo principal el estudio y análisis de las implicaciones regulatorias, técnicas y financieras para la implementación de generación eléctrica fotovoltaica en Colombia mediante paneles solares en instalaciones residenciales teniendo en cuenta el estrato socioeconómico.

La parte regulatoria contempló el estudio de la Ley 1715 de 2014, la cual entra a regular la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, en este estudio se hizo énfasis en la energía fotovoltaica. En el mismo sentido se estudió la sección 690 del Código Eléctrico Colombiano (NTC-2050), referente a la instalación de paneles solares y se comparó con el National Electric Code (NFPA-70), buscando encontrar deficiencias presentes en el código colombiano ya que su última actualización se hizo en 1998.

En las consideraciones técnicas se presentan los diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos usados en instalaciones residenciales, así como un diseño básico de un sistema interactivo, entre otros requerimientos que se deben tener en cuenta, como lo son el mantenimiento, la orientación de los paneles y las limitaciones de espacio.

El análisis financiero contempla casos de estudio particulares del departamento de Santander, donde se tienen en cuenta el estrato socioeconómico y la radiación de la zona, en búsqueda de vislumbrar las posibles oportunidades económicas que presenta el uso de estos sistemas en instalaciones residenciales.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga. Codirector: Juan David Bastidas Rodríguez.

ABSTRACT

TITLE: REGULATORY, TECHNICAL, AND FINANCIAL CONSIDERATIONS FOR THE IMPLEMENTATION OF PHOTOVOLTAIC ELECTRICAL GENERATION IN RESIDENTIAL FACILITIES*.

AUTHORS: JOSE IGNACIO MELÉNDEZ ALBARRACÍN,
OSCAR MAURICIO CRUZ ORELLANA**.

KEYWORDS: Photovoltaic Solar Energy, Non-Conventional Energy Sources, Residential Facilities, Technical Considerations, Financial Considerations, Regulatory Considerations.

DESCRIPTION:

The following degree work presented below had as a main objective the studying and analysis of the regulatory, technical, and financial considerations for the implementation of photovoltaic electric generation in Colombia through solar panels in residential facilities considering socioeconomic status. The regulatory part contemplated the studying of Law 1715 of 2014 (Ley 1715 de 2014), Which enters to regulate the integration of non-conventional renewable energies into the national energy system, in this study emphasis was placed on photovoltaic energy.

In the same way, the section 690 of the Colombian Electrical Code (Código Eléctrico Colombiano) (NTC-2050) was studied, which refers to the installation of solar panels, and it was compared with National Electric Code (NFPA-70), seeking to find some deficiencies in the Colombian Code, since its last actualization was made in 1998.

In the technical considerations are shown the different types of photovoltaic systems that are used in residential facilities as well as a basic design of interactive system, among others requirements which must be taken into account such as the maintenance, the panels orientation, and the space limitations.

The financial analysis contemplates particular study cases of the Santander department, where the socioeconomic status and the area radiation are considered, in search of glimpse the possible economic opportunities that presents the use of these systems in residential facilities.

* Grade Work

** Faculty of Mechanical Physics. School of Electrical Engineering, Electronics and Telecommunications. Director: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga. Co-director: Juan David Bastidas Rodríguez.

INTRODUCCIÓN

Actualmente la matriz energética colombiana presenta un escaso uso de fuentes no convencionales de energía, como la eólica o la solar, causado principalmente por la falta de políticas estatales que impulsen el desarrollo y la inversión en las mismas. Sin embargo, recientemente, el gobierno colombiano formuló la Ley 1715 del 2014, con el objetivo de integrar las fuentes no convencionales de energía especialmente aquellas de carácter renovable en el sistema energético nacional. De esta manera se vislumbra un futuro desarrollo de estas fuentes alternativas en el país.

Por otro lado, al observar el posible desarrollo de estas fuentes no convencionales de energía se hace necesaria la implementación de nuevas tecnologías que garanticen el máximo aprovechamiento de estos recursos causando el menor impacto posible al medio ambiente, a su vez se debe asegurar el correcto funcionamiento de estas tecnologías para evitar afectaciones en el sistema actual y en la salud de las personas, por lo que se deben generar reglamentos que permitan contar con sistemas seguros y confiables. Actualmente en Colombia, en búsqueda de garantizar esa seguridad y confiabilidad en el sistema eléctrico se cuenta con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas y con la NTC-2050 (Código Eléctrico Colombiano); sin embargo, la NTC-2050 fue actualizada por última vez en 1998, lo que supone que existen deficiencias teniendo en cuenta los avances tecnológicos de los últimos años.

Una de las fuentes no convencionales más atractivas es la energía solar fotovoltaica, considerando el potencial solar del país y la disminución de los precios de la tecnología fotovoltaica en los últimos años; sin embargo, si se piensa en implementarla, ya sea a pequeña o gran escala se deben considerar diversas limitaciones que determinan la viabilidad de la misma.

El propósito de este trabajo de grado es abordar las implicaciones regulatorias, técnicas y financieras para la implementación de generación eléctrica fotovoltaica en instalaciones residenciales, pensando que esta implementación permita reducir el costo de la factura de electricidad y a su vez recuperar la inversión en un plazo determinado, o en un futuro, gracias a la Ley 1715 ser remunerado por la inyección de excedentes a la red de distribución local, teniendo en cuenta restricciones como lo son la radiación solar de la zona o el área con la que cuente cada vivienda para instalar los módulos fotovoltaicos.

Este trabajo ofrece una base para proyectos futuros donde se deseen implementar sistemas fotovoltaicos en instalaciones residenciales donde se busque algún beneficio económico, reduciendo con esto el uso de fuentes convencionales y a su vez el impacto al medio ambiente.

1. ENTORNO REGULATORIO Y NORMATIVO

La Constitución Política de 1991 estableció las bases para que los agentes privados pudieran desarrollar actividades orientadas a la prestación de servicios públicos domiciliarios y reforzó las funciones del estado para ejercer control, vigilancia y regulación de las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios.

Posteriormente, en desarrollo del mandato constitucional se creó la ley 142 de 1994 con la que se estableció el régimen de los servicios públicos domiciliarios, asegurando la libre competencia, la calidad del servicio, la relación empresa-cliente y la protección del medio ambiente, así como también la intervención del estado y los instrumentos necesarios para el cumplimiento de la misma. En lo referente al sector energético, esta ley promueve y asegura la interconexión, generación y comercialización de energía eléctrica, pudiendo este servicio ser prestado por empresas de carácter público, mixto o privado. Por otro lado, abre una pequeña brecha a la autogeneración con fuentes convencionales de energía, disponible para el autoconsumo, pero cumpliendo siempre con lo estipulado en esta ley.

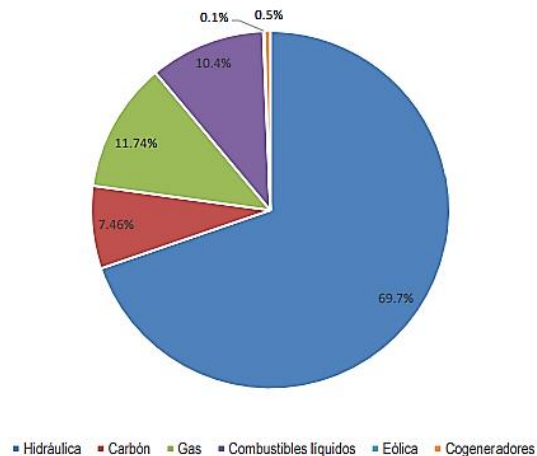
Teniendo en cuenta las particularidades del sector eléctrico se creó como complemento a la Ley 142, la Ley 143 de 1994, donde fueron adoptadas las funciones de la CREG y de la UPME, se definió el rol del Ministerio de Minas y Energía, entre otros lineamientos, con el fin de reglamentar la planeación de la expansión del sistema interconectado, su regulación, la construcción de plantas generadoras, la interconexión y operación del sistema.

La importancia de las leyes ya mencionadas radica en que estas son la base fundamental del marco regulatorio y normativo que rige el sector eléctrico colombiano. Sin embargo, el sistema eléctrico nacional ha venido evolucionando a

través de los años, por lo que se ha hecho necesario la adaptación a todos estos cambios. En ese sentido, la UPME ha jugado un papel muy importante debido a que su trabajo ha permitido prever cambios a corto, mediano y largo plazo y dar paso a las acciones que han consolidado la matriz eléctrica actual, constituida fuertemente por la generación de fuentes convencionales como la hídrica y la térmica.

Actualmente en Colombia la generación hidroeléctrica representa entre el 70% y el 80% de la generación, según variaciones en la hidrología anual. “La participación por tipo de recurso en el año 2014 se ilustra en la Figura 1, donde prevalece como tecnología dominante la hidroelectricidad, con 69.7% de la capacidad instalada, incluyendo plantas menores, seguida por las centrales térmicas (gas, carbón y líquidos) con 29.6%. Las demás tecnologías representan alrededor del 0.6% del total de la capacidad instalada del sistema, con tan solo un 0.1% para la generación eólica”. [1].

Figura 1. Participación en la matriz energética por tipo de planta



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energético. – UPME. Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2014 – 2028. 2015. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2015/Plan_GT_2014-2028.pdf

Se puede observar una participación prácticamente nula de las fuentes no convencionales de energía, algo un poco desalentador puesto que Colombia es un país que goza de una matriz energética relativamente rica tanto en combustibles fósiles como combustibles renovables, lo que hace llamativo la diversificación de la matriz eléctrica incorporando estas fuentes no convencionales de energía.

“En el año 2010, el Ministerio de Minas y Energía estableció a través de la adopción del Plan de acción indicativo 2010-2015, metas indicativas para lograr una participación del 3,5% de las FNCE en términos de capacidad instalada del Sistema interconectado nacional -SIN- para el año 2015, e incrementar dicha participación al 6,5% para el año 2020. De acuerdo con cifras disponibles a diciembre de 2014, a tal fecha, la participación de FNCE en el SIN es del 2,71% en capacidad instalada, hecho que obedece a las barreras existentes para la mayor penetración de estas fuentes, y a la ausencia de instrumentos y líneas de acción definidas para el cumplimiento de tales metas” [2].

Este relativo subdesarrollo de las FNCE en Colombia radica, principalmente en la abundancia de recursos convencionales ligados a una fuerte participación de hidroenergía en la matriz energética y a los costos de inversión asociados, por lo que el Gobierno Nacional y los tomadores de decisiones del sector energético no han afrontado la necesidad de trazar una hoja de ruta para el aprovechamiento de los recursos energéticos de origen renovable que se tienen disponibles. Sin embargo, esta situación se encuentra ante una coyuntura sin precedentes con la expedición de la Ley 1715 de 2014, que sumada al interés de diversos actores comerciales, emprendedores, académicos, institucionales y el apoyo recibido especialmente de entidades multilaterales interesadas en promover el despliegue de estas tecnologías en América Latina y especialmente en Colombia, permiten pronosticar un acelerado crecimiento de las FNCE en los próximos años.

1.1 LEY 1715 DEL 2014

En lo referente a la ley 1715 de 2014, en el objeto y finalidad de la misma, puede verse la importancia y el impacto que puede llegar a generar, ya que las energías renovables son tomadas en cuenta no meramente como un tema que está creciendo a nivel mundial, sino como una necesidad en la matriz energética del país pudiendo suplir varios vacíos en el sistema energético nacional. Se pretende que estas energías no convencionales actúen en diferentes frentes, como, por ejemplo, las zonas no interconectadas, creando un desarrollo sostenible mitigando los daños ocasionados al medio ambiente puesto que se reduce la emisión de gases de efecto invernadero, también actuando como un posible medio para aminorar las crisis energéticas del país. En general, esta ley asegura y promueve el uso de las fuentes no convencionales de energía mediante la creación de nuevos instrumentos de acción, así como el marco legal necesario para su desarrollo.

Para que las energías no convencionales puedan desarrollarse de manera correcta en Colombia, la Ley 1715 pretende preparar el terreno desde diferentes ámbitos del panorama nacional; por lo que pueden tomarse como grandes bases entorno a la finalidad de esta ley, el orientar las políticas públicas, que si bien, se pueden apreciar en las leyes correspondientes a los servicios públicos domiciliarios, dichas energías no son tomadas en cuenta. Por lo tanto, el marco legal en Colombia carece de leyes que rijan las fuentes no convencionales de energía, especialmente aquellas de carácter renovable.

Por otro lado, se deben tener en cuenta los elementos tributarios y arancelarios, ya que tendrán un gran impacto teniendo presente que para la implementación de estas fuentes no convencionales de energía se deben exportar tecnologías, que en la mayoría de los casos tienen precios elevados, ya sea para su implementación a pequeña o gran escala.

También se reconoce que las actividades que atañen a fuentes no convencionales, no pueden ser desarrolladas solo por un sector con índole público o privado, se hace necesario que existan mecanismos de cooperación entre ambos sectores, y aún más, incluir totalmente a los usuarios; de esta forma se genera un panorama donde no solamente la relación entre el comercializador de energía y el consumidor va más allá de un simple pago de facturas, por el contrario se pensará en un ambiente donde cada punto podrá aportar a la generación del SIN, bajo la figura de generación distribuida.

1.1.1 Entidades Competentes en el desarrollo y promoción de la utilización de las FNCE. Los aspectos importantes en lo que concierne a las finalidades de esta ley, son aquellos que establecerán el entorno legal y regulatorio para que se cumplan las metas planteadas, por tal razón se debe prestar especial atención al papel que juega el estado y las entidades encargadas de crear el marco regulatorio y normativo, estas deben garantizar por medio de los instrumentos generados, la creación y el desarrollo de programas y políticas que fomenten la utilización de las fuentes no convencionales de energía, especialmente aquellas de carácter renovable. Entre las entidades delegadas para impulsar el uso de las FNCE, se encuentran las siguientes: Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas, Unidad de Planeación Minero Energética, Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Autoridad Nacional de Licencias Ambientales y Corporaciones Autónomas Regionales. Dichas entidades forman parte directa del gobierno nacional y a las cuales la ley 1715 concede competencias administrativas y delega las responsabilidades que se citarán a continuación.

El Ministerio de Minas y Energía es una entidad pública de carácter nacional que tiene como responsabilidad principal la gestión eficiente de los recursos naturales

del país. Entre las funciones delegadas por la ley 1715 a esta entidad, se encuentran en primer lugar aquellas que hacen referencia a las zonas no interconectadas, considerando que usualmente estas zonas tienen gran cantidad de recursos naturales, por lo cual también se le delega expedir lineamientos de política energética para el uso de FNCE en las zonas no interconectadas. Por otro lado, la ley 1715 incita al ministerio de minas y energía a participar y ser proactivos en la elaboración de planes que fomenten el uso de las FNCE, sin olvidar el impacto que estas puedan generar tanto en la red de transmisión y distribución, por lo que se deberán crear también reglamentos técnicos acordes con los nuevos cambios en el sistema.

A la Comisión de Regulación de Energía y Gas, se le *delega* “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 de 1994 y los lineamientos de política energética que se fijen para tal fin” [3, p. 6]. Sin embargo, también se requerirán instrumentos que incentiven el mejoramiento de la eficiencia energética y la respuesta a la demanda, siempre en conformidad con las leyes 142 y 143 de 1994.

A la Unidad de planeación Minero energética, uno de los organismos de gran importancia en la planeación de la utilización de los recursos minero-energéticos, se le delegará, el mantener actualizadas las posibles fuentes de generación relativas a energías no convencionales, esto debido a que se espera que surjan nuevos generadores con fuentes no convencionales de energías en diferentes niveles de potencia. Por tal razón se designa a la UMPE, definir el límite de potencia para pequeña y gran escala [3, pp. 6-7].

El Ministerio de Hacienda y Crédito Público no intervendrá en la parte técnica y regulatoria, sin embargo, como se ha mencionado, la inclusión de nuevas

tecnologías de energía no convencionales en un país como Colombia, donde su uso no se ha masificado, puede llegar a ser bastantes costoso, por lo tanto, se delega a este ministerio, el otorgar subvenciones y otro tipo de ayudas que fomenten la investigación y el desarrollo de estas tecnologías. Por otro lado, surge algo de gran valor para las universidades, ya que se hace una clara mención de apoyarlas, sean de carácter público o privado, recibiendo apoyo económico si se encuentran adelantando proyectos en esta línea de conocimiento, siempre y cuando estos proyectos sean avalados por Colciencias, esto también incluye a entidades sin ánimo de lucro [3, p. 7].

El Ministerio de Medio ambiente y Desarrollo Sostenible es el encargado de gestionar los recursos naturales, definiendo políticas y regulaciones para los mismos. Como las fuentes no convencionales de energía impactan de una u otra forma al medio ambiente, se delega a este ministerio el incorporar nuevas políticas ambientales, ya que si bien es cierto que las tecnologías de energías no convencionales son favorables con el medio ambiente en gran medida, hay diversos aspectos ambientales que se verán modificados dependiendo de la tecnología a implementar, por lo que se deberán evaluar los pros y los contras para hacer un balance y determinar las alternativas más favorables. Por otro lado, en varios puntos de la ley 1715 también se hace mención de beneficios ambientales, esto quiere decir que, al usar fuentes no convencionales de energía, se podrán recibirán ciertos beneficios tributarios, y es facultad de este ministerio junto con el ministerio de minas y energías, establecer un procedimiento y los requisitos que permitan determinar quién se hace merecedor de los beneficios que pueda expedir el gobierno.

Le corresponde a la Autoridad nacional de licencias ambientales, *“establecer un ciclo de evaluación rápido para proyectos relativos a la ampliación, mejora y adaptación de las redes e instalaciones eléctricas y de hidrocarburos, proyectos de*

FNCE, cogeneración, autogeneración, generación distribuida y de gestión eficiente de la energía que conlleven beneficios para el medio ambiente, en procura de contribuir a garantizar una adecuada calidad y seguridad en el suministro de energía, con un mínimo impacto ambiental y de manera económicamente sostenible para lograr las finalidades señaladas en esta ley” [3, pp. 7-8].

A las Corporaciones autónomas regionales, se les delega también, promover proyectos de fuentes no convencionales de energía y cogeneración. A su vez establecer ciclos de evaluación para los proyectos y permisos, y también coordinar acciones con los planes de gestión eficiente de la energía y fuentes no convencionales [3, p. 8].

1.1.2 Promoción, Desarrollo y Gestión Eficiente de las FNCE. Hasta ahora se ha presentado un panorama general de la ley 1715, donde hay cierta orientación de como el estado y las demás entidades encargadas tienen que actuar para alcanzar los objetivos planteados. A continuación, se presentarán las disposiciones con las cuales el gobierno nacional pretende promover la generación con fuentes no convencionales, así como la gestión eficiente de estas nuevas fuentes; Estas disposiciones están orientadas en dar un aval para que la generación con fuentes no convencionales de energía se dé a conocer, y no se quede en proyectos de ley o en temas de estudio para las universidades.

En primer lugar, se definirán los lineamientos de una política energética que permita que dichas fuentes sean visibles y atractivas para los usuarios, lo que permitirá un mejor desempeño energético. En segundo lugar, como se prevé que estas tecnologías formen parte activa del sistema energético nacional, será indispensable definir los lineamientos técnicos y económicos que orienten la relación de los nuevos puntos de generación con la matriz energética nacional. En tercer lugar, como se espera que estas propuestas sean atractivas económicamente para los usuarios, se

implementarán beneficios fiscales y otros incentivos que serán mencionados más adelante.

Entre los nuevos participantes, que se espera, surjan en la generación de energía eléctrica, se encuentran los auto generadores, que como ya se ha dicho pueden ser a pequeña o gran escala. En algunos casos, estos, tendrán excedentes de energía, que a mediano plazo podrán ser inyectados a la red para recibir cierta remuneración económica según lo expida la CREG, conforme a la ley 142 y 143 de 1994. Sin embargo, antes de que esto se pueda dar, se tendrán que hacer algunos cambios a los sistemas de medición tradicionales, implementando lo que se conoce como medición bidireccional; por lo tanto, los usuarios que quieran formar parte de la red de generación se verán en la necesidad de cambiar sus antiguos medidores, debido a que la ley determina que los medidores son propiedad y obligación de los usuarios finales. A lo mencionado anteriormente, se le conoce como generación distribuida, la cual será remunerada bajo ciertos criterios de evaluación, como lo es el momento en que esta energía se incorpora al sistema de distribución. Cabe resaltar en este punto, que es responsabilidad de la UPME, divulgar la política energética de las fuentes no convencionales de energía, así como también realizar investigaciones sobre los posibles nichos en donde la solución a una posible problemática energética sea la autogeneración a pequeña escala.

Un ejemplo, donde los escenarios de autogeneración a pequeña escala puedan ser una solución es en las zonas no interconectadas, las cuales dependen en gran medida de la generación con diésel. Allí el gobierno espera poder sustituir la generación con diésel por generación con fuentes no convencionales de energía, conforme a los objetivos de la ley 1715. Para lograrlo, se espera desarrollar una serie de incentivos para que los generadores con diésel en las zonas no interconectadas sustituyan sus fuentes primarias de generación por fuentes no convencionales, especialmente aquellas de carácter renovable. Sin embargo, estos

incentivos deben someterse primero a un criterio de evaluación, donde se contrastará con el ahorro y los posibles beneficios obtenidos en caso de ser implementados [3].

“Se pretende crear el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión de la Energía (FENOGE), con el fin de financiar proyectos de autogeneración a pequeña escala en los estratos 1, 2 y 3, donde los usuarios residenciales puedan formar parte de la llamada generación distribuida”. Nuevamente, surge la necesidad de evaluar el costo-beneficio de la financiación de este tipo de proyectos [3, pp. 10-11].

Continuando con lo referente a los incentivos a la generación de energías no convencionales, *“los obligados a declarar renta tendrán derecho a deducir anualmente su renta por los siguientes 5 años por hasta el 50% del valor total de la inversión, si realizan inversiones directas en la investigación, desarrollo en inversión en el ámbito de la producción y utilización de energía a partir de FNCE”.* Por otro lado, habrá un incentivo tributario donde se excluirá de IVA, así como también un incentivo arancelario donde estarán exentos de Derechos Arancelarios de Importación, aquellos elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la pre-inversión, inversión, producción, utilización y medición de energía a partir de FNCE.” [3, p. 11].

Entre las fuentes de energía no convencionales que la Ley 1715 pretende impulsar se encuentran las siguientes: biomasa forestal y agrícola, energía de residuos, energía solar, energía eólica, energía geotérmica, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y energía mareomotriz; y para cada una de estas fuentes se dictan diferentes disposiciones correspondientes con las características de su funcionamiento y los requisitos que deben cumplirse para entrar dentro de la clasificación de energía no convencional. También, es preciso que el gobierno

defina parámetros ambientales que protejan al medio ambiente de los impactos generados con la incursión de estas nuevas fuentes de energía.

Finalmente, se prevé la cooperación internacional para el desarrollo de las FNCE con los países limítrofes, teniendo en cuenta buena parte de las zonas no interconectadas se encuentra en las fronteras nacionales. A su vez se espera exista una transferencia tecnológica, fomentando la cooperación en el desarrollo de las FNCE, lo que permitirá estar a la vanguardia con los últimos avances generados en esta línea de conocimiento.

1.2 LA LEY 1715 Y LA GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una de las principales fuentes de generación de energía no convencional, y la ley 1715 reconoce la importancia de la misma, por lo tanto, si se piensa en implementar estos sistemas, se deberá realizar un estudio acorde a la naturaleza de la fuente, que conlleve a la pronta reglamentación técnica por parte de la CREG y el Ministerio de Minas y Energía. Con lo anterior, se espera que la tecnología solar se masifique, por lo tanto sería inadecuado la falta de reglamentación, debido a la ausencia de esta podría incurrirse en errores que afectasen al SIN o el SDL; o aun sin pensar en el deterioro como tal de los activos del sistema, una mala praxis o formas inadecuadas de implementación, podrían generar accidentes, creando así un entorno de desconfianza alrededor del aprovechamiento de la energía solar, lo cual causaría el efecto contrario deseado respecto al desarrollo de las energías no convencionales.

Se espera que con las responsabilidades de promoción delegadas en las diferentes entidades gubernamentales y los incentivos que conllevara el uso de las FNCE, se logre penetrar totalmente en los diversos tipos de instalaciones, es decir ya sea para

uso residencial, industrial o comercial; de igual forma se espera llegar a proyectos de urbanización, independiente de su carácter, municipal o distrital.

Subsecuente al desarrollo de la energía solar en el panorama energético del país, se pretende evaluar la viabilidad de ser aplicado en proyectos en los estratos 1, 2, 3 y de esta forma remplazar el subsidio que ellos reciben relacionado al consumo de electricidad. [3, pp. 14-15].

Para la gran cantidad de proyectos que se prevén desarrollar en este campo, se espera implementar el concepto ya mencionado de medición bidireccional y de esta manera poder obtener una medición neta, con la cual se estará en capacidad de contemplar créditos u otras formas remuneración por inyectar energía a la red; y en el caso de que sea realizado por industrias, comercios y residencias, estos podrán ser contemplados como autogeneradores.

Finalmente, algo que es intrínseco a la explotación de cualquier fuente de energía, es la mitigación de los daños al ambiente, por tal razón, el Ministerio de Minas y Energías, y el Ministerio de Desarrollo sostenible, tendrán que determinar los parámetros ambientales que deberán cumplir los proyectos para la implementación de los mismos.

1.3 LÍMITE DE POTENCIA PARA LA AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA Y GRAN ESCALA

Considerando que los niveles de potencia de la autogeneración pueden afectar la estabilidad, ya sea del SIN, del STR o del SDL, se hace necesario clasificar la autogeneración de potencia en diferentes niveles para desarrollar diversas reglamentaciones, puesto que su comportamiento variara de un nivel a otro. Por ese

motivo la UPME, en ejercicio de sus facultades legales y conforme a la ley 1715 de 2014, resuelve que *“el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala será de un (1) MW, y corresponderá a la capacidad instalada del sistema de generación del autogenerador”* [4].

1.4 EL RETIE Y LAS INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS

El RETIE, es el reglamento técnico de instalaciones eléctricas; y todas las disposiciones allí definidas son de obligatorio cumplimiento, por lo tanto, el RETIE forma parte fundamental cuando se habla de regulación eléctrica en Colombia. El RETIE, tiene la finalidad de evitar los riesgos eléctricos, realizando evaluaciones y estableciendo las medidas necesarias para salvaguardar la seguridad de las personas, por lo cual, este emite una serie de requisitos alrededor de equipos, materiales e instalaciones. Al utilizar fuentes no convencionales de energía, y especialmente la generación fotovoltaica en el entorno residencial, es inherente que este pasará a ser parte de la instalación domiciliaria, por lo tanto, ya será competencia del RETIE establecer parámetros técnicos para su instalación.

En ese sentido, el RETIE establece para las instalaciones solares fotovoltaicas lo siguiente:

“Los paneles solares fotovoltaicos para proveer energía eléctrica a instalaciones domiciliarias o similares y establecimientos públicos, deben cumplir los requisitos de una norma técnica internacional o de reconocimiento Internacional y demostrarlo mediante Certificado de Conformidad de Producto expedido por un organismo de certificación acreditado.

La instalación eléctrica y el montaje de los paneles deben hacerse conforme a la Sección 690 de la NTC 2050, por un profesional competente, quien debe declarar el Cumplimiento del RETIE' [5].

1.5 SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS – SECCIÓN 690 NTC-2050

La norma NTC-2050 conocida también como **Código Eléctrico Colombiano**, establece los requisitos técnicos mínimos exigibles para las instalaciones eléctricas de uso final [6, p. 26].

En su sección 690, el Código Eléctrico Colombiano trata acerca de los sistemas solares fotovoltaicos y las disposiciones allí presentadas se aplican a los sistemas fotovoltaicos de generación de energía eléctrica, incluidos los circuitos eléctricos, unidad o unidades de regulación y controladores de dichos sistemas. Estos sistemas solares fotovoltaicos pueden estar interconectados con otras fuentes de generación de energía eléctrica o ser autónomos y tener o no acumuladores. La salida de estos sistemas puede ser de corriente alterna o de corriente directa.

La sección 690 de la NTC 2050, se subdivide en 8 apartes, como sigue:

- A. GENERALIDADES
- B. REQUISITOS DE LOS CIRCUITOS
- C. MEDIOS DE DESCONEXIÓN
- D. MÉTODOS DE ALAMBRADO
- E. PUESTA A TIERRA
- F. ROTULADO
- G. CONEXIÓN A OTRAS FUENTES DE ENERGÍA
- H. BATERÍAS DE ACUMULADORES

En el aparte de GENERALIDADES se presenta el alcance de la sección, así como las definiciones necesarias para su correcta interpretación y algunos rasgos generales referentes a la instalación de sistemas fotovoltaicos. Es importante destacar que cuando los requisitos de la sección 690 difieran de los establecidos en otras secciones del código, se deben aplicar los de la sección 690. Por otro lado, teniendo en cuenta los detalles técnicos que competen al objetivo de este proyecto de grado, se resalta que la norma permite que un sistema solar fotovoltaico suministre corriente a un edificio o estructura en presencia de la acometida o acometidas conectadas a otros sistemas de suministro de electricidad; esto es clave, pues quiere decir que en el sector residencial se podrán instalar sistemas solares fotovoltaicos que aporten energía a las cargas conectadas, sin dejar de contar con el respaldo de la red, en caso que falte el suministro local. Por otro lado, estos sistemas deben ser construidos de forma modular, de tal manera que si se hace necesario quitar un módulo o panel no se interrumpa la continuidad del servicio. Así mismo, los conjuntos fotovoltaicos montados en el tejado de las viviendas deben tener una protección contra fallas a tierra para reducir el riesgo de incendio.

Respecto a los REQUISITOS DE LOS CIRCUITOS, la norma establece los requisitos referentes a las tensiones máximas de operación, el dimensionamiento de los circuitos y la protección contra sobre corriente. Además de condiciones de seguridad, por ejemplo, en las viviendas familiares o multifamiliares, las partes energizadas de los circuitos de la fuente y de la salida fotovoltaica de más de 150 V a tierra, sólo deben ser accesibles a personas calificadas cuando estén energizadas.

En lo referente a los MEDIOS DE DESCONEXIÓN, la norma establece los requisitos sobre como instalar los medios que desconectaran todos los conductores o portadores de corriente en una fuente de energía fotovoltaica de todos los demás

conductores en una edificación o estructura, además de otras disposiciones referentes a la desconexión de los equipos fotovoltaicos, fusibles, interruptores y desactivación de un conjunto fotovoltaico. En algunos casos, según lo especifique la norma, se deben instalar letreros que adviertan del riesgo eléctrico, pues los módulos fotovoltaicos se energizan cuando están expuestos a la luz y el personal no calificado puede cometer imprudencias sino se cuenta con la señalización adecuada.

Respecto a los MÉTODOS DE ALAMBRADO, la norma establece los sistemas de alambrado permitidos, así como los métodos y accesorios. También define las características a tener en cuenta en la interconexión de componentes y los conectores permitidos. Así como el acceso a las cajas, ya sean de unión, de paso o de salida que se ubican detrás de los módulos o paneles solares.

La sección 690 de la NTC 2050, también hace referencia a la PUESTA A TIERRA de los sistemas fotovoltaicos y define que todas las fuentes de energía fotovoltaica deben tener un conductor puesto sólidamente a tierra. Entre otras cosas también establece la puesta a tierra de equipos, la sección transversal del conductor de puesta a tierra de equipos y el sistema electrodo de puesta a tierra.

En cuanto al ROTULADO de los sistemas fotovoltaicos, la norma establece que los módulos deben estar rotulados con la identificación de la polaridad de los cables o terminales, la corriente nominal máxima del dispositivo de protección del módulo contra sobre corrientes y los siguientes valores nominales:

- 1) Tensión de circuito abierto
- 2) Tensión de operación
- 3) Tensión máxima admisible del sistema
- 4) Corriente de operación

- 5) Corriente de cortocircuito
- 6) Potencia máxima

De igual forma, cerca del medio de desconexión de la fuente de energía fotovoltaica, se debe poner un rotulo que contenga los siguientes valores nominales:

- 1) Corriente de operación
- 2) Tensión de operación
- 3) Tensión de circuito abierto
- 4) Corriente de corto circuito

De más importancia para este proyecto, la norma define los requisitos para la conexión a otras fuentes de energía, donde se tiene en cuenta la pérdida de tensión del sistema, la capacidad de corriente del conductor neutro, las interconexiones desbalanceadas (monofásicas o trifásicas) y los puntos de conexión.

Finalmente, en esa sección 690 de la NTC-2050, también se dictan algunas disposiciones relacionadas con las baterías de acumuladores, su instalación en viviendas, estado de carga, puesta a tierra y la interconexión de las mismas con el resto del sistema.

1.6 PROYECTO DE DECRETO “AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y MEDICIÓN INTELIGENTE”

En la etapa de documentación del presente trabajo de grado, la búsqueda de leyes que orientan el panorama energético del país en torno a la autogeneración con fuentes no convencionales de energía dio un resultado casi nulo; sin embargo, se

encontró el siguiente proyecto de ley con el que se pretende a futuro regular la autogeneración a pequeña escala [7]:

- **Artículo 1. Medición inteligente.** Se espera implementar la medición inteligente, teniendo como meta que para el 2030 un mínimo del 95% de la población usen estos sistemas. Al efectuar este cambio se pretende mejorar la calidad del servicio de medición, a su vez se impactará en la gestión eficiente de la energía, y bien podría llegar a pensarse en el concepto de medición bidireccional que se menciona en la ley 1715. El Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, recibirán recomendaciones acerca de las características de los medidores a implementar, por parte de La Unidad de Planeación Minero Energética, siendo esta la encargada de ver que se necesitara de acuerdo a las proyecciones realizar por dicha entidad. Será competencia de El Ministerio de Minas y Energía, realizar los ajustes necesarios en el reglamento técnico y a su vez determinar los tiempos que dispondrán las diferentes entidades para ejecutar actividades acordes al desarrollo del fin establecido en el proyecto de ley. La Comisión de Regulación de Energía y Gas realizará ajustes regulatorios y demás condiciones que sean necesarias para implementar la medición inteligente.
- **Artículo 2. Transición de autogeneración a pequeña escala.** Se estipula que los autogeneradores a pequeña escala, tendrán permitido entregar sus excedentes de autogeneración siempre y cuando cumplan con los requisitos de medición establecidos por la CREG, teniendo en cuenta que dichos requisitos estarán sujetos a la cantidad de potencia instalada en dichas plantas de autogeneración.
- **Artículo 3. Parámetros para ser considerado autogenerador a pequeña escala.** La energía que se genere será utilizada para su propio consumo, sin

necesidad de usar los activos del STN, STR y del SDL. Dichos activos podrán ser propiedad de la persona, ya sean de carácter natural o jurídico, o inclusive de un tercero y su capacidad de operación podrá ser llevada a cabo por los propietarios o terceros. Finalmente, la potencia instalada para un generador a pequeña escala deberá seguir lo establecido por la UPME.

- **Artículo 4. Condiciones para la conexión de autogeneradores a pequeña escala.** Principalmente la CREG, deberá desarrollar el procedimiento para la conexión de autogeneradores a pequeña escala a la red, en este procedimiento deberán encontrarse tiempos máximos, requisitos técnicos mínimos, y las razones por el cual el operador de red podrá negar las solicitudes de conexión.
- **Artículo 5. Contrato de respaldo de la red.** Los autogeneradores a pequeña escala, si se encuentran bajo la definición de usuarios regulados, no se ven en la obligación de suscribir un contrato de respaldo de disponibilidad de capacidad de la red.
- **Artículo 6. Remuneración de excedentes de energía.** La CREG será la entidad encargada de definir la forma en que se realizará la remuneración de excedentes, la remuneración deberá desarrollarse de forma periódica y expedita, considerando las características técnicas de la medición, y acorde a la capacidad instalada del usuario.
- **Artículo 7. Reportes de información de capacidad de autogeneración.** Los distribuidores deberán entregar a la UPME la información necesaria de las fuentes no convencionales de energía que se encuentran conectadas a su sistema, esta información incluirá tipo de usuario, tecnología, capacidad instalada, nivel de tensión en el punto de conexión, valores históricos de autogeneración inyectada al sistema, y demás parámetros que sean solicitados.

2. COMPARACIÓN DE LA SECCIÓN 690 DE LA NTC-2050 VS LA NFPA-70 DEL 2014

La NTC-2050 (Código Eléctrico Colombiano) y la NFPA-70 (National Electric Code) son normas desarrolladas por entidades privadas para ser usadas y aplicadas por el estado que las adopte [6], [8]. La NTC-2050 fue actualizada por última vez en el año 1998 tomando como base la NFPA-70 del año 1996, por lo que se hace necesaria una nueva actualización de las disposiciones allí presentadas, ya que a lo largo de todos estos años el sistema eléctrico ha sufrido grandes cambios, especialmente lo referente a la instalación y uso de generación solar fotovoltaica, donde se han producido significativos avances tecnológicos. Por ese motivo, se presentará a continuación los resultados obtenidos de la comparación de la sección 690 de estas normas, referente a la instalación y mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas, buscando resaltar aquellas disposiciones que hayan quedado obsoletas, o de otra manera, aquellas que hayan surgido por la inclusión de los últimos avances tecnológicos.

La comparación entre las dos secciones se hizo desglosando cada capítulo y cada artículo y enfrentándolo con su contraparte, para poder apreciar en detalle las diferencias y similitudes.

2.1 COMPARACIÓN DE LAS GENERALIDADES

Para las dos normas, en el alcance de cada sección se da a conocer de manera general a cuáles elementos aplicaran las disposiciones allí presentadas, teniendo en cuenta los componentes que se incluyen dentro de un sistema solar fotovoltaico, como lo son, los circuitos electrónicos y controladores para cada tipo de sistema.

Desde ahí ya se puede apreciar una diferencia entre las dos normas, pues la NFPA-70 distingue tres tipos de sistemas, interactivo, híbrido y autónomo; de los cuales, el híbrido no se encuentra dentro de las definiciones ni a lo largo de toda la sección de la NTC-2050.

En las definiciones presentadas al inicio de cada sección se aprecia de forma global la desactualización de la NTC-2050, pues su contraparte añade elementos relacionados con los nuevos avances tecnológicos, como lo son los módulos de corriente alterna, combinadores de corriente directa, inversores multimodo y sistemas fotovoltaicos integrados a los edificios, así como los ya mencionados sistemas híbridos.

En lo referente a instalación, ambas normas permiten que los sistemas solares fotovoltaicos suministren energía a un edificio o estructura, además de las acometidas de otras fuentes de suministro, como la red local de energía. También especifican que los equipos, como son, inversores, grupos electrógenos deben estar identificados para su uso en sistemas solares fotovoltaicos; ahí la NFPA-70 incluye los combinadores de fuente-circuito, convertidores DC-DC y controladores de carga. Por otro lado, es importante resaltar el énfasis que hace la NFPA a que la instalación y mantenimiento se haga solamente por personal calificado, esto con el fin de garantizar la seguridad y confiabilidad de la instalación, lo que no se especifica en la Norma Colombiana. Por último, respecto a la instalación, la NFPA añade el uso de inversores múltiples, que pueden ser instalados dentro o sobre un edificio o estructura.

En cuanto a la protección de fallas a tierra, tanto la NFPA-70 como la NTC-2050 dan importancia a la detección de la falla y la capacidad de apertura del sistema, sin embargo, la NFPA, es más específica al remitir a requisitos que se encuentran en

otras secciones, además exige que aparte de detectarse la falla, se debe dar también un aviso que indique que ha ocurrido la falla.

Como ya se ha mencionado, nuevos desarrollos tecnológicos han surgido en el área de la generación fotovoltaica, por lo que la NFPA-70 añade disposiciones para el uso de las mismas, buscando siempre garantizar la operación segura y confiable de estos nuevos dispositivos.

2.2 COMPARACIÓN DE LOS REQUISITOS DE LOS CIRCUITOS

Una de las variables más importantes en un sistema solar fotovoltaico es la tensión, por lo que hay que distinguir los diferentes tipos de tensión que se presentan en la operación de estos sistemas, uno de ellos es la tensión máxima, la cual es definida por la NFPA-70 como la suma de la tensión en circuito abierto de los módulos conectados en serie, mientras que su contraparte considera como tensión máxima la mayor tensión que se encuentre entre dos conductores, ya sea un sistema trifilar o bifilar, y considerando ambas normas, en caso de ser necesario, la corrección por temperatura. Por otro lado, la NTC-2050 permite bajo ciertas restricciones, circuitos fotovoltaicos con una tensión máxima de 600 V, mas no contempla su uso en viviendas, sin embargo, la NFPA-70 considera que en viviendas unifamiliares y dúplex podrán alcanzarse niveles de tensión de hasta 1000 V.

Otra de las variables importantes es la corriente del sistema, para ello ambas normas establecen los mismos requerimientos para el dimensionamiento y corriente de los circuitos, donde se tienen en cuenta la capacidad y régimen de los dispositivos de sobrecorriente, así como, los sistemas con varias tensiones de corriente continua. Sin embargo, la NFPA-70 añade el dimensionamiento de los conductores del módulo de interconexión.

Otro de los requisitos a tener en cuenta, es la protección contra sobrecorriente de los circuitos, equipos, transformadores de potencia, y circuitos de fuente fotovoltaica. Donde, ambas normas establecen los mismos requerimientos, su pequeña diferencia radica en los detalles: La NFPA-70 hace mención de los valores normalizados para las protecciones y remite a la tabla 240.6, mientras que la norma NTC-2050 no lo hace, pero da a entender al personal calificado que se remita a dichos valores.

La NFPA 70 distingue desde su alcance los tres tipos de sistemas FV, en lo referente a los requisitos de los circuitos, separa los sistemas autónomos y dicta disposiciones exclusivas para este tipo de sistemas. Permite que la salida de inversores autónomos suministre potencia de corriente alterna a los medios de desconexión de un edificio o estructura y establece las pautas para calcular el calibre y la protección de los circuitos. Por otro lado, es clara diciendo que no son necesarios el almacenamiento de energía o alimentaciones de potencia de respaldo.

Para finalizar con los requerimientos de los circuitos, la NFPA-70 añade dos características no presentes en la Norma Colombiana, una es la protección de fallas de arco, muy importante en instalaciones ubicadas en lugares propensos a incendios; y la otra es la respuesta a parada de emergencia en conjuntos fotovoltaicos sobre edificios.

2.3 COMPARACIÓN DE LOS MEDIOS DE DESCONEXIÓN

Ambas normas definen las disposiciones para edificios o estructuras alimentadas por un sistema fotovoltaico, garantizando que se proporcionen medios adecuados para desconectar todos los conductores DC no puestos a tierra, donde se establece también, que estos medios deberán ser instalados en un lugar de fácil acceso, con

su respectivo rotulo que permita identificarlos como medio de desconexión del sistema fotovoltaico. Sin embargo, la Norma Colombiana no especifica nada acerca del rotulado de los medios de desconexión.

También se deben instalar medios de desconexión para equipos, como inversores, baterías, controladores de carga y similares de todos los conductores no puestos a tierra de todas las fuentes de energía. Aquí la NFPA añade disposiciones relacionadas con los nuevos avances tecnológicos, como son los inversores utility-interactive, que se utilizan para conectar módulos fotovoltaicos a redes de distribución y los combinadores DC montados en techos de viviendas u otros edificios.

En cuanto a los tipos de desconexión utilizados, no existen grandes diferencias, pues ambas normas establecen que deberán consistir de uno o varios interruptores o interruptores automáticos accionables manualmente en caso de falla de la fuente de alimentación; y en caso de que los medios de desconexión puedan ser energizados en la posición de abierta, un signo de advertencia deberá estar montado adyacente o en los medios de desconexión.

Para finalizar con este aparte, en lo referente a instalación y mantenimiento de un conjunto de paneles, la NTC-2050 estipula que deberá existir un medio que permita desactivar un conjunto o partes del conjunto, pero no especifica cuales medios podrían utilizarse, mientras que la NFPA-70 establece que, mediante la apertura del circuito, cortocircuitando o colocando sobre las celdas de una cubierta opaca se podrá desactivar un panel o grupo de paneles para instalación y mantenimiento.

2.4 COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS DE CABLEADO

Al realizar una instalación solar fotovoltaica es importante tener en cuenta los métodos de cableado, para ello, tanto la NFPA-70 como la NTC-2050 establecen los lineamientos necesarios para la correcta ejecución de estos procesos, nuevamente se encuentran algunas diferencias entre las dos, las cuales serán resaltadas a continuación. En primer lugar se establecen los métodos permitidos para los sistemas de cableado, donde la norma colombiana permite el uso de cable de un solo conductor, cables de calibre pequeño y cables y cordones flexibles siempre y cuando se cumplan ciertas condiciones; por el otro lado la NFPA-70, permite los mismos, adicionando los cables multiconductores y los cables flexibles de hilo fino, además de esto exige que los circuitos del sistema solar fotovoltaico no sean instalados dentro de las mismas canalizaciones, bandejas portacables o similares de otros sistemas no fotovoltaicos, teniendo que estar estos mismos circuitos agrupados e identificados. También la NFPA-70 establece lineamientos para los circuitos de fuente fotovoltaica de sistemas integrados sobre las fachadas de los edificios, donde exige que estos sean puestos en canalizaciones metálicas tipo MC metalclad o encerramientos metálicos.

En este aparte de la sección 690 de ambas normas, también se define la interconexión de componentes, donde ambas normas permiten conectar los módulos o componentes con los accesorios y conectores destinados para que queden ocultos una vez montados, si están certificados para dicho uso. Además, los elementos interconectados deben tener los mismos valores de aislamiento, aumento de temperatura y soporte de corriente de falla.

En lo referente a los conectores utilizados, para ambas normas, estos deberán ser polarizados y de configuración que no permita intercambio con tomacorrientes de otros sistemas eléctricos en el predio, a su vez deben ser construidos e instalados

de modo que eviten el contacto accidental de las personas con partes energizadas. Serán del tipo que permita su enclavamiento o bloqueo, pero de fácil acceso y aquellos usados en circuitos de más de 30 V nominales, necesitarán una herramienta para abrirlos. La NFPA-70 añade, que la desactivación de los circuitos, necesitará una herramienta para abrir y estará marcado con una señal de advertencia que indique que no se puede desconectar bajo carga o que no debe ser usado para interrumpir corriente.

Por último, en este aparte, la NFPA añade un artículo no presente en la norma colombiana, referente a los sistemas de energía fotovoltaica sin conexión a tierra, donde establece los lineamientos para los desconectadores, la protección de sobrecorriente y de falla a tierra, los conductores de las fuentes fotovoltaicas, el sistema de baterías, los inversores y controladores de carga.

2.5 COMPARACIÓN DE LA PUESTA A TIERRA

Los sistemas de puesta a tierra cumplen una importante función directamente relacionada con la seguridad de las personas y protección de las instalaciones, por lo cual, la NFPA-70 y la NTC-2050 dedican un apartado de la sección 690 a los lineamientos que permitan una instalación segura y eficiente de los sistemas de puestas a tierra. Subsecuente con lo mencionado y como se ha tratado este capítulo, se presenta la revisión de las similitudes y diferencias entre las dos normas.

En ambos reglamentos se inicia dejando claro que, a partir de los 50 voltios, en sistemas bifilares y en sistemas trifilares su conductor de neutro debe estar puesto a tierra; sin embargo, una notoria diferencia es que la NFPA-70 hace una excepción

que remite al Artículo 930.5, donde se habla de sistemas fotovoltaicos no conectados a tierra, sistemas que no son contemplados por la NTC-2050.

Las dos normas marcan necesidad de la puesta a tierra en los circuitos de DC haciendo la recomendación de que dicha conexión se realice en un punto cercano a la fuente fotovoltaica, pues de esta manera se obtendrá un blindaje mayor contra los aumentos de tensión desencadenados por los rayos.

En cuanto a los equipos de la instalación fotovoltaica se tiene concordancia en las dos normas, que se deben poner a tierra todas las partes metálicas, es decir, los equipos y envolventes de conductores que no conducen corriente. La diferencia en este punto, es que la norma colombiana se queda en este dictamen y la NFPA-70 abarca de forma más detallada los equipos de puesta a tierra. De esta manera, la NFPA-70 indica que será necesario equipotencializar los equipos con el conjunto fotovoltaico mediante un conductor de puesta a tierra; también, que se debe asegurar que los equipos, marcos metálicos u estructura de montaje, faciliten dicha conexión. Por otro lado, destaca que todos los dispositivos y sistemas usados para la puesta a tierra de los marcos, deben estar identificados conforme a su propósito; y por último permite la unión de marcos metálicos entre módulos adyacentes.

En relación a las canalizaciones del sistema fotovoltaico, se determina que los conductores de puesta a tierra deben ir juntos en un solo conducto o cable, o si estos conductores deben abandonar la vecindad, podrán ir también en la canalización de los conductores del sistema fotovoltaico, con el fin de aislar lo relativo al sistema fotovoltaico, de la instalación eléctrica de la residencia.

Haciendo mención al calibre del conductor de conexión de puesta a tierra y las diferencias entre ambas normas referentes al cálculo del mismo se tiene lo siguiente: En la NTC 2050, siempre y cuando la corriente de corto de la fuente

fotovoltaica sea menor al doble de la corriente nominal del dispositivo de protección contra sobre corriente, el conductor de puesta a tierra deberá tener una sección no menor a los conductores de los equipos, si no se cumple esta condición la NTC remite al artículo 250-95, el cual lleva a una tabla que confronta corriente del sistema de protección y calibre de conductores; por otro lado la NFPA-70 no tiene las consideraciones anteriores, pues remite inmediatamente a la tabla. (Se puede dar el caso de que no se tenga dispositivo contra sobre corriente, entonces se maneja de igual forma la tabla, pero suponiendo sobre corriente máxima del circuito FV) Además de esto, la NFPA hace mención de conductores de puesta a tierra de los equipos, donde trata especificaciones para conductores menores que 6 AWG, uso de conductores solidos no trenzados y conductores de electrodo para conjuntos FV.

En cuanto a los electrodos de puesta a tierra, la principal diferencia entre la NFPA-70 y la NTC-2050, es que la NTC 2050 no hace distinción en relación a las características de la corriente, en cambio la NFPA-70 divide este artículo en sistemas de corriente alterna, sistemas de corriente continua, sistemas de corriente alterna y continua, y hace mención acerca del uso de electrodos adicionales.

Finalmente, la NFPA-70 añade algunos artículos para la continuidad de los sistemas de puesta a tierra de los equipos, fuente fotovoltaica y conductores de circuito de salida, donde exige que al remover cualquier equipo que desconecte la conexión equipotencial, se deberá instalar un puente equipotencial mientras ese equipo esta removido para mantener el sistema a tierra; así mismo establece los requerimientos de estos puentes equipotenciales.

2.6 COMPARACIÓN DEL ROTULADO

A la hora de hacer mantenimiento u operaciones de maniobra en un sistema eléctrico se hace necesario saber sobre que parte, sección o elementos del sistema se está ejecutando esta acción, por esta razón es fundamental que los elementos de un sistema eléctrico estén debidamente rotulados para evitar en lo posible operaciones erróneas o que personal no calificado acceda u opere los sistemas. Así, la NFPA-70 y la NTC-2050 definen los requerimientos para el rotulado de los sistemas solares fotovoltaicos.

Ambas normas exigen que los módulos deben estar rotulados con la polaridad de los cables o terminales, la capacidad máxima del dispositivo de protección de sobrecorriente del módulo y valores de régimen tales como la tensión de circuito abierto y la tensión de operación. De igual forma se exige que para las fuentes fotovoltaicas, se suministre una placa de identificación permanente, ubicada en los medios de desconexión, indicando valores como el punto de potencia de máxima corriente y el punto de potencia de máxima tensión. A partir de lo anterior, la NFPA-70 añade requerimientos adicionales a nuevos elementos del sistema fotovoltaico, como los módulos de corriente alterna, los puntos de interconexión en sistemas interactivos y los sistemas fotovoltaicos que almacenan energía.

Por ultimo define también, los requerimientos para instalaciones con sistemas autónomos, y sistemas conectados al servicio público de energía donde exige el uso de una placa de identificación visible y en el exterior de la edificación, indicando los medios de desconexión tanto del sistema fotovoltaico como del servicio público.

Lo ya mencionado se encuentra en ambas normas, a excepción de los requerimientos de rotulado para los módulos de corriente alterna, los puentes de

interconexión en sistemas interactivos y los sistemas de almacenamiento de energía añadidos por la NFPA-70.

2.7 COMPARACIÓN DE LA CONEXIÓN A OTRAS FUENTES

La autonomía de un sistema solar fotovoltaico se logra principalmente si se conecta con otros sistemas de suministro de energía, como por ejemplo la red local. Para garantizar la seguridad y confiabilidad, ambas normas definen los requerimientos necesarios para este tipo de conexión.

En primer lugar, la NFPA incluye dos artículos no presentes en la norma colombiana que hacen referencia a la desconexión de carga y a la identificación del equipo interactivo, allí se establece que el medio de desconexión de una carga que tenga múltiples fuentes de potencia, debe desconectar todas las fuentes cuando este en posición desconectado, por otro lado, solo se permitirán como sistemas interactivos los inversores y módulos de AC aprobados e identificados para tal fin.

Seguidamente, ambas normas coinciden en que cuando se presente pérdida de energía y tensión en un sistema interactivo, el inversor o módulo de AC deberá desconectar automáticamente todos los conductores no puestos a tierra de ese y de los demás sistemas hasta que la tensión de la red haya sido restablecida.

En tercer lugar, la NTC-2050 define la capacidad de corriente del conductor neutro; artículo que es eximido en su contraparte.

Respecto a las interconexiones desbalanceadas, para salidas monofásicas de inversores o módulos de AC en sistemas interactivos, la NFPA-70 establece que se deben conectar a sistemas de potencia trifásicos a fin de limitar las tensiones desequilibradas a no más del 3%, mientras que la norma colombiana define que la

salida de un inversor monofásico no se debe conectar a un circuito trifilar o tetrafilar que sea derivado de una acometida de un transformador conectado en delta. Por otra parte, para inversores trifásicos y módulos trifásicos de AC en sistemas interactivos, ambas normas coinciden en que se desconectarán todas las fases bajo pérdida o desequilibrio de tensión, a menos que el sistema interconectado esté diseñado de modo que no se produzcan desequilibrios importantes.

Por último, ambas normas definen los requerimientos para los puntos de conexión. En esta parte, la NTC-2050 separa el lado de suministro del lado de carga; para el lado de suministro, permite que la salida de un inversor interactivo de servicio esté conectada al lado de suministro de los medios de desconexión de la acometida, mientras que para el lado de carga se deben cumplir requerimientos para el medio de desconexión, la capacidad del conductor, la protección de falla a tierra y la marcación de los equipos que tengan dispositivos de protección de sobrecorriente. Por otro lado, la NFPA-70 define los requerimientos tanto para el lado de carga, los sistemas eléctricos integrados y sistemas de más de 100kW; además, define por separado los requerimientos necesarios para los inversores interactivos conectados a la red local de suministro.

2.8 COMPARACIÓN DE LAS BATERÍAS DE ACUMULADORES

Las baterías acumuladoras son parte fundamental de un sistema fotovoltaico si se quiere contar con la autonomía suficiente, pues estas brindan la energía almacenada durante las horas de nula intensidad solar.

En ambas normas remiten a lineamientos encontrados en la sección 480 sobre baterías acumuladoras y se determina que para que las celdas de baterías

interconectadas se consideren puestas a tierra, la fuente fotovoltaica debe estar acorde al artículo 690.41.

Los artículos que hacen referencia a la tensión de operación y resguardo de las partes vivas tienen gran similitud, en ambas normas se dictamina que la tensión en las baterías de almacenamiento en viviendas deben estar conectadas de modo tal que no se superen los 50 voltios, y como es de esperarse, las partes energizadas deben estar instaladas de modo que estén protegidas contra contactos accidentales de las personas, también ambas normas concuerdan en la necesidad de instalar limitadores de corriente, cuando la corriente de corto circuito de las baterías sea mayor a la capacidad nominal de interrupción de los equipos del circuito.

En el aparte de instalación, la NFPA-70 se diferencia de la norma colombiana, en que esta adiciona literales para: La instalación de cubiertas no conductoras y bastidores conductivos, desconexión de circuitos de baterías en serie, medios de desconexión para el mantenimiento, sistemas de más de 48 V, así como también, lineamientos para la protección y desconexión de sobrecorriente. Se observa a groso modo como la NFPA-70 a diferencia de la NTC-2050 contempla el uso de envases con protección contra descargas electrostáticas para evitar accidentes que pueden darse bajo determinadas circunstancias, también considera la necesidad de contar con medios de desconexión para las baterías de 24 V, dejando claro que al retirar una batería con su respectivo conductor de puesta a tierra no se debe perder la conexión de puesta a tierra del resto de las baterías; de igual forma contempla los requerimientos que permitirán la conexión de baterías a más de 48 V.

Para finalizar, la acumulación de energía en baterías requiere un control de la carga, por esto, tanto en la NFPA-70 como en la NTC-2050 se hace mención de la necesidad de instalar equipos que indiquen el estado de carga; sin embargo, en la NTC-2050 se hace una excepción, no siendo necesario la instalación de estos

equipos si los valores de fuentes fotovoltaicas coinciden con la tensión nominal y los requisitos de carga para las celdas interconectadas. Por otra parte, la NFPA-70 incluye un proceso más preciso en su excepción, que contempla el multiplicar la corriente de carga máxima por una hora, y si esta es menor que el 3% de la capacidad de la batería, será requerido dicho control.

La NFPA-70 añade también los requerimientos para el controlador de carga desviada, y convertidor de corriente directa Buck/Boost.

Para terminar, ambas normas realizan las mismas recomendaciones referentes al tipo de cables y su calibre, y como estos cables deben estar listados e identificados para uso pesado y con resistencia a la humedad.

2.9 SISTEMAS MAYORES DE 1000 VOLTIOS

Este aparte referente a sistemas solares fotovoltaicos con tensiones mayores a 1000 V de corriente continua solo está presente en la NFPA-70, allí la norma establece que este tipo de sistemas cumplirán con la sección 490 de la misma norma y con los demás requisitos para instalaciones sobre 1000 V. De igual forma, permite el uso de productos listados para este fin.

Para finalizar, se establecen las tensiones usadas para seleccionar los cables y el equipo de la siguiente forma: Para el circuito de baterías, será la tensión más alta que se experimente bajo las condiciones de carga o de ecualización. Para circuitos fotovoltaicos, será la máxima tensión del sistema en los circuitos de la fuente y de salidas fotovoltaicas.

2.10 CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

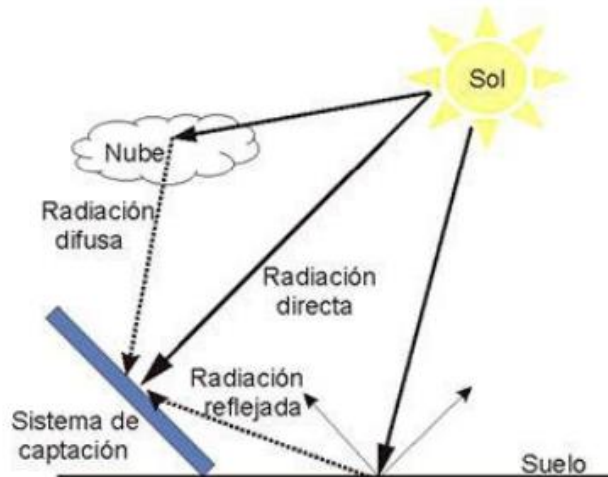
Finalmente, la NFPA-70 añade un capítulo adicional referente a la carga de vehículos eléctricos, no presente en la norma colombiana, donde establece que los sistemas fotovoltaicos usados directamente para cargar vehículos eléctricos deberán cumplir con el artículo 625; también que los acopladores para vehículos eléctricos deben cumplir con el artículo 625.10 y para terminar establece de acuerdo con el artículo 625.19, que la desconexión automática de los cables no es necesaria para sistemas fotovoltaicos con tensiones máximas inferiores a 80 voltios DC.

3. CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS EN INSTALACIONES RESIDENCIALES

La radiación solar es la energía que emite el sol. Dicha energía tiene su nacimiento en las diversas reacciones en el núcleo de la estrella y viaja por todo el espacio. En el momento que la radiación solar llega a la tierra sufre diversos procesos que la debilitan o interfieren en la dirección original de la onda, estos se clasifican en dispersión, reflexión, absorción por moléculas de gases y partículas en suspensión, además de los ya mencionados, existirán otros factores que incidirán sobre la cantidad de radiación disponible en la superficie terrestre, los cuales son la latitud, longitud y elevación de determinado punto en el globo terráqueo. De tal forma la radiación que llega a la tierra podrá clasificarse en radiación directa, difusa y global [9].

Para el proceso de generación eléctrica fotovoltaica se tiene en cuenta la radiación que llega a la tierra, llamada irradiancia y definida como la potencia por unidad de área normal a la dirección de propagación expresada en vatios por metro cuadrado (W/m^2). La radiación puede llegar de manera directa o de manera indirecta (conocida también como radiación difusa) tal como se observa en la Figura 2.

Figura 2. Radiación directa y difusa



Fuente: Potencial Natural para el desarrollo fotovoltaico en Colombia. Pasto, 2014. Institución Universitaria CESMAG. Programa de Ingeniería Electrónica.

Los paneles solares son fabricados teniendo en cuenta condiciones estándares de irradiancia iguales a 1000 W/m^2 y de temperatura igual a 25°C , lo que quiere decir que, si se adquiere un panel, éste generará su potencia nominal siempre y cuando las condiciones de irradiancia y temperatura sean las mencionadas, de lo contrario, la potencia generada será directamente proporcional a la irradiancia recibida. Por otro lado, la temperatura es un factor que, si bien influye, no afecta de forma significativa la eficiencia del panel [9].

En el proceso de generación fotovoltaica, además de la irradiancia, se debe tener en cuenta el brillo solar, es decir, el tiempo durante el cual incide la luz solar directa sobre alguna localidad, entre el alba y el atardecer. Si se unen las variables irradiancia y brillo solar, se obtiene la insolación, que viene siendo la cantidad de radiación que llega a la superficie de la tierra en un día. Entre mayor sea la insolación en una región mayor será su potencial de generación eléctrica [9].

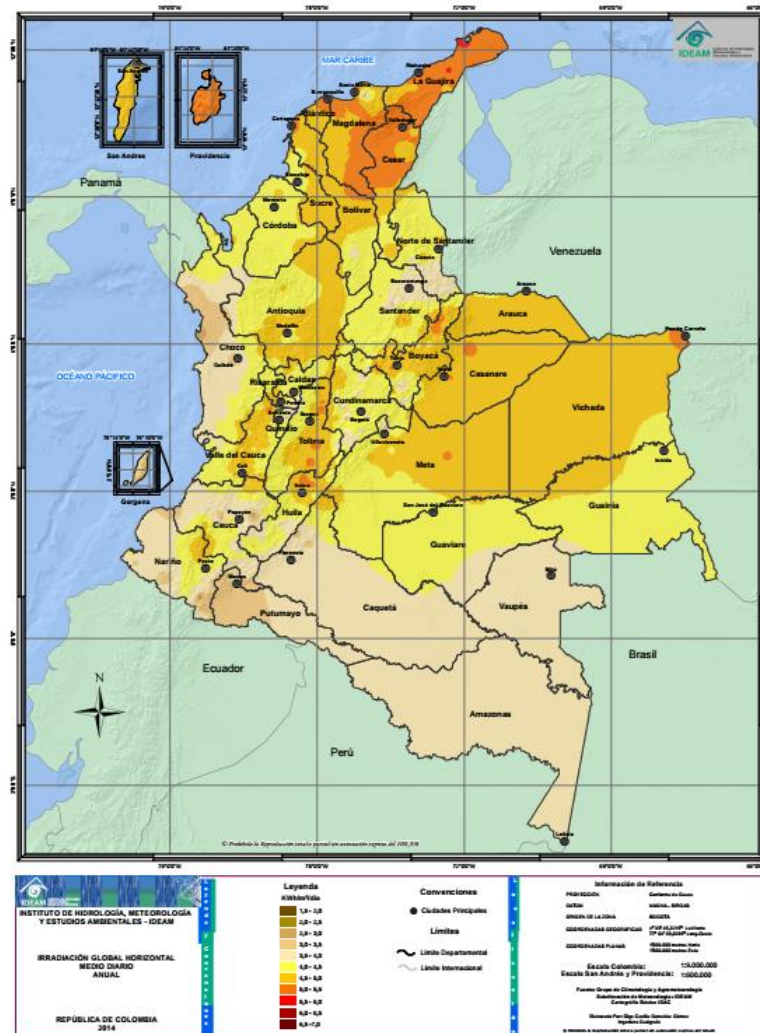
En el mercado actual, existen diferentes tecnologías de fabricación de paneles solares relacionadas con el tipo de radiación que reciban. Entre los más conocidos se encuentran los de tecnología cristalina, basados en obleas de un relativo alto calibre; estos pueden ser de silicio mono-cristalino o poli-cristalino, los cuales presentan una buena eficiencia ante la radiación directa. Otro tipo de tecnología está conformada por paneles solares de película delgada, fabricados con diversos materiales como el silicio amorfo, que presentan una buena eficiencia si reciben radiación difusa. Se hace necesario entonces conocer las condiciones de radiación de una zona para determinar el tipo de tecnología que garantice el máximo aprovechamiento de la energía disponible [9].

3.1 RADIACIÓN SOLAR EN COLOMBIA

El IDEAM es el ente encargado a nivel nacional de realizar el seguimiento a la radiación solar; dicha entidad cuenta con el mayor número de estaciones y de mayor cobertura, por lo tanto, se confía en que el IDEAM es la fuente con mayor precisión en la medición de las variables ambientales en Colombia. De acuerdo a mediciones realizadas por dicha entidad, en Colombia se tiene niveles de irradiación entre 5.5 y 6 kWh/m² al día para la zona norte y la región Caribe y valores mínimos entre 3 y 3.5 kWh/m² al día para la región Pacífica. En promedio en el país se cuenta con una irradiación de 4.5 kWh/m²/día, la cual supera el promedio mundial de 3.9 kWh/m²/día, y está muy por encima del promedio recibido en Alemania (3.0 kWh/m²/día) país que hace mayor uso de la energía solar fotovoltaica a nivel mundial [10].

De acuerdo con el atlas de radiación solar del IDEAM, regiones particulares del país como la zona Andina reciben en promedio una irradiación de 4.5 kWh/m²/día, tal como se puede apreciar en la Figura 3.

Figura 3. Niveles de Irradiación en Colombia



Fuente: Instituto de Hidrología, Meteorología e Investigaciones Ambientales (IDEAM). Temperatura máxima y mínima absoluta para Bucaramanga. 2010.

De acuerdo con lo anterior, en general, Colombia cuenta con un gran potencial solar en todo su territorio, por lo que la generación fotovoltaica se puede considerar un nicho de oportunidad con potencial para brindar beneficios importantes al sector energético nacional, teniendo en cuenta por otro lado los costos decrecientes de la

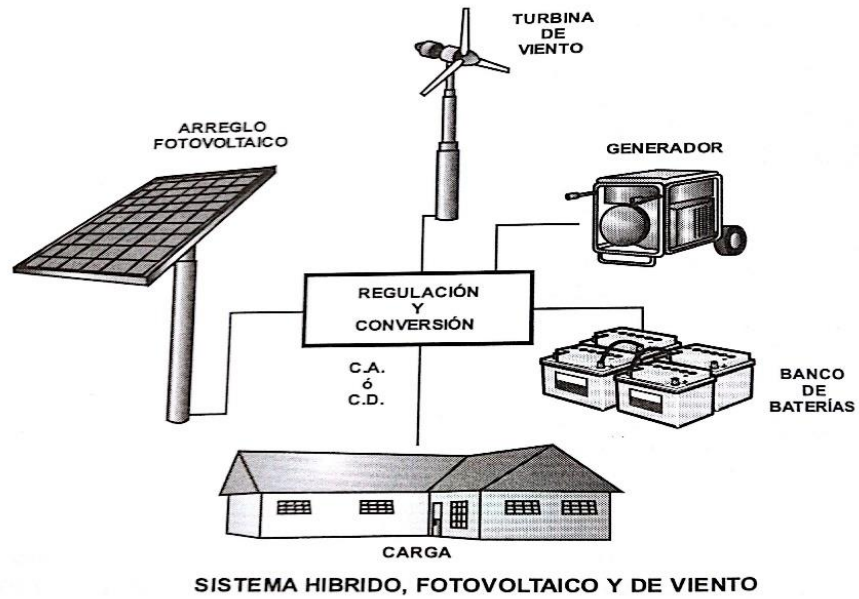
tecnología, especialmente de los módulos fotovoltaicos, que han llevado a que el costo nivelado de la energía solar FV hoy en día resulte competitivo en algunos casos con las tarifas del mercado minorista de energía eléctrica, especialmente a niveles residencial y comercial. Más aún con las posibilidades que abre la Ley 1715 del 2014, al introducir la posibilidad de entregar los excedentes de generación a la red de distribución, lo que representará ahorros o eventualmente ingresos al usuario, lo que hará más atractiva la inversión en este tipo de proyectos.

3.2 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Los sistemas fotovoltaicos tienen 3 topologías que se destacan en la actualidad: Sistemas autónomos, sistemas híbridos y sistemas interactivos. Dejando de lado las ventajas y desventajas en cada topología, cada uno de ellos se adaptará acorde a las necesidades del usuario y el entorno en el que se encuentra, siendo así que cada sistema contará con elementos similares, pero con configuraciones diferentes.

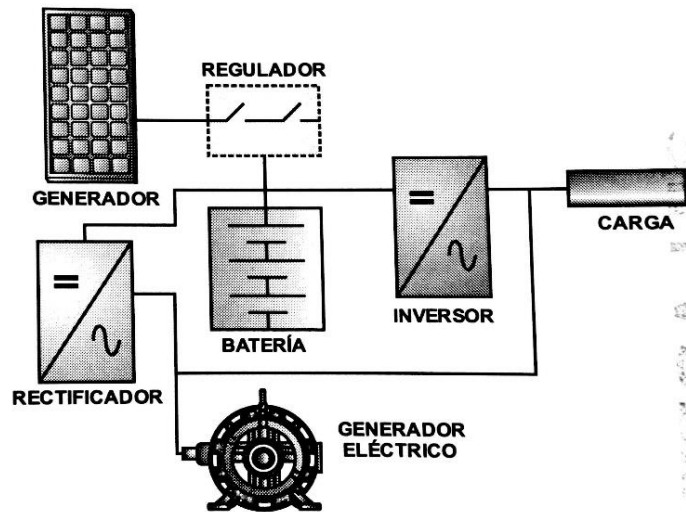
3.2.1 Sistemas Híbridos. Un sistema híbrido es un sistema formado por múltiples fuentes de potencia. Estos sistemas de potencia pueden incluir fotovoltaicos, eólicos, pequeños generadores hidráulicos, moto-generadores, y otros, pero no incluyen los sistemas de producción y redes de distribución eléctrica. Bajo la salvedad de que los sistemas de almacenamiento de energía tales como baterías no constituyen una fuente de potencia [8, p. 31].

Figura 4. Ejemplo de un sistema híbrido



Fuente: [12]

Figura 5. Diagrama básico de un sistema híbrido

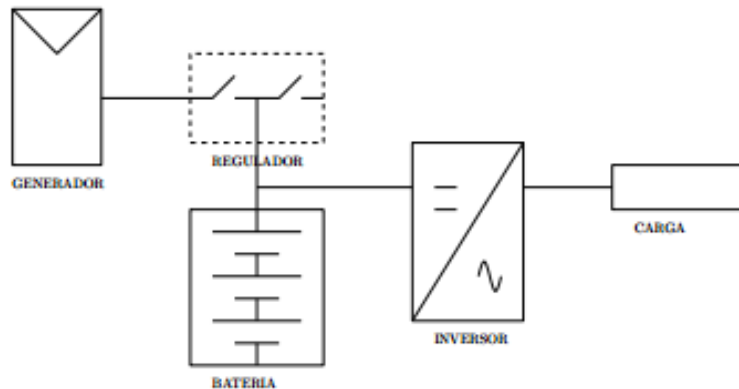


Fuente: [12]

El sistema híbrido al estar constituido por diferentes fuentes de generación, es decir tener combinaciones fotovoltaica- eólica, diésel-eólico, eólico-fotovoltaico-hidráulico, incurrirá en que los elementos que hacen parte de esta topología varíaran en gran medida en relación a las fuentes que conformen el sistema [12]. Estos sistemas híbridos son totalmente independientes de la red de distribución eléctrica, lo que sugiere que el almacenar la energía que no es consumida será de gran importancia, lo que conlleva a tener un banco de baterías. Subsecuente a esto contarán con un regulador de carga, el cual protegerá el banco de baterías, a su vez para almacenar la energía en CA de fuentes generadoras como un generador eléctrico, o aerogenerador, contarán con rectificadores, para de tal forma poder adecuar la onda, finalmente se tendrá el inversor que se encargará de adecuar la energía a los niveles de tensión normalizados de la carga, constituyendo así estos elementos un sistema híbrido de topología básica.

3.2.2 Sistemas Autónomos o Aislados. El sistema fotovoltaico autónomo es aquel que suministra potencia a las cargas sin que estas dependan de la red de distribución, dicha topología tiene sistemas de almacenamiento, para prever los períodos de poca intensidad solar [8, p. 624].

Figura 6. Diagrama básico de un sistema aislado



Fuente: [13]

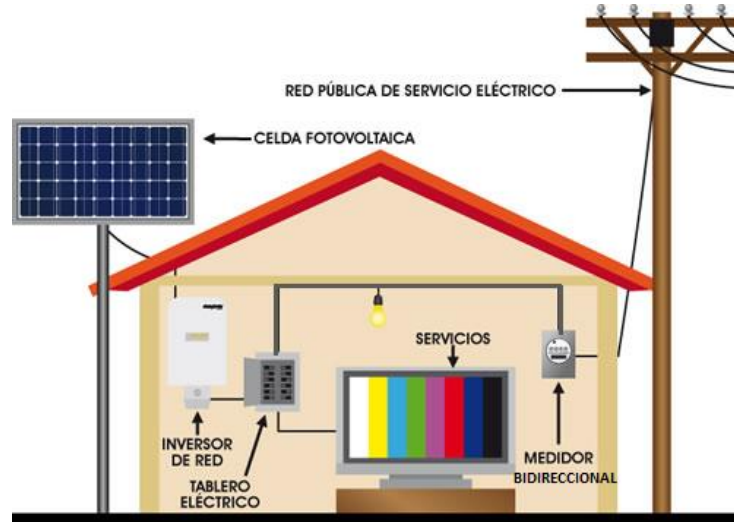
Tal como se muestra en la Figura 6, los sistemas fotovoltaicos aislados cuentan con paneles solares que cumplen el trabajo de generador, el banco de baterías que se encarga de acumular energía para los períodos de poca o nula intensidad solar, y el inversor que es el elemento final del sistema fotovoltaico que permitirá alimentar las cargas aisladas de la red.

3.2.3 Sistemas Interactivos o Conectados a la Red. Un sistema solar fotovoltaico interactivo es un sistema que funciona en paralelo con otro sistema generador de energía eléctrico conectado a la misma carga y que está diseñado para entregar la energía producida en este sistema. Se debe tener en cuenta que un subsistema de acumulación de energía que forme parte del sistema fotovoltaico, no se considera como otra fuente de alimentación [8, p. 624].

La fuente de potencia fotovoltaica capta la radiación solar y la transforma en energía eléctrica, que, en lugar de ser almacenada en baterías, como en los sistemas aislados e híbridos, se puede utilizar directamente en el consumo o entregarla a la

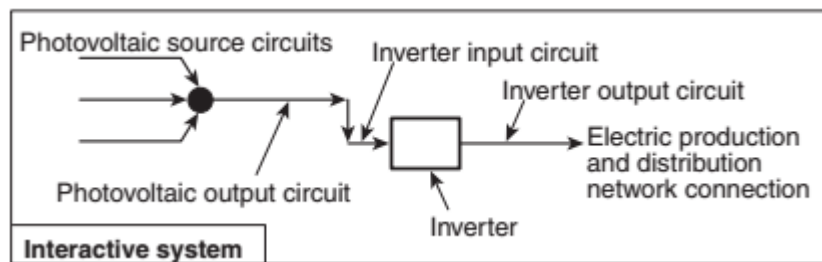
red eléctrica de distribución. Estas dos funciones las realiza un inversor de corriente directa a corriente alterna, especialmente diseñado para esa aplicación.

Figura 7. Ejemplo de un sistema interactivo



Fuente: [14]

Figura 8. Diagrama unifilar de un sistema interactivo



Fuente [8, p. 70]

En la Figura 8 se puede identificar un sistema interactivo con inversor central, sus circuitos y componentes. En la figura no se identifican los medios de desconexión ni la puesta a tierra del sistema y equipos. El diseño puede variar por cliente y algunos componentes son opcionales.

Entre las principales ventajas de este tipo de sistemas se pueden mencionar las siguientes:

- El consumo de energía, se da en el mismo punto donde se genera, por lo que se eliminan las pérdidas por transmisión y distribución.
- Se instalan fácil y rápidamente sobre cualquier edificio o área de parqueo bien expuesta al sol, sin obstáculos ni edificios próximos que proyecten sombra, sin consumir más espacio del que ya ocupa la edificación.
- Son sistemas modulares, permitiendo inversiones de forma progresiva.
- Al estar conectados a la red de distribución local, permiten por un lado recibir respaldo de la misma, y por otro lado entregar los excedentes de energía cuando la demanda sea inferior a la generación de los paneles.

Las características del sistema interactivo, lo hacen el sistema más adecuado para implementar en instalaciones residenciales, por lo tanto, en este capítulo se revisarán los requerimientos técnicos de diseño básico para un sistema fotovoltaico interactivo en una instalación de tipo residencial.

3.3 DISEÑO BÁSICO DE UN SISTEMA FV INTERACTIVO – RESIDENCIAL

En la literatura revisada para la documentación del presente trabajo de grado, no se encontró una metodología específica para el diseño básico de un sistema fotovoltaico residencial, por lo cual se propone la siguiente metodología, producto de la recopilación de varias fuentes:

- 1. Demanda de energía a suplir:** Para llevar a cabo el dimensionamiento técnico de un sistema se parte de la demanda energética promedio de la vivienda, es

decir el consumo promedio mensual del último año en kWh-mes. Con este dato se puede encontrar la potencia que debe generar el sistema fotovoltaico para suplir la carga [15].

$$P_{GFV} = \frac{E}{HSS * N * PR} \quad (3.1)$$

Donde:

P_{GFV} = Potencia a la salida del generador fotovoltaico (kW)

E = Energía consumida mensualmente (kWh-mes)

HSS = Brillo solar de la zona donde se van a instalar los paneles (horas)

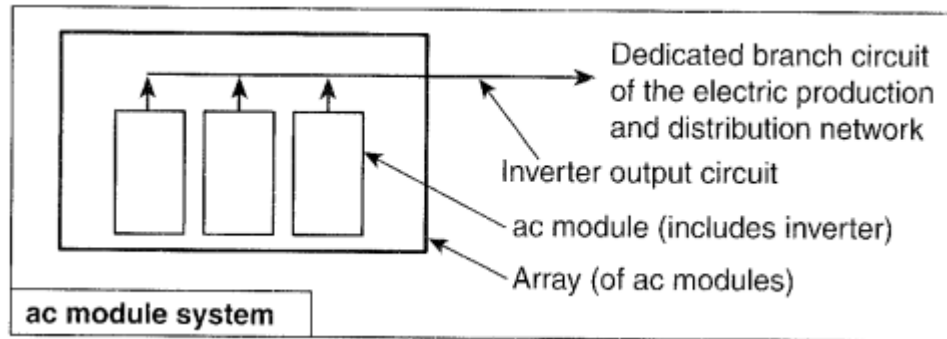
N = Número de días en el que se consume la energía E (30 días)

PR = Factor de rendimiento del sistema (0.7 a 0.8)

2. Módulos de corriente alterna: A partir de la potencia encontrada con la ecuación 3.1 se puede determinar el arreglo de módulos de AC.

Cada módulo de corriente alterna está formado por la conexión de un panel fotovoltaico y un microinversor, donde el panel produce potencia en DC y el microinversor la transforma en corriente alterna con las características de tensión y frecuencia que la red de distribución le imponga. Al conectar varios módulos de corriente alterna en paralelo tal como se muestra en la Figura 9, se forma un sistema de módulo AC, que consiste en un arreglo con un circuito de salida en AC, conocido como circuito de salida del inversor que estará conectado con la red de suministro local [8].

Figura 9. Sistema de módulo AC



Fuente [8, p. 70]

Para determinar el arreglo, en primer lugar, se debe seleccionar un panel de los disponibles en el mercado; se pueden encontrar paneles con potencias que van desde los 100 W hasta los 300 W. Así pues, se divide la P_{GFV} entre la potencia nominal máxima del panel seleccionado.

$$\#Paneles = \frac{P_{GFV}}{P_{max}} \quad (3.2)$$

Donde:

P_{max} = Potencia nominal máxima del panel seleccionado

Sin embargo, se debe tener en cuenta las limitaciones de espacio y presupuesto, pues esto repercute directamente en el número de paneles a adquirir y de la potencia generada. En el caso de que el espacio disponible no sea suficiente para cubrir el número de paneles calculados, se deberán instalar los correspondientes a ese espacio, pudiendo no cubrir toda la demanda energética de la instalación en algunos instantes del día, mas no es algo de qué preocuparse pues siempre se cuenta con el respaldo de la red en este tipo de sistema.

Respecto a los micro inversores, se requerirán uno por cada panel y su potencia nominal será la misma potencia del panel seleccionado. Cabe destacar que se recomienda el uso de microinversores por ciertas ventajas que presentan frente a los inversores centrales. Entre las más importantes se encuentran la capacidad que tienen los microinversores de extraer el máximo de energía de cada módulo, al contrario de los inversores centrales o “string” que se ven limitados por los efectos de las sombras y la no uniformidad en la generación de cada panel; también se destaca que la vida útil de un microinversor es mayor a la de un inversor string, lo que hace que su costo inicial sea más alto, sin embargo, su vida útil coincide con la vida útil de todo el sistema por lo que no requerirá ser reemplazado, al contrario del inversor central que se debe reemplazar al menos una vez. Por último y muy importante se destaca que al no manejar grandes niveles de tensión en corriente continua se simplifica el diseño del sistema y se suprimen las protecciones DC, lo que reduce un poco los costos.

- 3. Medios de desconexión:** En este punto es importante cumplir con los requerimientos de la sección 690 de la NTC-2050, sin embargo, en esta norma no están contemplados los módulos de AC, por lo que se recomienda seguir los requerimientos del artículo 690.6 de la NFPA-70. Allí establece que estará permitido un único medio de desconexión para la salida combinada de uno o más módulos de AC. Adicionalmente, cada módulo de AC en un múltiplo del sistema de módulos AC será dotado de un conector, del tipo apernado o del tipo terminal para el medio de desconexión.
- 4. Detección de falla a tierra y protección de sobrecorriente:** Nuevamente se recomienda seguir los requerimientos del artículo 690.6 de la NFPA-70. De esta manera, se permite en los sistemas de módulos AC el uso de un único dispositivo para detectar sólo las fallas a tierra AC y para inhabilitar el arreglo quitando la potencia eléctrica a los módulos AC.

Respecto a la protección de sobrecorriente, el circuito de salida del arreglo de módulos AC tendrán protección de sobrecorriente y calibre de conductores como sigue [8]:

Circuitos de 20 amperios - 18 AWG, hasta 15 m (50 pies) de largo del corrido

Circuitos de 20 amperios - 16 AWG, hasta 30 m (100 pies) de largo del corrido

Circuitos de 20 amperios - 14 AWG y mayores

Circuitos de 30 amperios - 14 AWG y mayores

Circuitos de 40 amperios - 12 AWG y mayores

Circuitos de 50 amperios - 12 AWG y mayores

3.4 OTROS REQUERIMIENTOS

Además de los requerimientos mencionados anteriormente, se hacen necesario tener en cuenta los siguientes para garantizar el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico.

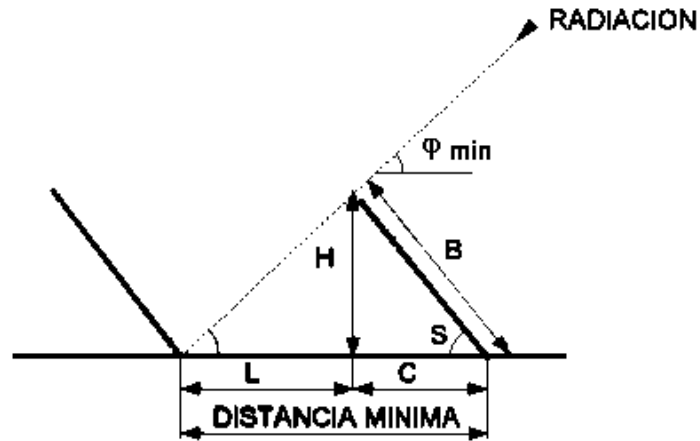
3.4.1 Orientación de los Paneles. Dado que la captación de energía de un panel es máxima cuando los rayos del sol inciden perpendicularmente, se hace necesario recurrir a sistemas de seguimiento solar para maximizar la energía producida, sin embargo, estos sistemas son costosos y requieren mantenimiento continuo, por lo que para instalaciones de tipo residencial no resulta viable el uso de estos. En su lugar se opta por fijar una inclinación óptima que garantice la mayor captación de energía para todas las épocas del año.

En países tropicales se acostumbra una inclinación fija durante todo el año igual a la latitud del lugar, pero no menor de 10° , esto con el fin de evitar la acumulación de 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 la península de la Guajira, los paneles se inclinan entre 10 y 15° respecto a la horizontal. En países del hemisferio norte la orientación debe ser directamente hacia el sur, por el contrario, en los países del hemisferio sur la orientación debe ser directamente hacia el norte. Las desviaciones hacia el oriente o hacia el occidente (medidos a partir del sur o del norte, dependiendo de la ubicación del lugar) en un ángulo no mayor a 30° hacen que el valor de la irradiación diaria disminuya en un valor inferior al 5%; si la desviación es mayor a 30° las pérdidas de irradiación pueden ser considerables [16].

3.4.2 Limitaciones de Espacio. Una vez se ha dimensionado el sistema fotovoltaico respecto a la potencia requerida por la instalación, se conocerá la cantidad de paneles solares necesarios, con lo cual se puede proceder a la evaluación del espacio disponible y la mejor ubicación de los paneles para garantizar la máxima eficiencia del sistema. En el reconocimiento del terreno se deben tener en cuenta la altura de las estructuras, edificaciones o vegetación aledaña, para asegurar que en el sitio de la instalación no se presentes problemas futuros debidos a sombras. El evaluar si el espacio disponible es el propicio para la cantidad de paneles a instalar, variará de acuerdo a cada proyecto en particular y le corresponderá al encargado del proyecto determinar dicha condición, pues esto repercutirá en el dimensionamiento final de la instalación. Teniendo en cuenta que el objetivo de este documento está orientado a la implementación de sistemas fotovoltaicos en el entorno residencial, debe considerarse que en la mayoría de los casos se contará con espacios limitados por lo que será de gran importancia la distancia mínima entre paneles para evitar que se hagan sombra unos a otros; en

la Figura 10 se muestra como calcular dicha distancia mínima, conociendo las dimensiones y la inclinación de los paneles.

Figura 10. Distancia mínima entre paneles



Fuente [17]

$$tg \varphi_{min} = \frac{H}{L} = \frac{BxsenS}{Dist_{min} - BcosS}$$

$$Dist_{min} = BxcosS + \frac{BxsenS}{tg \varphi_{min}}$$

Donde:

S = Inclinación del panel

B = Longitud del panel

φ = Angulo mínimo de incidencia

3.4.3 Estructuras de Soporte. La estructura de soporte está directamente relacionada con la estabilidad mecánica de los paneles solares, si esta estructura

falla puede desencadenar la salida de todo el sistema fotovoltaico, por lo cual deben tenerse ciertas consideraciones al momento de su instalación.

Factores importantes a tener en cuenta serán la resistencia por sobrecargas de viento y nieve; en Colombia no será común la afectación por este último. La estructura y sus anclajes deben permitir las dilataciones térmicas, de igual forma deben existir suficientes puntos de anclaje, teniendo el cuidado de que estos no afecten la edificación. Considerando que la estructura y anclajes se encontraran instalados a la intemperie se recomienda que la tornillería sea fabricada en acero inoxidable. En general, toda la estructura debe estar protegida contra los agentes ambientales.

La norma universal para sistemas fotovoltaicos dicta que la estructura debe soportar como mínimo 10 años a la intemperie sin corrosión o fatiga apreciable y soportar vientos como mínimo de 120 km/h [18].

3.4.4 Manejo de Baterías. Hablar de las baterías requiere en principio mencionar que ellas tienen en su interior materiales tóxicos para el cuerpo humano, además de esto, el electrolito necesario para su funcionamiento puede quemar fácilmente la ropa y la piel. El manejo de las baterías incluye una adecuada ventilación, mantenimiento apropiado acorde con la tecnología de la batería y precauciones para la disposición final al término de su vida útil.

El número de baterías necesarias para la autonomía del sistema fotovoltaico dependerá del dimensionamiento y caracterización de la carga, sin embargo, existirán precauciones generales sin importar la magnitud del banco de baterías que se vaya a utilizar.

Como punto principal se encuentra el lugar de almacenamiento, como ya se mencionó estas contienen materiales dañinos que pueden afectar la salud si son manipuladas de manera incorrecta, además se contará con riesgos eléctricos, por lo cual el espacio de almacenamiento debe ser cerrado evitando así que cualquier persona no calificada llegue a ellas, este espacio debe tener un sistema de ventilación adecuado evitando así la acumulación que conlleve a la intoxicación de los residentes debido a los gases que estas puedan emanar, y que a su vez dicho sistema asegure que no exista un calentamiento térmico de los acumuladores, de igual forma se esto se recomienda que dicho lugar de almacenamiento tenga un ambiente seco entre los 15 °C y 25 °C y se evite el contacto directo de las baterías con los rayos del sol. Se recomienda recintos, cuarto o caja sean de madera contrachapada con recubrimiento epóxico, un piso en alfombra de goma y delantal de PVC [19].

En cuanto al manejo se recomienda la presencia de los elementos de protección personal, como lo son gafas para evitar salpicaduras en los ojos, guantes de goma para evitar quemaduras en las manos, y de igual forma la ropa adecuada.

Para la instalación se recomienda seguir los lineamientos de la sección 690 de la NTC-2050.

3.4.5 Mantenimiento de la Instalación Fotovoltaica. Los sistemas fotovoltaicos son de fácil mantenimiento, considerando que no tiene partes móviles a excepción de que cuenten con un sistema implementado de seguidor solar, no sufrirán daños por desgaste en su movimiento, ni el remplazo de dichas piezas o el uso periódico de lubricante; aunque requieran un escaso mantenimiento no infiere en la total ausencia del mismo, pues omitir el mantenimiento podría incurrir en disminuir la eficiencia, o el deterioro y reducción de la vida útil de ciertos elementos. Las labores

de mantenimiento básicas pueden ser desarrolladas por los usuarios del sistema fotovoltaico, sin embargo labores de mantenimiento más complejas deben ser desarrolladas por personal calificado, existiendo así la posibilidad de subcontratación a empresas autorizadas por el fabricante y de este modo no perder la vigencia de la garantía, bajo cualquier circunstancia debe tenerse en cuenta que en el mantenimiento de dichos elementos se realizaran labores de trabajo en altura y de riesgo eléctrico. Las principales labores de mantenimiento mencionadas a continuación fueron tomadas de [20] y [21]

- **Paneles solares fotovoltaicos**

- Se debe tener la precaución de no ubicar objetos que hagan sombra a los paneles, también se deberá realizar la poda periódica de los árboles o arbustos que puedan generar sombras en el panel por lo cual influirá en su funcionamiento.
- El panel solar puede llegar a acumular polvo, por lo cual se recomienda una limpieza mensual, o cuando se requiera acorde a las condiciones de suciedad ambiental, o en su caso después de lluvias que contengan residuos de barro o fenómenos similares.
- La limpieza de los paneles debe realizarse con agua, sin que en esto intervengan agentes abrasivos ni instrumentos metálicos, se recomienda desarrollar la limpieza en períodos de poca intensidad solar y así evitar cambios bruscos en la temperatura, que se produzcan entre el panel y el agua.
- Se debe realizar una inspección visual para controlar que ninguna célula se encuentre en mal estado, a su vez que el marco del módulo este en correctas condiciones, se recomienda realizar esta práctica cada dos meses.

- Verificar que los terminales no se encuentren flojos, las conexiones estén apretadas, y los conductores se encuentren en buen estado, si se detecta mal funcionamiento o deterioro de lo mencionado se recomienda comunicarse con personal calificado.
- Por parte de personal calificado se recomienda trimestralmente termografía infrarroja, para verificar que ningún punto del panel se encuentre fuera de rango de temperatura, y a su vez se verificara la temperatura de los conectores, asegurándose que ninguno sobrepase los 60 °C, si es el caso se realizaran mediciones de tensión y corriente, controlando así sus valores normales, y de tal forma determinar si es necesaria remplazar dicha conexión.

- **Estructura de soporte**

La estructura de soporte al estar construida con materiales anticorrosivos se espera requieran de poco mantenimiento y las revisiones se realizarán cada seis meses y consistirá en:

- Se comprobará que la estructura esté íntegra y no presente deformaciones, grietas o degradaciones similares.
- Revisar que la tornillería que asegura la estructura a cubierta se encuentre en buen estado, y que se encuentre bien apretada, sino es así reajustarla, o cambiar la pieza si se encuentra deteriorada.
- Asegurar que las juntas del marco se encuentren correctamente selladas, reparándolas si es necesario.

- Comprobar que los módulos se encuentren sujetos de manera correcta a la estructura.
- Comprobar la correcta puesta a tierra de las estructuras y su equipotencialidad.

- **Baterías**

- Realizar revisiones del lugar de almacenamiento de la batería, asegurando que dicho sitio se encuentre con buena ventilación y que las baterías estén protegidas de los rayos solares directos.
- Mantener electrolito en los niveles adecuados.
- Realizar la debida limpieza a las baterías, los bornes de la batería limpiarlos con grasa antioxidante para así evitar la sulfatación, de igual forma revisar que los bornes de conexión se encuentren ajustados de la manera correcta.
- Revisar que la estructura de soporte se encuentre segura y en buen estado.

- **Controlador de carga**

- El controlador de carga debe tener una ubicación limpia, seca y que le asegure su protección contra los rayos solares directos.
- Verificar el funcionamiento correcto del controlador de carga, una forma usual y sencilla es el detectar si el controlador emite sonidos anormales, en dicho caso comunicarse con personal especializado.

➤ Verificar que las conexiones este ajustadas de la manera correcta.

➤ Revisar que el fusible de entrada este en buen estado.

- **Inversores**

➤ Lectura de los datos archivados y de la memoria de fallos.

➤ Limpieza o recambio de las rejillas y filtros de salida y entrada de aire

➤ Limpieza del disipador de calor del componente de potencia

➤ Limpiar el inversor y tomar las medidas pertinentes

➤ Revisar la firmeza de todas las conexiones del cableado eléctrico, y tomar medidas correctivas necesarias.

➤ Comprobar que el aislamiento en los bornes no presente descoloración u otras alteraciones, si es el caso cambiar las conexiones deterioradas o los elementos de conexión oxidados.

➤ Reponer las etiquetas de advertencia en el caso de que se encuentren en mal estado.

➤ Revisar el funcionamiento de los ventiladores, además de esto prestar atención a ruidos extraños que presente el inversor, de igual manera ser consciente de la sustitución de elementos como forma de mantenimiento preventivo.

➤ Revisar el funcionamiento de los descargadores de sobretensión, y dispositivos de protección.

➤ Realizar inspección visual de los fusibles y seccionadores existentes.

➤ Se deben revisar las tenciones de mando, además del funcionamiento en parada de emergencia.

- **Microinversores**

- Asegurarse de que cuando el micro inversor se instale a gran altura, eliminar todo riesgo de caída.
- La superficie debe estar libre de polvo y suciedad.

4. DETERMINACIÓN DEL PERÍODO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL

Los sistemas solares fotovoltaicos se pueden diseñar en función de diferentes variables, como lo son el tamaño, ubicación (cubiertas o suelo, principalmente), localización geográfica (latitud, longitud y altitud), orografía del terreno, obstáculos cercanos, área y presupuesto disponible, entre otros. Sin embargo, estos aspectos técnicos pasan a ser irrelevantes por los usuarios, quienes son los que finalmente deciden si instalan o no este tipo de sistemas. Para los usuarios lo más relevante son los aspectos de carácter económico, como la inversión inicial, la recuperación de la inversión y las posibles ganancias; por esta razón, en este capítulo se muestran los resultados obtenidos al determinar el período de retorno de la inversión de un sistema fotovoltaico en una instalación residencial unifamiliar en el departamento de Santander.

Para este análisis se tuvieron en cuenta los diferentes estratos socioeconómicos, puesto que cada estrato difiere uno del otro en hábitos de consumo y tarifas de energía eléctrica. También se consideraron variables como el costo de la tecnología fotovoltaica por watt instalado y la radiación solar de la zona de influencia, y se eliminaron otras, como las restricciones de área y presupuesto. Por otro lado, es importante definir que este análisis se hizo bajo la suposición de que exista un escenario de facturación neta y medición bidireccional contemplado en la Ley 1715 de 2014, donde los usuarios con una instalación solar en su casa pueden exportar a la red la electricidad generada y obtener a cambio un crédito para el consumo de energía en otro momento. De esta manera, toda la energía generada se traduce en un ahorro de su consumo eléctrico, el cual representa un ingreso a manera de costos de facturas de electricidad evitadas.

En primer lugar, se dimensionó el sistema fotovoltaico para cada estrato socioeconómico de acuerdo con:

- Consumo promedio anual, facturado por la Electrificadora de Santander (ESSA).
- Panel solar fotovoltaico con un área de 1,61 m², una eficiencia de 13,86% aproximadamente y una potencia máxima de 225 W.
- Radiación solar promedio de Bucaramanga, de 4,9 kWh/m²/día [22] .

En la Tabla 1 se presentan los valores de consumo promedio anual de energía eléctrica de los suscriptores de la ESSA para el año 2015, allí se observa que para cada estrato socioeconómico el consumo es diferente, siendo mayor para los estratos más altos y viceversa; con lo mencionado y con la información del párrafo anterior se puede prever que el costo del sistema fotovoltaico será mayor para los estratos más altos, teniendo en cuenta que las variables de radiación, área, eficiencia y potencia del panel solar son las mismas para todos los cálculos.

De esta manera se determinó la potencia instalada del sistema y el número de módulos necesarios para cubrir la demanda diaria de energía, garantizando que la energía generada por los paneles solares sea igual a la energía consumida durante todo el día; esto se observa en la Figura 11, 12, 13, 14 y 15, donde la curva de demanda no coincide con la curva de generación, sin embargo, el área bajo la curva de la generación y el área bajo la curva de demanda son aproximadamente iguales, lo que asegura que el sistema no se sobredimensione, ya que, bajo el esquema de facturación neta, en el caso de que la generación supere la demanda no se verán retribuidos estos excedentes.

Tabla 1. Consumo promedio anual del año 2015 – Suscriptores ESSA

Estrato	1 - 2	3	4	5	6
Consumo promedio anual [kWh]	1725	1856	2151	2376	2838

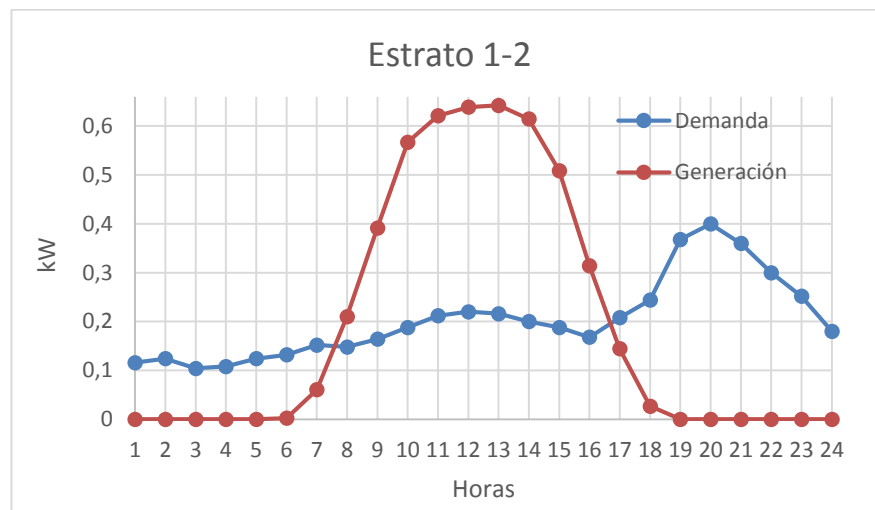
Fuente: [23]

En la Tabla 2 se presentan los valores obtenidos al dimensionar el sistema fotovoltaico; se observa que los estratos más altos requieren mayor número de módulos fotovoltaicos y viceversa, esto se debe a que el número de módulos necesarios para una instalación depende principalmente del consumo del usuario.

Tabla 2. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

Estrato	1 - 2	3	4	5	6
Número de módulos FV necesarios	4	5	5	6	7
Potencia Instalada [W]	900	1125	1125	1350	1575

Figura 11. Demanda horaria vs Generación - Estrato 1-2



Se puede apreciar en la Figura 11 y 12 que el pico máximo de generación del sistema fotovoltaico se da al mediodía y que los picos máximos de demanda para

los estratos 1, 2 y 3 ocurren en horas de la noche, sin embargo, esto no representa ningún inconveniente, pues bajo el escenario de facturación neta lo que se debe garantizar es que la energía generada sea igual a la energía consumida.

Figura 12. Demanda horaria vs Generación - Estrato 3

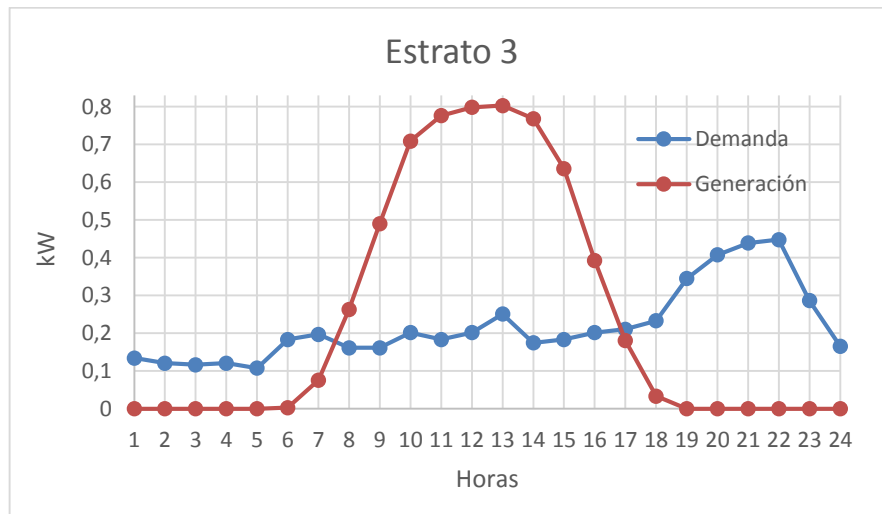
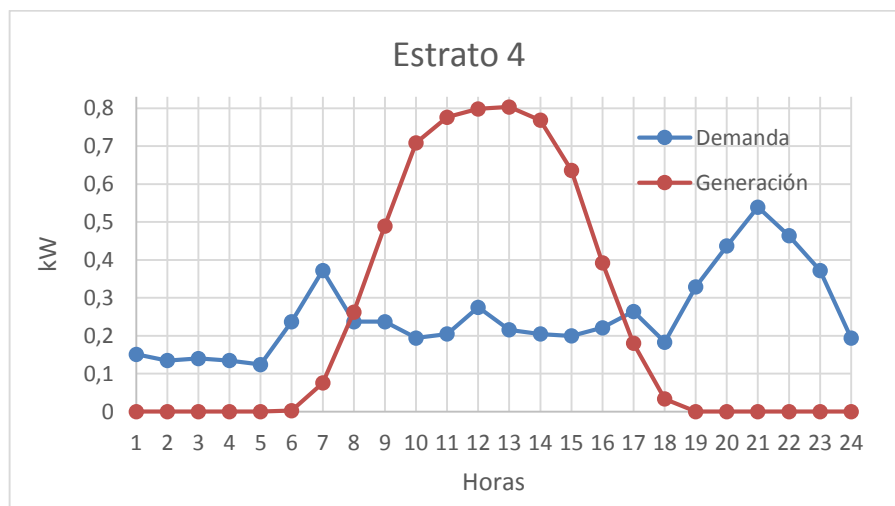


Figura 13. Demanda horaria vs Generación - Estrato 4



En la Figura 13 y 14, se observa que para los estratos 4 y 5, los picos máximos de demanda ocurren en horas de la mañana y en horas de la noche; pero, como ya se mencionó antes, estos picos no son relevantes en el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, pues lo realmente importantes es el área bajo la curva, que representa la energía generada y la energía consumida por el usuario.

Figura 14. Demanda horaria vs Generación - Estrato 5

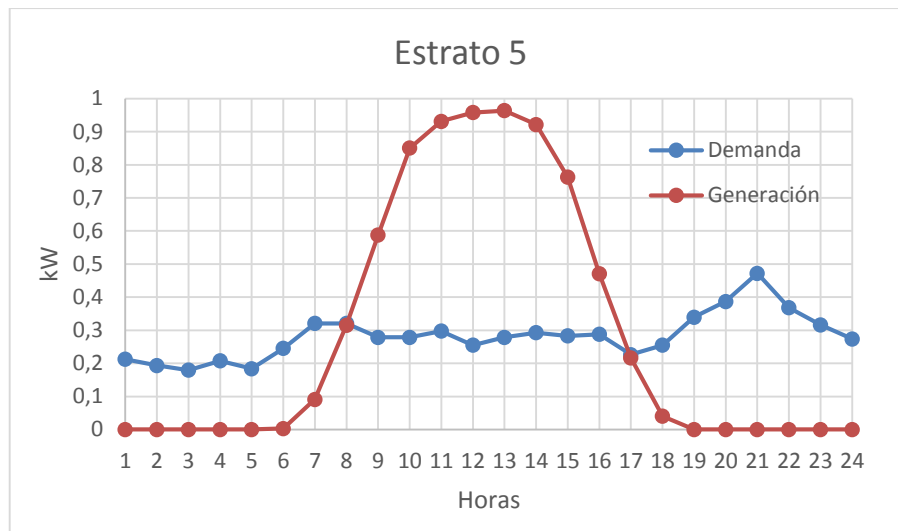
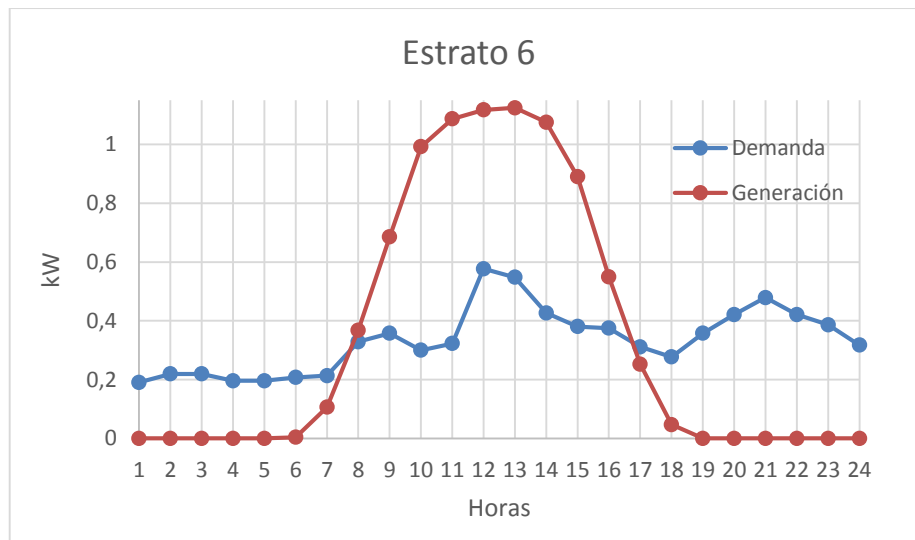


Figura 15. Demanda horaria vs Generación - Estrato 6



Para el estrato 6, como se muestra en la Figura 15, la demanda máxima ocurre al mediodía coincidiendo con el pico máximo de generación, sin embargo, estos picos no coinciden en magnitud, ya que, al igual que para todos los estratos, su sistema fotovoltaico fue dimensionado bajo el escenario de facturación neta.

Una vez dimensionado, se determinó el costo del sistema fotovoltaico usando el costo promedio de instalación de energía solar fotovoltaica por kW instalado en Colombia, que corresponde a 4,8 USD [2], que a la fecha de la elaboración de este proyecto de grado equivale a 13920 COP aproximadamente. En la Tabla 3 se muestran los costos del sistema fotovoltaico para cada estrato socioeconómico según el dimensionamiento correspondiente de la Tabla 2.

Tabla 3. Costo total del sistema fotovoltaico

Estrato	1 - 2	3	4	5	6
Costo	\$12.528.000	\$15.660.000	\$15.660.000	\$18.792.000	\$21.924.000

Posterior al costo, se calcularon los ingresos anuales del sistema fotovoltaico en forma de facturas evitadas, considerando un costo unitario variable por kWh de 489,44 COP, aplicando las tarifas de la ESSA [24] y teniendo en cuenta que la energía generada es retribuida al mismo precio que la paga el usuario, lo que quiere decir, que a los estratos 5 y 6 se les reconocerá la contribución del 20%. En la Tabla 4, se muestran los ingresos del primer año.

Tabla 4. Ingresos del primer año del sistema FV

Estrato	1 - 2	3	4	5	6
Ingresos	\$464.406	\$772.040	\$1.052.938	\$1.395.668	\$1.666.693

Para calcular el período de retorno de la inversión se usó el método “payback descontado” [25], el cual tiene en cuenta el efecto del paso del tiempo en el dinero. Para esto se tuvieron en cuenta los ingresos durante la vida útil del sistema fotovoltaico, aproximadamente 20 años y se usó una tasa de descuento anual del 4%. De ahí se obtuvieron los resultados mostrados en la Tabla 5.

Tabla 5. Retorno de la inversión en años

Estrato	1 - 2	3	4	5	6
Años	No hay	No hay	No hay	18	17

Se observa de la Tabla 5, que no hay retorno de la inversión durante la vida útil del sistema, excepto para los estratos 5 y 6, esto se debe a que ellos pagan una tarifa mucho más alta por lo que sus ingresos serán también más altos; sin embargo, la inversión no es rentable para ningún estrato socioeconómico.

Por otro lado, tal como se muestra en la Tabla 6, si se considera un costo de instalación de energía solar fotovoltaica por kW instalado de 4 USD (por debajo del promedio) el retorno de la inversión para los estratos 5 y 6 se da entre 13 y 14 años. Incluso si se considera un costo mínimo de 2,6 USD, el período de retorno de la inversión se reduce a 8 años para los estratos 5 y 6, lo que puede hacer atractiva la inversión en la energía solar fotovoltaica para los usuarios residenciales. Con lo anterior, se puede apreciar que en Colombia los costos de la energía solar fotovoltaica aun no son competitivos con los costos de la energía generada con fuentes convencionales.

Tabla 6. Retorno de la inversión con diferentes precios por watt instalado

		Estrato	1 - 2	3	4	5	6
Promedio (USD/W instalado)	4,8	Años	No hay	No hay	No hay	18	17
	4		No hay	No hay	16	14	13
	2,6		No hay	14	9	8	8

5. CONCLUSIONES

Revisar el entorno normativo y regulatorio en Colombia, referente a la generación de energía eléctrica a pequeña a escala con fuentes no convencionales, permitió apreciar la situación actual y ver qué tan preparado se encuentra el país para hacer frente a los cambios tecnológicos que se están dando a nivel mundial en el aprovechamiento de este tipo de energías, considerando que la implementación de las mismas, sin la normalización y regulación adecuada podría provocar problemas técnicos, sociales y económicos. Para la revisión, se recopiló información de las leyes que rigen el sistema energético colombiano, partiendo de las Leyes 142 y 143 del 1994, las cuales son la base de la matriz energética actual; de ahí se pudo apreciar que Colombia no contemplaba el uso de fuentes no convencionales de energía en el sistema energético nacional, debido principalmente a la abundancia del recurso hídrico y de fuentes convencionales como el gas y el carbón. Sin embargo, con los avances a nivel mundial y las posibles crisis energéticas venideras, el gobierno colombiano ha dado un gran avance en la inclusión de las fuentes no convencionales de energía con la Ley 1715 de 2014, pues por medio de esta se ordena a diferentes entidades promocionar, emitir regulaciones y normalizar lo necesario para la inclusión y el uso adecuado de dichas fuentes de energía en el sistema eléctrico nacional; aun así, este proyecto recién se pone en marcha, por lo que Colombia tiene todavía un gran camino por recorrer.

La comparación de la norma NFPA-70 con la NTC-2050 en sus secciones correspondientes a sistemas fotovoltaicos, permitió apreciar la desactualización de la norma colombiana, siendo previsible este resultado desde el inicio, considerando que la NFPA-70 estudiada es del año 2014, y la norma colombiana tuvo su última actualización en 1998. Para la comparación, se tomaron las secciones correspondientes a sistemas fotovoltaicos de ambas normas y se contrastaron. A lo

largo de dicha comparación se pudo apreciar las falencias de la norma colombiana, pues muchos de los conceptos citados en dicha norma son meramente una mención, si se contrasta con la norma estadounidense que desarrolla conceptos mucho más específicos y concretos. Por otra parte, a la hora de implementar un sistema fotovoltaico usando topologías y tecnología actual siguiendo los lineamientos de la norma colombiana, se encontrará un vacío de carácter técnico, debido a que ésta basó sus lineamientos en la tecnología disponible en 1998 y se sabe que la tecnología en esta área ha avanzado considerablemente en los últimos años. Finalmente se encontraron diferencias más ligadas al sistema eléctrico como tal, ya que en la NFPA-70 se considera el uso de niveles de tensión más elevados en ciertos casos, evidenciándose así, que, si bien Colombia ha tenido un crecimiento energético considerable, es imprescindible actualizar esta norma, conforme a su desarrollo y proyección en el uso de este tipo de sistemas.

Para la implementación y buen funcionamiento de un sistema solar fotovoltaico, se deben tener en cuenta ciertas consideraciones técnicas relacionadas principalmente con la radiación solar de la zona, el tipo de sistema a implementar, el tipo de panel, las limitaciones de espacio y el mantenimiento. De esta forma y conforme a lo trabajado en este proyecto, se evidenció que en Colombia y más específicamente en Bucaramanga, se cuenta con un buen potencial solar, considerando que países que se encuentran a la cabeza del desarrollo de este tipo de energía tienen niveles de radiación solar menores a los de Colombia; por otro lado se resaltaron las ventajas de implementar un sistema fotovoltaico interactivo para alimentar cargas residenciales, entre la más importante se destaca que este tipo de sistema cuenta con respaldo de la red, lo que permite prescindir del uso de baterías y de esta forma reducir la inversión inicial; también se evidenció que el mantenimiento de un sistema fotovoltaico es económico y necesario, por lo tanto, no se debe descartar, ya que sin el mantenimiento adecuado los niveles de eficiencia y la vida útil del sistema no serán los esperados.

El estudio financiero sobre la implementación de sistemas fotovoltaicos en instalaciones residenciales aplicado a los diferentes estratos socioeconómicos en el departamento de Santander, permitió determinar el período de recuperación de la inversión teniendo en cuenta las formulas tarifarias aplicadas a cada estrato socioeconómico. La metodología aplicada se basó en dimensionar un sistema para cada estrato socioeconómico, ya que estos tienen hábitos de consumo diferentes. Luego se calculó el costo del sistema por kW instalado; posteriormente, con el consumo promedio anual y aplicando las diferentes tarifas de facturación de energía para cada estrato socioeconómico se calcularon los ingresos (en forma de facturas de energía evitadas); finalmente, usando el método Payback Descontado se determinó el período de retorno de la inversión para cada estrato socioeconómico.

Los resultados del estudio permitieron determinar que para los estratos 1, 2, 3 y 4 la recuperación de la inversión tardaría más de 20 años, por su parte para los estratos 5 y 6 la recuperación tardaría 18 años y 17 años respectivamente; al reducir el costo por kW instalado de tecnología fotovoltaica se redujeron los períodos de recuperación a valores financieramente rentables, lo que muestra que con incentivos por parte del gobierno que reduzcan la inversión de los usuarios, se puede hacer de la tecnología solar fotovoltaica una alternativa rentable para la producción de energía eléctrica a pequeña escala.

6. RECOMENDACIONES

En el desarrollo de esta tesis de grado se pudo evidenciar como Colombia se encuentra en un proceso de actualización de sus políticas energéticas en torno a las fuentes no convencionales de energía, por lo cual, si un particular o una entidad desea implementar por ejemplo un sistema fotovoltaico, se recomienda hacer uso de normas internacionales como la NFPA-70 que se encuentra actualizada en cuanto a los últimos avances tecnológicos.

Si bien el desarrollo energético en Colombia contempla el uso de las energías no convencionales orientadas al autoconsumo, antes de incursionar en proyectos de generación fotovoltaica que pretendan ir más allá de fines académicos e investigativos, es imprescindible esperar a que se generen las normas, decretos y resoluciones establecidos por la Ley 1715 de 2014, pues allí se contemplan incentivos, disminución de aranceles para la adquisición de los elementos necesarios y la actualización de las normas técnicas que permitan el uso de nuevos esquemas, como el uso de la medición bidireccional, siendo esta la que permitirá crear en cierta forma un nuevo sistema tarifario, dándole la capacidad a usuarios domésticos de generar su propia energía.

Como se mencionó anteriormente para que en Colombia se implementen estas tecnologías faltan muchas garantías por parte del gobierno; como se pudo apreciar en el estudio financiero, los únicos beneficiados y de manera muy deficiente son los estratos 5 y 6, por lo tanto, si se recibiera algún tipo de ayuda que reduzca el retorno de la inversión, estos estratos pudieran verse beneficiados, sin embargo, por el momento, hasta que no se generen las garantías necesarias, no es recomendable para ningún estrato socioeconómico invertir en energía solar fotovoltaica.

La metodología de dimensionamiento usada en el Capítulo 4, se hizo bajo la suposición de que exista una figura de facturación neta, donde los usuarios con una instalación solar en su casa pueden exportar a la red la electricidad generada y obtener a cambio un crédito para el consumo de energía en otro momento; por lo tanto, es recomendable hacer un estudio más detallado del consumo real de los hogares, para garantizar que el sistema fotovoltaico no se sobredimensione y se incurra en gastos innecesarios.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] U. D. P. M. E. COLOMBIA, «Plan de expansión de referencia generación - transmisión 2015 - 2029. p. 114,» , COLOMBIA, 2015.
- [2] C. ATN/FM-12825-CO, «Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia,» 2015.
- [3] *Ley 1715 - 13, Por medio del cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional., Ley 1715 - 13, Mayo, 2014.*
- [4] U. D. P. M. E.-U. COLOMBIA, Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala, Bogotá, 2015, Resolución No 281 del 2015 (5, junio, 2015).
- [5] *RETIE, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, Ministerio de Minas y Energía., RETIE, 2013.*
- [6] C. C. D. N. T. Y. C. NTC-2050, Código Eléctrico Colombiano. Bogotá: INCONTEC, 1998. 3p. : il. (NTC 2050), NTC-2050 ed., 1998, p. 26.
- [7] C. E. P. D. L. R. D. C. PROYECTO DE DECRETO, «Por el cual se establecen lineamientos de política pública para incentivar la autogeneración a pequeña escala, la gestión de la demanda de energía eléctrica y la medición inteligente,» 2016. [En línea]. Available: <https://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&c>

ad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiMjqnMxtbRAhVLYSYKHfVFAYoQFgglMAA&url=https%3A%2F%2Fwww.minminas.gov.co%2Fdocuments%2F10180%2F674559%2FProyecto%2Bde%2Bdecreto%2Bautogeneracion%2Ba%2Bpequene%25C3%2.

- [8] U. S. O. A. NFPA-70, «NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION.NFPA 70.Reno NV. 2014.National Electric Code. 2014.,» 2014.

- [9] E. d. I. C. Eraso Checa Francisco, «Potencial Natural para el desarrollo fotovoltaico en Colombia. Pasto, 2014. Institución Universitaria CESMAG. Programa de Ingeniería Electrónica.,» 2015.

- [10] I. d. H. M. y. E. A. IDEAM, «IDEAM,» 20 11 2016. [En línea]. Available: <http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/Distribucion-global-de-la-Irradiacion-Global-Horizontal.pdf>. [Último acceso: 2 12 2016].

- [11] E. Harper, Instalaciones y Sistemas Fotovoltaicos, Limusa, 2014.

- [12] Oscar Perpiñán Lamigueiro, «Sistemas Fotovoltaicos Autónomos,» 2016. [En línea]. Available: http://oscarperpinan.github.io/esf/SFA_Componentes.pdf. [Último acceso: 10 11 2016].

- [13] M. S.A.S, «Energía solar fotovoltaica,» 2016. [En línea]. Available: <http://www.magrensas.com/energia-solar-fotovoltaica/>. [Último acceso: 11 11 2016].

- [14] K. y. C. A. y. A. A. MANRIQUE, *Diseño de sistemas de energía solar fotovoltaica para usuarios residenciales en Chía, Cundinamarca*, Bogotá, Cundinamarca: Universidad de los Andes, 2015.
- [15] O. A. y. O. A. M. ARENAS, *Estudio Técnico y Financiero de Implementación de Paneles Solares Enfocado a Centros Comerciales*, vol. Trabajo de grado Ingeniero Electricista , Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2009.
- [16] U. d. C.-L. Mancha, 2016. [En línea]. Available: <http://edii.uclm.es/~arodenas/Solar/componentes.htm>. [Último acceso: 13 11 2016].
- [17] *Universal Technical Standard for Solar Home Systems*, 1998.
- [18] E. Sebastian, «Panel Solar Fotovoltaico,» 2016. [En línea]. Available: <http://eliseosebastian.tumblr.com/post/72414038287/cuidados-y-donde-instalar-las-baterias-solar>. [Último acceso: 15 11 2016].
- [19] R. ,. J. y. M. S. RAMOS, «Mantenimiento de sistemas solares fotovoltaicos,» 2016. [En línea]. Available: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia22/HTML/articulo02.htm>. [Último acceso: 8 12 2016].
- [20] M. CAMPOS, «Manual de Mantenimiento,» 2016. [En línea]. Available: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5074/fichero/Volumen+5%252F9.+Manual+de+Manteminiento.pdf>. [Último acceso: 8 12 2016].

- [21] G. OSMA, *USO RACIONAL DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL DISEÑO DE APLICACIONES SOSTENIBLES EN EL EDIFICIO ELÉCTRICA II DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER*, Bucaramanga, Santander: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, Título de Maestría, 2011.
- [22] R. d. C. SUI, «Sistema Unico de Informacion de Servicios Publicos,» 26 12 2016. [En línea]. Available: http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=ele_com_094.
- [23] E. d. S. ESSA, 26 12 2016. [En línea]. Available: <http://www.essa.com.co/site/clientes/Nuestratarifas/Formularifaria/tabid/564/LBGalleryID/19/LBModID/1699/edgp/31/edgmid/1699/language/en-US/Default.aspx>.
- [24] Economipedia, «Economipedia.com,» 28 12 2016. [En línea]. Available: <http://economipedia.com/definiciones/plazo-de-recuperacion-descontado.html>.
- [26] M. y. E. A. Instituto de Hidrología, «IDEAM,» 2016. [En línea]. Available: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>. [Último acceso: 3 12 2016].

BIBLIOGRAFÍA

ARENAS, Oscar Antonio y OVIEDO, Andrés Mauricio. Estudio Técnico y Financiero de Implementación de Paneles Solares Enfocado a Centros Comerciales. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2009.

ATN/FM-12825-CO, CONVENIO. Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. 2015.

CAMPOS, Manuel. Manual de Mantenimiento. 2016. Disponible en: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5074/fichero/Volumen+5%252F9.+Manual+de+Manteminiento.pdf>.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Proyecto de Decreto. El Presidente de la Republica de Colombia. Por el cual se establecen lineamientos de política pública para incentivar la autogeneración a pequeña escala, la gestión de la demanda de energía eléctrica y la medición inteligente. <https://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiMjqnMxtbRAhVLySYKHfVFAYoQFggIMAA&url=https%3A%2F%2Fwww.minminas.gov.co%2Fdocuments%2F10180%2F674559%2FProyecto%2Bde%2Bdecreto%2Bautogeneracion%2Ba%2Bpeque%25C3%2>.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. RETIE, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, Ministerio de Minas y Energía. Bogotá, D.C., 2013. 199p.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 281. (05 de junio, 2015). Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2015. No. 49.534.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2015 - 2029. p. 114.

COLOMBIA. EL CONGRESO DE COLOMBIA. Ley 1715 – 13. (13 de mayo, 2014) Por medio del cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2014. No. 49150.

ECONOMIPEDIA.COM – Haciendo Fácil la Economía. Plazo de recuperación descontado. 16 de junio del 2016. Disponible en: <http://economipedia.com/definiciones/plazo-de-recuperacion-descontado.html>

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER – ESSA. Fórmula tarifaria. 26 de diciembre del 2016. Disponible en: <http://www.essa.com.co/site/clientes/Nuestrastarifas/Formularitarifaria/tabid/564/LBGalleryID/19/LBModID/1699/edgpID/31/edgmid/1699/language/en-US/Default.aspx>

ERASO CHECA, Francisco y ERAZO DE LA CRUZ. Potencial Natural para el desarrollo fotovoltaico en Colombia. Pasto, 2014. Institución Universitaria CESMAG. Programa de Ingeniería Electrónica. 2015.

HARPER, Enríquez. Instalaciones y Sistemas Fotovoltaicos. Editorial Limusa. 2014.

INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES - IDEAM. Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia. Distribución Global de la Irradiación Global Horizontal. 20 de noviembre de 2016. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/Distribucion-global-de-la-Irradiacion-Global-Horizontal.pdf>

INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES – IDEAM. Irradiación global horizontal media diaria. Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia. 03 de diciembre de 2016. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>.

MAGREN S.A.S. Energía solar fotovoltaica. noviembre 11 de 2016. Disponible en: <http://www.magrensas.com/energia-solar-fotovoltaica/>.

MANRIQUE, Katerine, CADENA, Ángela y ARISTIZABAL, Andrés. Diseño de sistemas de energía solar fotovoltaica para usuarios residenciales en Chía, Cundinamarca. - Bogotá: Universidad de los Andes, 2015.

NFPA-70 UNITED STATES OF AMERICA NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION.NFPA 70.Reno NV. 2014. National Electric Code. 2014. [Informe]. - 2014.

NTC-2050 COLOMBIA, INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Código Eléctrico Colombiano. Bogotá: INCONTEC, 1998. 3p.: Il. (NTC 2050) [Libro]. - 1998. - NTC-2050: pág. 26.

OSMA, Germán. Uso racional de la Energía a partir del Diseño de Aplicaciones Sostenibles en el Edificio Eléctrica II de la Universidad Industrial de Santander. - Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Título de Maestría, 2011.

PERPIÑÁN LAMIGUEIRO, Oscar. Sistemas Fotovoltaicos Autónomos. Noviembre 10 de 2016. Disponible en: http://oscarperpinan.github.io/esf/SFA_Componentes.pdf.

RAMOS Rubén, CAMEJO, José y MARQUEZ, Soe. Mantenimiento de sistemas solares fotovoltaicos diciembre 12 de 2016. Disponible en: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia22/HTML/articulo02.htm>.

REPÚBLICA DE COLOMBIA. Sistema Único de Información de Servicios Públicos – SUI. Diciembre 26 de 2016. Disponible en: http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=ele_com_094.

SEBASTIÁN, Eliseo. Panel Solar Fotovoltaico. 15 de noviembre de 2016. Disponible en: <http://eliseosebastian.tumblr.com/post/72414038287/cuidados-y-donde-instalar-las-baterias-solar>.

SYSTEMS. “Universal Technical Standard for Solar Home Universal Technical Standard for Solar Home Systems: Thermie B SUP 995-96, EC-DGXVII, 1998.. - 1998.

UNIVERSIDAD DE CASTILLA-LA MANCHA. Escuela de Ingenieros Industriales. Paneles o módulos fotovoltaicos. Noviembre 11 de 2016. Disponible en: <http://edii.uclm.es/~arodenas/Solar/componentes.htm>.