EVALUACIÓN DE COSTO-BENEFICIO, PARA DETERMINAR LA VIABILIDAD DEL USO DE ENERGÍA RED-FOTOVOLTAICA PARA EL SECTOR RESIDENCIAL DE ESTRATO 2, COMO ALTERNATIVA AL SUBSIDIO EXISTENTE DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BOGOTÁ.

DIEGO ALEJANDRO MEJÍA MONTAÑEZ
YAMITH AARON CORTES GÓMEZ

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS
FACULTAD TECNOLÓGICA
BOGOTÁ D.C.
2019

EVALUACIÓN DE COSTO-BENEFICIO, PARA DETERMINAR LA VIABILIDAD DEL USO DE ENERGÍA RED-FOTOVOLTAICA PARA EL SECTOR RESIDENCIAL DE ESTRATO 2, COMO ALTERNATIVA AL SUBSIDIO EXISTENTE DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BOGOTÁ.

DIEGO ALEJANDRO MEJÍA MONTAÑEZ
YAMITH AARON CORTES GÓMEZ

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero Eléctrico

Director del proyecto
Ing. Luis Antonio Noguera Vega

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS
FACULTAD TECNOLÓGICA
INGENIERÍA ELÉCTRICA POR CICLOS PROPEDÉUTICOS
BOGOTÁ D.C.
2019

Nota de aceptación:

Aprobado por el Comité de Grado en cumplimiento de los requisitos Exigidos por la Universidad Distrital Francisco José de Caldas para optar el título de Ingeniero Eléctrico.

Firma del director del proyecto

_____

Ing. Luis Antonio Noguera Vega

Firma del Jurado

_____

Ing. Clara Inés Buriticá Arboleda

AGRADECIMIENTOS

Ante todo, agradecer a mis padres Luis Carlos y Blanca Elvira por apoyar mi formación durante el trascurso de mi vida, los valores y orientación que me enseñaron hacen la persona ética y responsable que soy ahora, a mis hermanos y amigos, su ayuda fue fundamental en buenos y malos momentos, también debo agradecer a esas personas que hicieron parte de este logro y hoy ya no están, su paso por mi vida fue fundamental. Por último y no menos importante, a todos los docentes que formaron carácter, ética y la profesión que empiezo a ejercer con el gran amor y sentido de pertenencia que me enseñaron, sin esa dedicación y paciencia hubiera sido imposible. Mis más sinceros agradecimientos por hacer parte de mi vida.

Diego Alejandro Mejía

AGRADECIMIENTOS

Primero agradecerles a mis padres Pedro Cortes y Nelly Gómez y a mi abuelita Dolores Plazas que fueron las personas que más me apoyaron y no me dejaron rendir durante el tiempo de la carrera. Segundo a mi hermano, mis sobrinas y amigos que me prestaron su ayuda cuando los necesita. Por último, a todos los docentes que estuvieron presentes durante la carrera, dándome valiosas enseñanzas que me servirán al momento de ejercer mi profesión. Espero que puedan seguir participando en la siguiente etapa de mi vida.

Yamith Aaron Cortés Gómez

ABREVIATURAS

AC:	Alternating Current
AGM:	Absorbent Glass Mat
AGPE:	Autogeneración a Pequeña Escala
ANLA:	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
CA:	Corriente Alterna
CAPT:	Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión
CAR:	Corporación Autónoma Regional
CC:	Corriente Continua
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DANE:	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
DC:	Direct Current
DNP:	Departamento Nacional de Planeación
EPM:	Empresas Públicas de Medellín
EVA:	Etileno-Vinilo-Acetato
FENOGE:	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía
FNCE:	Fuente No Convencional de Energía
FNCER:	Fuente No Convencional de Energía Renovable
FNE:	Flujo Neto de Efectivo
FV:	Fotovoltaico
GD:	Generación Distribuida
HSP:	Horas Solares Pico
IAN:	Instituto de Asuntos Nucleares
IDEAM:	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales.
IEC:	International Electrotechnical Commission
LFC:	Lámpara Fluorescente Compacta
m.s.n.m:	metros sobre el nivel del mar
MME:	Ministerio de Minas y Energía
NOCT:	Normal Operating Cell Temperature
NPH:	No Propiedad Horizontal

NTC: Norma Técnica Colombiana

ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible

OR: Operador de Red

PEN: Plan Energético Nacional

PH: Propiedad Horizontal

PWM: Pulse Width Modulation

RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas

SF: Sistema Fotovoltaico

SFCR: Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red

SHB: Secretaria de Hacienda Bogotá

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

STC: Standard Test Conditions

SUI: Sistema Único de Información

THD: Total Harmonic Distortion

TIR: Tasa Interna de Retorno

UN: United Nations

UNFCCC: United Nations Framework Convention on Climate Change

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética

URE: Uso Racional de Energía

VPN: Valor Presente Neto

ZNI: Zona No Interconectada

UNIDADES

Ah: Amperios-hora.

I: Corriente.

kVA: kilo Volta-Amperios

kWh: kilovatio hora.

kWh/día: kilovatio hora día.

kWh/mes: kilovatio hora mes.

kWh/año: kilovatio hora año.

kWh/m^2dia: kilovatio hora por metro cuadrado al día

m: Metros

m^2: Metros cuadrados

V: Tensión

W: Vatio.

Wh/m^2: Vatios hora por metro cuadrado.

W/m^2: Vatios por metro cuadrado.

Wh/mes: Vatios hora por mes.

Wh/día: Vatios hora por día.

$kW−h/día: Precio del kilovatio hora día.

$kW−h/año: Precio kilovatio hora año.

Φ: Latitud del lugar.

δ: Ángulo de declinación.

β: Inclinación o ángulo de elevación.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN 18
JUSTIFICACIÓN 20
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 22
OBJETIVOS 24
OBJETIVO GENERAL 24
OBJETIVOS ESPECÍFICOS 24
1 MARCO CONCEPTUAL 25
1.1 ESTRATO SOCIO ECONÓMICO. 25
1.2 CONSUMO BÁSICO DE SUBSISTENCIA 27
1.3 SUBSIDIO 28
1.4 SUSCRIPTOR DE SERVICIOS PÚBLICOS 29
1.5 TIPOS DE PROPIEDADES 29
1.6 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA 30
1.7 IRRADIACIÓN SOLAR 30
1.8 POSICIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO 31
1.9 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HÍBRIDOS (SFCR) 34
1.10 CÉLULAS SOLARES 35
1.11 MÓDULO FOTOVOLTAICO O PANEL SOLAR 36
1.12 INVERSOR 37
1.13 BALANCE NETO (NET METERING) 37
1.14 EVALUACIÓN ECONÓMICA 37
1.14.1 Viabilidad 37
1.14.2 Estudio de Viabilidad 38
1.14.3 Flujo neto de Efectivo. 38
1.14.4 Valor Presente Neto (VPN). 38
1.14.5 Evaluación costo-beneficio 39
1.14.6 Tasa interna de retorno. 40
2 ESTADO DEL ARTE 42
2.1 Contexto Internacional. 42
2.2 Contexto nacional. 45
3 METODOLOGÍA 48

3.1 RECOLECCIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN PARA LA CIUDAD DE BOGOTÁ 49
3.1.1 Propiedades NPH del estrato 2 en Bogotá. 49
3.1.2 Subsidios al servicio de energía eléctrica. 49
3.1.3 Suscriptores y consumo de energía eléctrica en Bogotá 50
3.1.4 Análisis normativo. 51
3.2 DISEÑO DEL SISTEMA SFCR 51
3.2.1 Evaluación del recurso solar para la cuidad de Bogotá. 51
3.2.2 Factor de pérdidas. 52
3.2.3 Arreglo y cantidad de paneles solares. 52
3.2.4 Potencia y clase del inversor. 52
3.2.5 Elementos adicionales para el funcionamiento del sistema SFV. 53
3.3 EVALUACIÓN DE VIABILIDAD DEL PROYECTO 53
3.3.1 Costo de los sistemas SFCR diseñados y de instalación. 53
3.3.2 Evolución de la tarifa de la energía eléctrica consumida kWh. 53
3.3.3 Facturación de energía del sistema SFCR y red. 54
3.3.4 Uso de herramientas económicas para determinar la viabilidad de los SFCR. 54
3.3.5 Resultados de la evaluación de viabilidad 54
4 DESARROLLO DEL ESTUDIO DE VIABILIDAD 55
4.1 EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN 55
4.1.1 Predios de no propiedad horizontal (NPH) en Bogotá. 57
4.1.2 Subsidios al servicio de energía eléctrica. 61
4.1.3 Suscriptores y consumo de energía eléctrica en Bogotá. 63
4.1.4 Normatividad de las FNCER. 68
4.2 DISEÑO DEL SISTEMA SFCR 77
4.2.1 Evaluación del recurso solar para la ciudad de Bogotá. 78
4.2.2 Factor de pérdidas. 82
4.2.3 Cálculo de paneles solares. 84
4.2.4 Inversor. 89
4.2.5 Elementos adicionales para el funcionamiento del sistema SFCR. 90
4.3 EVALUACIÓN DE VIABILIDAD DEL USO DE UN SISTEMA SFCR. 90
4.3.1 Costos de inversión de los sistemas SFCR. 91

4.3.2 Evolución de la tarifa del kWh en Bogotá. 93
4.3.3 Facturación del servicio de energía eléctrica del sistema SFCR y red. 95
4.3.4 Herramientas de Economía para determinar la viabilidad de los SFCR. 97
4.3.5 Resultados de la Evaluación de viabilidad. 101
5 CONCLUSIONES 102
6 TRABAJOS FUTUROS 105
7 BIBLIOGRAFÍA 106
8 ANEXO 112

LISTA DE FIGURAS

Figura 1, Mapa del área construida por estrato en Bogotá. 27
Figura 2, Representación de la irradiancia durante el día. 31
Figura 3, Posición del módulo fotovoltaico con respecto a la superficie. 32
Figura 4, Paneles en Cubierta inclinada. 33
Figura 5, Paneles en cubierta plana. 33
Figura 6, Paneles en fachada. 34
Figura 7, Conexión típica de un sistema SFCR (Grid-connected). 35
Figura 8, Tecnología de Módulos fotovoltaicos. 36
Figura 9, Evolución del gasto en subsidios económicos en Argentina. Años 2006-2014 43
Figura 10, Diagrama de proceso para la metodología. 48
Figura 11, Distribución de predios en Bogotá según su uso. 55
Figura 12, Participación porcentual de predios residenciales por estrato en Bogotá. 57
Figura 13, Evolución de propiedad horizontal/ No propiedad horizontal en Bogotá. 58
Figura 14, Evolución de tipo de predios en Bogotá. 58
Figura 15, Proporción de las viviendas NPH en Bogotá, por estrato. 59
Figura 16, Proporción de propiedades por estrato 2017 para Bogotá. 59
Figura 17, Campo de Evaluación por tipo de viviendas y estrato. 61
Figura 18, Evolución de las Contribuciones por concepto de subsidios para el servicio de energía eléctrica. 62
Figura 19, Consumo de energía eléctrica anual por estrato para la ciudad de Bogotá. 62
Figura 20, Participación de suscriptores de energía eléctrica en Bogotá por estratos. 63
Figura 21, Crecimiento porcentual de suscriptores del 2008 al 2017 en Bogotá. . 64
Figura 22, Evolución de Suscriptores Energía Eléctrica en Bogotá. 64
Figura 23, Evolución del consumo promedio de energía en el estrato 2 para Bogotá. 66
Figura 24, Consumo promedio mensual de energía eléctrica para el 2017. 67
Figura 25, Institucionalidad Sector Eléctrico Colombiano. 69
Figura 26, Mapa de irradiación para Cundinamarca y Bogotá. 78
Figura 27, Radiación diaria promedio mensual para Bogotá. 79
Figura 28, Radiación diaria promedio mensual para Bogotá, máxima, mínima y promedio. 80
Figura 29, Curva de HSP promedio mensuales para Bogotá. 80
Figura 30, Curva de radiación anual para Bogotá. 81
Figura 31, Costo de los sistemas SFCR propuestos, con IVA y sin IVA 93
Figura 32, Evolución de la tarifa del kWh. 94

Figura 33, Facturación anual de energía eléctrica de los sistemas propuestos y de red sin subsidio. 96
Figura 34, Flujo neto para Sistemas SFCR de 148 kWh/mes. 97
Figura 35, Flujo neto para Sistemas SFCR de 52 kWh/mes 98

LISTA DE TABLAS

Tabla 1, Número de predios para Bogotá según su estrato. 56
Tabla 2, Número de propiedades NPH por estrato en Bogotá para el 2017. 60
Tabla 3, Suscriptores VS Viviendas para el 2017. 65
Tabla 4, Suscriptores y tipo de Viviendas para el 2017. 65
Tabla 5, Evolución del marco normativo de las FNCE. 70
Tabla 7, Reglamentación y normatividad técnica. 72
Tabla 8, Artículos destacados de la Ley 1715 de 2014. 73
Tabla 9, Artículos destacados de la CREG 030 DE 2018. 75
Tabla 10, Factor de pérdidas de la instalación. 83
Tabla 11, Energía mensual a cubrir por el SFCR. 84
Tabla 12, Energía real diaria a suministrar por el sistema SFCR. 84
Tabla 13, Características técnicas de los Paneles elegidos 85
Tabla 14, Cantidad de paneles en serie para cada sistema. 86
Tabla 15, Recurso solar Bogotá DC y HSP. 86
Tabla 16, Cantidad de paneles solares en paralelo para cada sistema. 87
Tabla 17, Cantidad de paneles para cada consumo y su área respectiva. 88
Tabla 18, Potencia de los Inversores propuestos. 89
Tabla 19, Costo del proyecto para 148 kWh/mes, opción A, paneles 320 W. 92
Tabla 20, Costo del proyecto para 52 kWh/mes, opción A, paneles 320 W. 92
Tabla 21, Costos de intalación de los sistemas SFCR. 92
Tabla 22, Proyección precio del kWh 95
Tabla 23, VPN. 99
Tabla 24, TIR 99
Tabla 25, Costo-Beneficio para el Sistema SFCR de 148 kWh/mes. 100
Tabla 26, Costo-Beneficio para el Sistema SFCR de 52 kWh/mes. 100

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1, Contribuciones para subsidio. 112
Anexo 2, Consumo por estrato anual. 112
Anexo 3, Suscriptores servicio de energía el eléctrica. 112
Anexo 4, Promedio de consumo por estrato. 113
Anexo 5, Consuo promedio mensual. 113
Anexo 6, Lista de precios proveedor Ingesolar..... 114
Anexo 7, Costo de la tarifa de la energía eléctrica en Bogotá de los últimos 14 años. 117
Anexo 8, Costos de los sistemas SFCR propuestos con diferentes proveedores. 117
Anexo 9, Cotizaciones de instalación de equipos del sistema SFCR 119

RESUMEN

En el presente documento se evaluó el costo-beneficio para determinar la viabilidad del uso de energía hibrida (Red-Fotovoltaica) en el sector residencial de estrato 2, sin propiedad horizontal, como alternativa total o parcial al subsidio existente otorgado por concepto de consumo de energía eléctrica en Bogotá. Actualmente el estrato mencionado cuenta con un subsidio en la tarifa por consumo de energía eléctrica, en varias ocasiones se ha planteado desde el gobierno suprimir estos subsidios, lo cual afectaría al 77% de los suscriptores a este servicio que pertenecen a los estratos 1, 2 y 3, llegando a incrementarse la facturación hasta en un 50% del valor actual a pagar por este servicio. Por ello es necesario brindar a los usuarios pertenecientes a este estrato una alternativa para mitigar estos sobrecostos , en la presente propuesta, se evalúa el uso de energía hibrida, en el cual se estudiará la viabilidad técnica y normativa, el costo-beneficio, donde se identifiquen ventajas y desventajas, y por medio de los resultados de esta evaluación las personas interesadas tengan un sustento académico que ayude a tomar decisiones de inversión o alternativas para reemplazar el subsidio actual.

Palabras claves: SISTEMA FOTOVOLTAICO, ESTRATO 2, BOGOTÁ, COSTO-BENEFICIO, VIABILIDAD, ENERGÍA HIBRIDA, SFCR.

ABSTRACT

In this document, the cost-benefit was evaluated to determine the viability of the use of hybrid energy (Red-Photovoltaic) in the residential sector of stratum 2, without horizontal property, as a total or partial alternative to the existing subsidy granted for consumption concept. Electric power in Bogotá. At present, an account was mentioned in the tariff for the consumption of electrical energy, several times it has been raised from the government, these subsidies are suppressed, which would affect 77% of the subscribers, this service corresponding to the stratum 1, 2 and 3, reaching an increase in billing up to 50% of the current value to be paid for this service. Therefore, it is necessary to provide users, employees, media, the media, employees, the present proposal, with the evaluation of the use of hybrid energy, to which technical viability will be studied. and regulations, cost-benefit, where advantages and disadvantages are identified, and through the results of this evaluation.

Key words: PHOTOVOLTAIC SYSTEM, STRATUM 2, BOGOTÁ, COST-BENEFIT, VIABILITY, HYBRID ENERGY, SFCR.

INTRODUCCIÓN

De acuerdo con condiciones actuales del cambio climático en el planeta, los gobiernos y países han adquirido compromisos para lograr disminuir el daño ambiental provocado por los hábitos de consumo actuales. Dentro de estos compromisos se ha propuesto el uso he incremento de fuentes no convencionales de energía, buscando promover el uso racional de energía y el cambio de fuentes convencionales de energías basadas en combustibles fósiles que afectan el medio ambiente.(UNCC, 2015)

Frente a este panorama, el gobierno expide la ley 1715 de 2014, la cual plantea que; las fuentes no convencionales de energía podrían satisfacer el consumo de energía en los estratos residenciales 1,2 y 3, a cambio de los subsidios actuales que se brindan (Congreso De Colombia, 2014). Esto lograría disminuir los efectos nocivos para el medio ambiente y a su vez, invertir estos recursos en otros programas sociales que tenga el gobierno de turno. Antes de tomar una decisión respecto a lo planteado por el gobierno, se debe evaluar la situación, teniendo en cuenta el costo-beneficio de implementar fuentes no convencionales de energía a cambio de las tradicionales, si es beneficioso económica y ambientalmente, y viable para el país, invertir recursos públicos en este tipo de fuentes de energía.

Esta evaluación de viabilidad se realizó para la ciudad de Bogotá, enfocándose en el estrato 2 y las viviendas de no propiedad horizontal. Bogotá es el Distrito Capital de Colombia, siendo esta la ciudad más grande de Colombia en infraestructura y población cuenta con más de 7 millones de habitantes, constituye el centro político, económico, financiero y cultural del país. (Distrital Universidad José Francisco, 2018)(DANE, 2018, p. 2)

La ciudad cuenta con 2.587.226 predios, de los cuales el 75,38% son residenciales, contando el estrato 2 con el 26% del total de predios residenciales (Alcaldia mayor de Bogotá, 2018). Para el 2017 Bogotá contaba con 2.028.299 de suscriptores residenciales al servicio de energía eléctrica, participando el estrato 2 con el 35% se suscriptores. Bogotá consume 3760 MWh/año de energía eléctrica en el sector residencial, esto corresponde al 41,52% de la energía eléctrica consumida por Bogotá, haciendo que el sector residencial sea el de mayor consumo en la ciudad. (SUI, 2017)

Para realizar esta evaluación fue necesario conocer y consolidar información frente al consumo de energía del estrato 2 de viviendas que no pertenecen a propiedad horizontal, la cantidad de suscriptores a este servicio y los subsidios que reciben, esto con el fin de determinar el sistema fotovoltaico apropiado y viable, tanto en condiciones técnicas como económicas que logre solventar las necesidades de consumo de energía, dando criterios técnicos y económicos que sustenten la inversión de recursos del Estado en este tipo de proyectos, todo esto teniendo en

cuenta la normatividad y regulación vigente, en la cual, se incentiva con diferentes beneficios que vuelven este tipo de proyectos atractivos a la inversión y dan viabilidad a los mismos.

JUSTIFICACIÓN

La ley 1715 de 2014 en el artículo 4, declara de utilidad pública e interés social:" la promoción, estimulo e incentivo al desarrollo de las actividades de producción y utilización de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable se declara como un asunto de utilidad pública e interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar la diversificación del abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección del ambiente, el uso eficiente de la energía y la preservación y conservación de los recursos naturales renovables (Congreso De Colombia, 2014, p. 2).

El estímulo y uso de la energía fotovoltaica debe ser prioridad para reducir los efectos nocivos en el medio ambiente generados por centrales termoeléctricas, las cuales utilizan para la generación de energía eléctrica fuentes de petróleo, gas y carbón (PNUD, 2015). Estas centrales, además de generar energía eléctrica, también se encargan de brindar confiabilidad al sistema en caso de que la generación hidráulica vea disminuida su capacidad de generación debido a diferentes casos como: sequias, daños en centrales hidráulicas, mantenimientos programados, etc (ANDEG, 2013; Ñustes & Rivera, 2017). De esta manera la energía fotovoltaica resulta una buena alternativa para brindar alivio al consumo energético creciente año a año en el país, y de esta manera diversificar la matriz energética del país donde se involucren fuentes no convencionales de energía renovables junto a las utilizadas tradicionalmente.

Es importante lograr un ambiente de desarrollo sostenible estipulado en la ley 99 de 1993 en su artículo 3, como aquel "Desarrollo sostenible el que conduzca al crecimiento económico, a la elevación de la calidad de la vida y al bienestar social, sin agotar la base de recursos naturales renovables en que se sustenta, ni deteriorar el medio ambiente o el derecho de las generaciones futuras a utilizarlo para la satisfacción de sus propias necesidades".(Congreso de Colombia, 1993, p. 2)

Dado el uso predominante de energía eléctrica proveniente de hidroeléctricas y termoeléctricas, la mayoría de recursos se enfocan en proyectos de este tipo como lo es la hidroeléctrica Ituango, la baja participación de capital privado, junto a esto, problemas políticos, sociales y económicos, desconociendo y aplicación de las normas y leyes, son factores limitantes para el uso extensivo de las FNCER (Londoño & Cortés, 2017, p. 382; Ñustes & Rivera, 2017, p. 42). Nuestro país cuenta con un gran potencial para la aplicación de FNCER debido a su ubicación geográfica, Colombia cuenta con un recurso solar importante situándolo entre el puesto 58 y el 84% del recurso solar registrados a nivel mundial.(Castillo, Castrillón Gutiérrez, Vanegas-Chamorro, Valencia, & Villicaña, 2015, p. 46)

Con el desarrollo de nuevas tecnologías se ha facilitado la implementación y adquisición de equipos utilizados en las FNCER, con el apoyo del gobierno y con

incentivos económicos en la investigación de proyectos enfocados en este campo, los cuales, serán financiados por el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), se enmarca la importancia de investigar la viabilidad de financiar parcial o totalmente con estos recursos, programas y proyectos dirigidos al sector residencial 1,2 y 3 para la autogeneración a pequeña escala y la eficiencia energética, dado que estos estratos representan el 85% de la población (Congreso De Colombia, 2014). En estos estratos se encuentra la tendencia del uso de equipos ineficientes, generando un mayor consumo de energía eléctrica, yendo en contra del programa PROURE. Esto puede explicarse por los ingresos limitados de estos estratos, por la densidad poblacional por metro cuadrado y por la asignación de subsidios de hasta el 50% en los consumos de subsistencia.(Ministerio de Minas y Energía de Colombia & Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2017).

Ante estos escenarios es necesario un estudio de costo-beneficio estructurado, que tenga los aspectos técnicos y económicos donde se demuestre la viabilidad del proyecto a corto, mediano y largo plazo, y de esta forma involucrar a este sector de la sociedad con las energías renovables y el uso eficiente y racional de energía.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El planeta tierra se encuentra en un momento crucial, cambios drásticos y sistemáticos se presentan de forma acelerada debido a la industrialización y globalización del comercio de productos y servicios, esto de la mano de un recurso inapelable como es la energía eléctrica, fuente básica e indispensable en el desarrollo de las economías más fuertes a nivel mundial donde la confiabilidad es imprescindible, se encuentra que aun en gran mayoría las centrales generadoras de energías no renovables suplen esta necesidad, en el caso de economías como; Estados Unidos, China, India y Japón, la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de petróleo, gas y carbón en su orden para el 2014 fueron: 67,46%, 74,82%, 81,72% y 85,56% (Banco Mundial, 2015), a nivel mundial para el 2016, el consumo de energía eléctrica generada por petróleo, gas y carbón fueron en su orden: 33.3%, 24,1% y 28,1% (Petroleum & British Petroleum, 2016). Estas fuentes de energía de combustibles fósiles acarrean consecuencias en el medio ambiente, los seres vivos y en si el ecosistema. Las consecuencias del uso de estas fuentes están relacionadas directamente con el calentamiento global y sus efectos.

En diferentes países se han implementado leyes que promuevan y regulen el uso de fuentes de energía eléctrica renovables, como en el caso español la ley 24 de 2013. En más de 148 países incluyendo a Colombia y entre ellos potencias como, Alemania y Japón, se firma el acuerdo de Paris, el cual traza objetivos de desarrollo sostenible entre los cuales está el uso de energías renovables. Se destaca de estas políticas, leyes y acuerdos, impulsar la eliminación de tarifas de respaldo, prioridad en la compra de energía eléctrica producida con paneles solares, fuentes de financiación especializadas en el tipo de proyecto, promoción por parte de empresas públicas de energía eléctrica, disminución de aranceles para los productos relacionados, etc. De esta manera paulatinamente se proyecta con los ODS (Objetivos de desarrollo sostenible) para el 2030 la sustitución y desestimulo de generación mediante combustibles fósiles, por aquellas amigables con el ambiente como los son las Fuentes no convencionales de energía renovables (FNCER) (PNUD, 2015), entre ellas la eólica y fotovoltaica. (J. L. García, 2015)(Hernando Higuera Aguilar & Carmona Valencia, 2017)

En Colombia el uso de las FNCER es opacado totalmente por la generación hidráulica y térmica en áreas urbanas, siendo estas fuentes de generación más atractivas para su implementación en las zonas no interconectadas (ZNI) (Ortiz, 2013). Lo cual indica que las leyes colombianas como la ley 1715 de 2014 en el artículo 4 y 12 encargadas de promulgar y promover el uso de FNCER (Congreso De Colombia, 2014), no ha logrado incentivar este tipo de tecnologías y demostrar sus beneficios tanto para el medio ambiente, como en el ámbito económico en los estratos 1, 2 y 3 de la sociedad colombiana. Estos estratos mencionados son subsidiados según lo establecido en las leyes 142 y 143 de 1994, pero actualmente se desea modificar en el Plan Nacional de Desarrollo, mediante el artículo 179 el

porcentaje de los subsidios para los diferentes estratos, lo cual afectaría a más de 10 millones de usuarios en el país, incrementando la tarifa hasta un 15% para el estrato 3. (Carrasquilla Borrero, 2018, p. 103)

De acuerdo a lo anteriormente expuesto, se realizará una evaluación de costo-beneficio entre el modelo actual tarifario de energía eléctrica residencial para el estrato 2, subsidiado por el gobierno vs el modelo de energía Hibrida (red-fotovoltaica) propuesto, con el objetivo de determinar las ventajas y desventajas de su uso en unidades de vivienda de este estrato, sin tener en cuenta la propiedad horizontal en la ciudad de Bogotá, de esta manera demostrar que tan factible puede ser sustituir total o parcialmente el subsidio otorgado por concepto de consumo de energía eléctrica. Con esta propuesta se pretende que el usuario aproveche los espacios de las viviendas tipo casa para instalar paneles solares y de esta manera suplir la necesidad de energía eléctrica.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar el costo-beneficio, para determinar la viabilidad del uso de energía hibrida en el sector residencial de estrato 2, sin tener en cuenta propiedad horizontal, como alternativa total o parcial al subsidio existente otorgado por el gobierno por concepto de consumo de energía eléctrica en Bogotá.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar el consumo promedio de energía eléctrica, número de predios de no propiedad horizontal y suscriptores del estrato 2 en la ciudad de Bogotá.

- Evaluar la normatividad y los requerimientos técnicos para la implementación de dos sistemas híbridos, los cuales suplan el consumo promedio de energía eléctrica mensual y el consumo actualmente subsidiado de los predios NPH respectivamente del estrato 2, en la ciudad de Bogotá.

- Comparar técnica y económicamente la implementación de las 2 propuestas de sistema hibrido con la tradicional (red), con el fin de establecer una evaluación de costo-beneficio.

1 MARCO CONCEPTUAL

Para la evaluación de costo-beneficio, y la determinación de viabilidad del proyecto, es necesario partir bajo varios conceptos, los cuales se describen a continuación:

1.1 ESTRATO SOCIO ECONÓMICO.

El DANE lo describe como:

La estratificación socioeconómica es una clasificación en estratos de los inmuebles residenciales que deben recibir servicios públicos. Se realiza principalmente para cobrar de manera diferencial por estratos los servicios públicos domiciliarios permitiendo asignar subsidios y cobrar contribuciones en esta área.

De esta manera, quienes tienen más capacidad económica pagan más por los servicios públicos y contribuyen para que los estratos bajos puedan pagar sus facturas. (DANE, 2017)

Entre sus aplicaciones se encuentra:

- Orientar la planeación de inversión pública. (DANE, 2017)
- Realizar programas sociales como expansión y mejoramiento de infraestructura de servicios públicos y vías, salud y saneamiento, entre otros. (DANE, 2017)
- Cobrar tarifas de impuesto predial diferentes por estrato y orientar el ordenamiento territorial. (DANE, 2017)

Según el artículo 102 de la ley de servicios públicos domiciliarios 142 de 1994 (Congreso de Colombia, 1994), los niveles de estratos para inmuebles residenciales que se provean con servicios públicos, se clasificaran en máximo 6 niveles, definidos como:

- Estrato 1: bajo-bajo.
- Estrato 2: bajo.
- Estrato 3: medio-bajo.
- Estrato 4: medio.
- Estrato 5: medio-alto.
- Estrato 6: alto.

Para el desarrollo de este proceso se emplea la metodología desarrollada por el Departamento Nacional de Planeación, la cual contiene variables, factores, ponderaciones y métodos estadísticos, teniendo en cuenta la dotación de servicios públicos domiciliaros (Congreso de Colombia, 1994).

El estrato se considera una herramienta que ayuda a focalizar los subsidios y contribuciones de los servicios públicos domiciliarios, asignando tarifas diferenciales

a las viviendas según su estrato. De esta manera se determina qué; quienes tengan mayor capacidad económica paguen los servicios públicos a tarifa plena y adicionalmente, una contribución para las viviendas de estratos subsidiados, en este orden de ideas, las contribuciones se convierten en subsidios para lograr una tarifa diferencial para los estratos con menor poder adquisitivo (DANE, 2016).

La estratificación socio económica es definida a partir de la ley 142 de 1994 (Congreso de Colombia, 1994) y siguiendo la metodología propuesta por el Departamento Nacional de Planeación, se establecen las siguientes variables a tomar en cuenta:

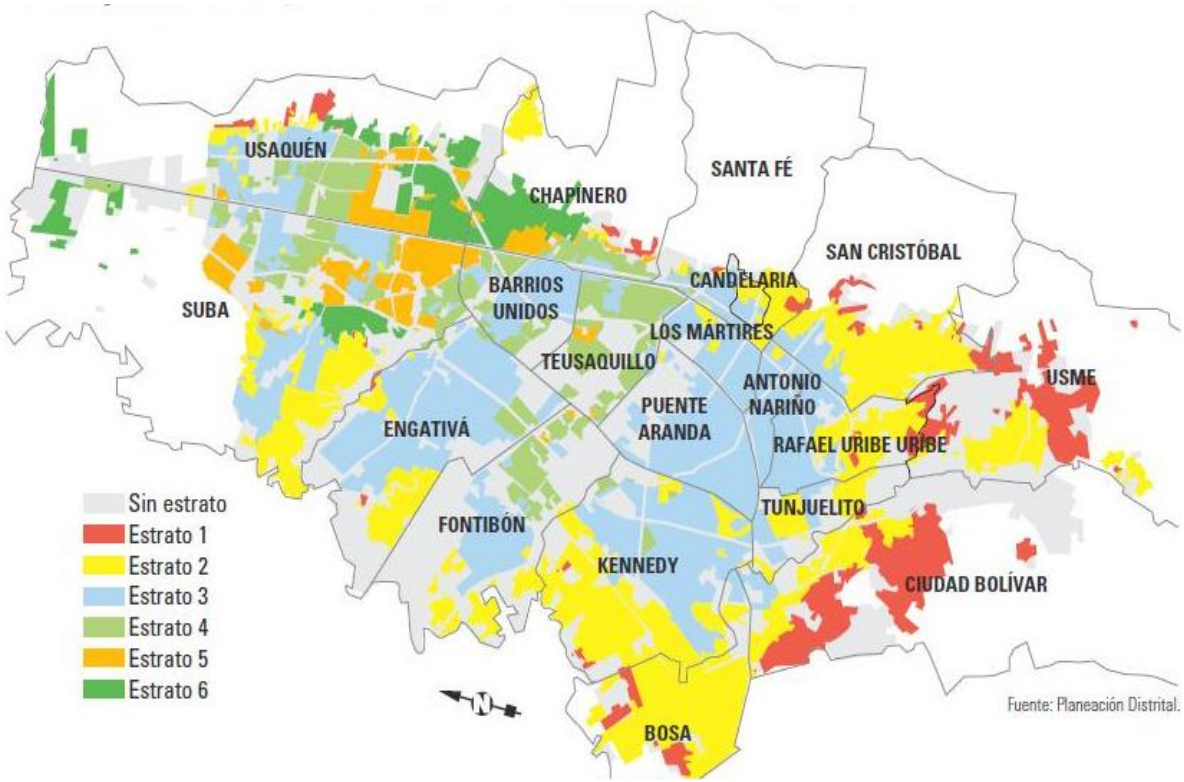
- Factores de vivienda: Tamaño de antejardín, tipo de garaje, diversidad de fachada, tipo de techo y tamaño del frente.
- Factores de entorno: Tipo de vías y tipo de andenes.
- Contexto urbanístico: Zona de ubicación

Según el Instituto Distrital de Estudios Urbanos, los principales objetivos de la estratificación son (Secretaría Distrital de Planeación, 2017):

- Materializar criterios de solidaridad y redistribución del ingreso dentro del régimen tarifario.
- Facturación del cobro de servicios públicos domiciliarios que recibe cada domicilio con un estrato único.
- Aplicación de subsidios para sectores menos favorecidos en la población y recaudo de la contribución de los estratos superiores al 4.

Bogotá cuenta con 6 estratos, distribuidos como se muestra en la Figura 1.

Figura 1, Mapa del área construida por estrato en Bogotá.



Fuente: (SDP & Alcaldia mayor de Bogotá, 2014)

1.2 CONSUMO BÁSICO DE SUBSISTENCIA

El consumo básico de subsistencia en el servicio de energía eléctrica fue fijado en 173 kWh/mes, para zonas con alturas menores a 1.000 m. s. n. m. y en 130 kWh/mes en locaciones donde la altura supere los 1.000 m. s. n. m. Si el usuario supera dicho límite, deberá pagar el excedente, bajo un costo de tarifa plena; es decir que, a partir del primer kilovatio de excedente, cada unidad será cobrada al 100 % de costo de prestación de servicio. Por otro lado, los usuarios de inmuebles residenciales, estratos 5 y 6, comerciales e industriales, tienen el deber de subsidiar a usuarios con ingresos menores, mediante contribuciones para el pago de tarifas de servicios públicos domiciliarios, corresponde éste, a un 20 % adicional sobre el total facturado (UPME, 2004).

- **Consumo de energía.**

El consumo de energía eléctrica se mide en kWh, un kilovatio hora es el equivalente a mantener un consumo de potencia de 1.000 vatios durante una hora. (Boylestad, 2004, p. 109)

El kWh es la unidad de medida que utilizan las empresas comercializadoras de energía eléctrica para facturar este servicio a los usuarios y la forma conveniente de expresar un consumo energético, en todos los casos se refiere a la cantidad de energía eléctrica consumida durante un periodo determinado, usualmente periodos de horas, meses y años. (Boylestad, 2004, p. 109)

1.3 SUBSIDIO

La SSPD lo define como: "Diferencia entre lo que se paga por un bien o servicio, y el costo real de éste, cuando el valor pagado es menor que el del costo." (SSPD, 2001)

Los subsidios son utilizados por los gobiernos con el propósito de alcanzar una meta social, en el caso Colombiano, el gobierno ofrece un subsidio de un porcentaje del consumo de energía eléctrica a los estratos menos favorecidos económicamente, con el objetivo de reducir la tarifa facturada mensualmente y de esta manera obtener una tarifa diferencial frente a los estratos que no cuentan con estos subsidios (Congreso de Colombia, 1994).

La constitución política de 1991, en los artículos 365 y 368, establece que: el sistema tarifario de los servicios públicos domiciliarios debe basarse en los criterios de costos, solidaridad y redistribución del ingreso. Dentro del régimen jurídico para los servicios públicos domiciliarios la Ley 142 y 143 de 1994, establecen la aplicación de los principios de solidaridad y distribución, permitiendo así, otorgar subsidios con base a la tarifa de cobro (Asamblea Constituyente, 1991) (Congreso de Colombia, 1994).

La tarifa es el valor de referencia de un servicio en función de los costos y gastos propios de la operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento, la remuneración del patrimonio aportado por los inversionistas, y el de la tecnología y administración para garantizar la calidad, la continuidad y la seguridad en la prestación del servicio (Congreso de Colombia, 1994). Para determinar las tarifas, cada empresa prestadora de servicios públicos domiciliarios, con la aprobación, y bajo las orientaciones de la Comisión de Regulación respectiva, establece el costo unitario de prestación del servicio, sujeto a la aplicación de los criterios dados por la Constitución y leyes relacionadas. En el caso de los servicios de energía eléctrica y gas, el ente encargado de establecer la metodología para la fijación de las tarifas es la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (Congreso de Colombia, 1994).

Hay que mencionar que, los subsidios se definen como el descuento que se aplica sobre el valor de la factura, de tal manera que el usuario pague menos del costo real del servicio. En Bogotá los subsidios son otorgados a los usuarios de inmuebles residenciales y zonas rurales estrato 1, 2 y 3 que se definen con baja capacidad de pago, por lo cual se estableció que estos estratos contaran con un subsidio que genere una tarifa diferencial reducida a la tarifa plena. Por otro lado, la población clasificada en estratos 5 y 6 por sus altos recursos económicos, paga sobrecostos (contribuciones) sobre el valor de los distintos servicios públicos. La población de estrato 4 no recibe subsidios ni paga contribuciones (Congreso de Colombia, 1994).

Los subsidios se encuentran establecidos de la siguiente manera:

- Estrato 1: Hasta un 50 % del consumo.
- Estrato 2: Hasta un 40 % del consumo.
- Estrato 3: Hasta un 15 % del consumo.

Dicho subsidio se hace sobre el consumo de subsistencia establecido por la resolución 355 de 2004 de la UPME. (UPME, 2004)

1.4 SUSCRIPTOR DE SERVICIOS PÚBLICOS

Es una persona natural o jurídica con la cual se ha celebrado un contrato de condiciones uniformes de servicios públicos. (Congreso De Colombia, 1995)

1.5 TIPOS DE PROPIEDADES

Para el caso concreto de estudio que se llevó a cabo, se tienen en cuentas las propiedades residenciales para Bogotá, estas están dividas en 2 como se explica a continuación:

- **Propiedades horizontales**

La propiedad horizontal no es un bien inmueble en particular, sino un régimen que reglamenta la forma en que se divide un bien inmueble y la relación entre los propietarios de los bienes privados y los bienes comunes que han sido segregados de un terreno o edificio. La propiedad horizontal permite la organización de los copropietarios y el mantenimiento de los bienes comunes. (Catastro Bogotá, 2017)

- **No propiedades horizontales**

Son aquellos predios que no pertenecen al régimen de propiedad horizontal. (Catastro Bogotá, 2017)

1.6 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

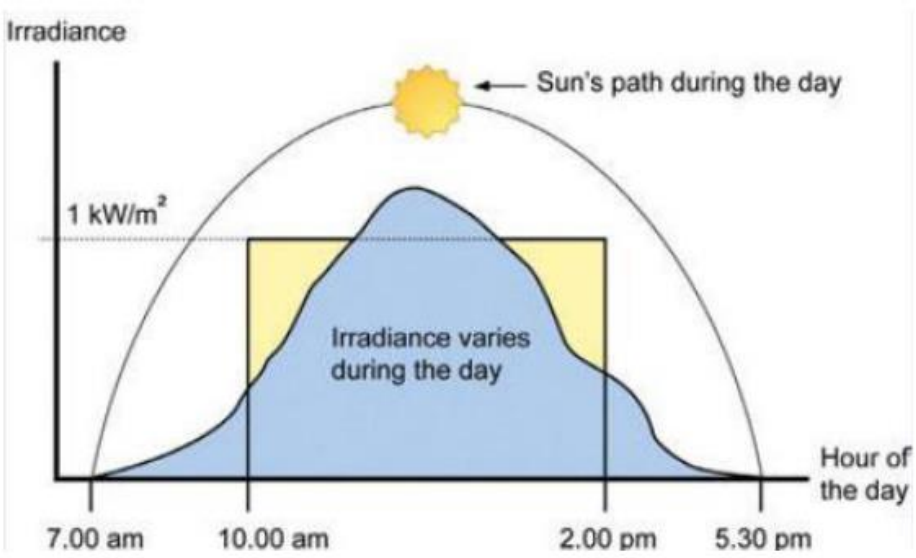
La energía solar fotovoltaica es tomada directamente del sol, incluso cuando es un día nublado, esta se obtiene por medio células solares, estas células son dispositivos electrónicos que transforman la luz solar (fotones) en energía eléctrica. (IRENA, 2017; Madridsolar, 2006, p. 29)

1.7 IRRADIACIÓN SOLAR

La irradiación emitida por el sol es consistente, pero debido a la geometría de la tierra y su comportamiento tanto en traslación como en rotación, hace que esta sea diferente en épocas del año dependiendo la ubicación sobre la tierra, siendo más consistente en la línea ecuatorial. (Stapleton & Neill, 2012, p. 18)

En la Figura 2, se muestra el comportamiento de la irradiancia durante el día, esta es la potencia por metro cuadrado sobre una superficie, como se muestra en la curva azul esta varia alcanzando un pico a medio día. En la curva amarilla se acumula la misma cantidad de energía que en la curva azul, pero bajo una constante o estándar de medida fijada en $1kW/m^2$, dentro de una franja horaria; de 10 am y las 2 pm, a esta franja horaria se le conoce como Horas Solar Pico (HSP), esto quiere decir que la energía acumulada llamada irradiación es la misma en la curva azul y la amarilla. (Stapleton & Neill, 2012, p. 18)

Figura 2, Representación de la irradiancia durante el día.



Fuente: (Stapleton & Neill, 2012).

Dado lo anterior, se entiende que la irradiancia es mayor en las superficies perpendiculares a los rayos del sol, por ello, para la aplicación de sistemas solares fotovoltaicos es necesario calcular la posición óptima de ubicación de los mismos. (Stapleton & Neill, 2012, p. 19)

1.8 POSICIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO

La posición de los paneles fotovoltaicos se puede especificar mediante los ángulos; acimutal y de inclinación o cenit.

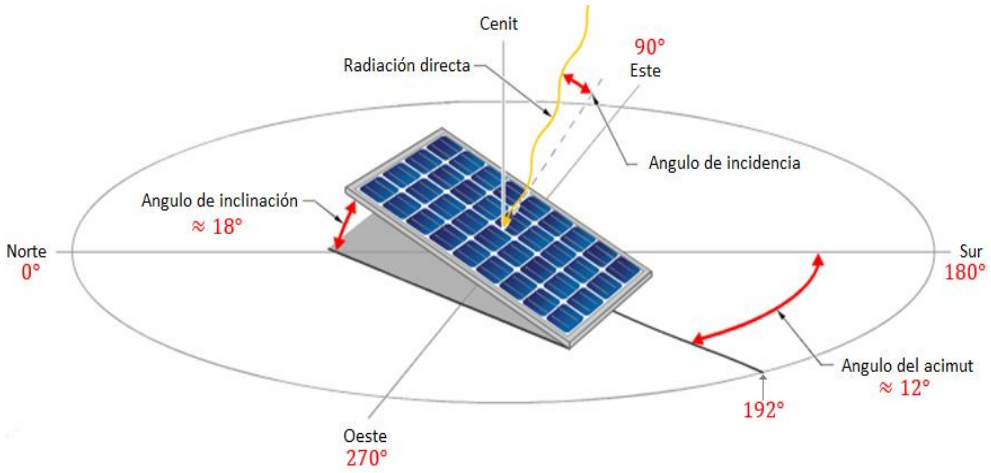
- **Ángulo acimutal (α).**

Es el ángulo formado en el plano horizontal, donde un panel ubicado hacia el norte se considera con ángulo acimut 0º, orientación hacia el este es de 90º, sur 180º y oeste corresponde a 270º. El ángulo óptimo de posición acimutal, es aquel que siga la trayectoria del sol desde que nace hasta que se oculta. (ver Figura 3) (Mascarós Mateo, 2015).

- **Ángulo de inclinación (β).**

Es el ángulo formado entre la superficie del panel y el plano horizontal, donde se tiene un ángulo de 90º si el panel está ubicado en posición vertical, y de 0º si se ubica en posición horizontal. El ángulo de inclinación óptimo para instalaciones fijas es aquel que coincide con la latitud del lugar donde se desea instalar el SFV. (Mascarós Mateo, 2015).

Figura 3, Posición del módulo fotovoltaico con respecto a la superficie.

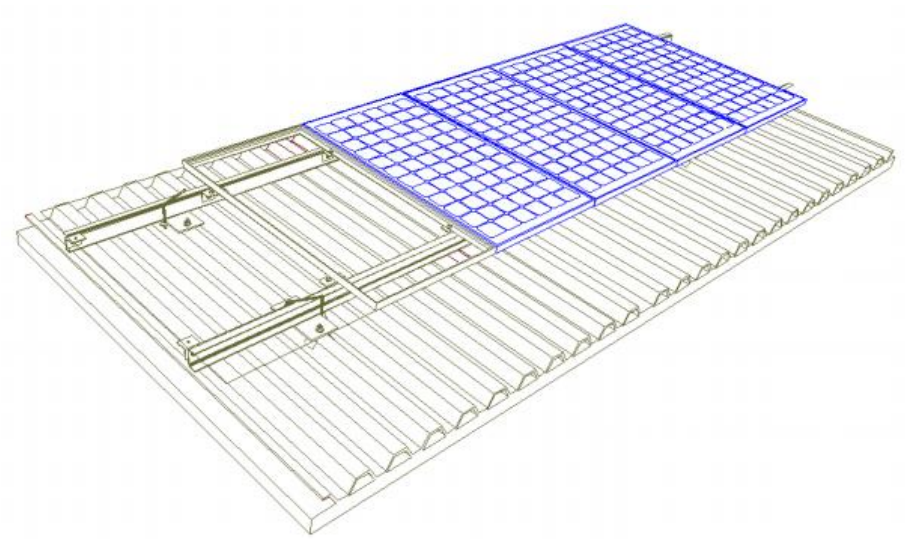


Fuente: (Sunfields Europe, 2018)

- **Integración de los paneles a edificaciones.**

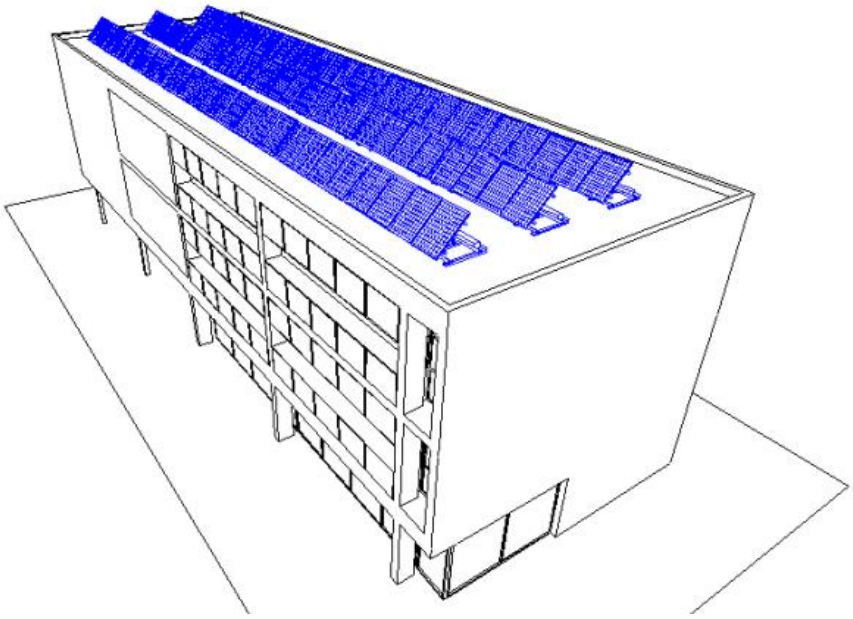
En la Figura 4, Figura 5 y Figura 6, se muestra cómo se puede integrar los paneles en las diferentes estructuras de las edificaciones o propiedades donde se desee utilizar los sistemas fotovoltaicos propuestos. De acuerdo con el espacio requerido por el arreglo de paneles, se puede utilizar cualquiera de estas alternativas dependiendo del predio, es necesario tener presente que este tipo de paneles se considera un peso adicional para estas estructuras donde serán fijados, se debe verificar que estas sean capaces de soportar el peso adicional sin poner en riesgo la integridad de techos, fachadas o cubiertas. Adicional a lo anteriormente mencionado se debe poner elementos de sujeción suficientes para aguantar las condiciones atmosféricas del lugar (vientos, lluvias, y otras condiciones climáticas que se pueden llegar a presentar). Por último y no menos importante ese debe añadir un efecto no cuantificable que es la estética de la instalación.

Figura 4, Paneles en Cubierta inclinada.



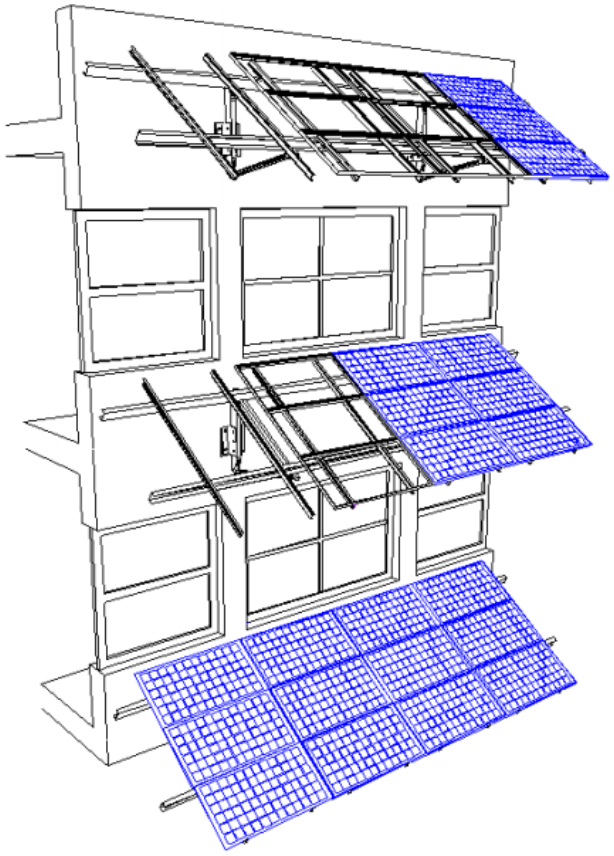
Fuente: (Perpiñan Lamigueiro, 2012)

Figura 5, Paneles en cubierta plana.



Fuente: (Perpiñan Lamigueiro, 2012)

Figura 6, Paneles en fachada.



Fuente: (Perpiñan Lamigueiro, 2012)

1.9 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HÍBRIDOS (SFCR)

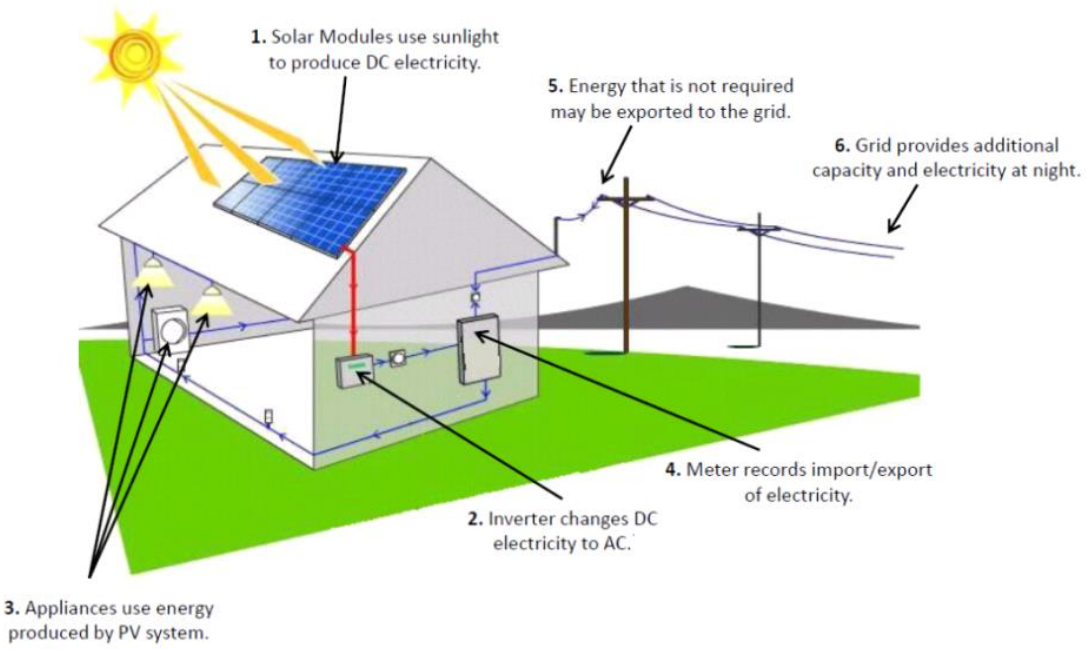
Los sistemas de energía hibrida o también llamados Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFCR) consisten en combinar FNCER como fuente primaria de generación con la red eléctrica, con el objetivo de obtener beneficios económicos y ambientales (Díaz, Pabón, & Pardo, 2009).

Los sistemas conectados a la red (Grid-connected) son utilizados normalmente en áreas urbanas que cuenten con un suministro de energía eléctrica de la red constante, estos sistemas, en lugar de almacenar la electricidad generada por el sistema fotovoltaico en un banco de baterías, se inyecta a la red. De esta manera, la red actúa como un tipo de medio de almacenamiento, y cuando es necesario obtener energía, esta se importa de la red. Uno de los beneficios clave de este sistema, es que no tiene que suministrar suficiente electricidad para cubrir la demanda de energía de la carga como en un sistema Off-Grid. La carga puede ser

alimentada por el sistema fotovoltaico, la red eléctrica o una combinación de ambos, esto significa que el sistema puede ser tan pequeño o grande como el diseñador lo desee. El exceso de energía generado por el sistema fotovoltaico se exportará a la red eléctrica (Stapleton & Neill, 2012, p. 5).

En la Figura 7, se muestra la conexión del sistema SFCR y sus principales componentes.

Figura 7, Conexión típica de un sistema SFCR (Grid-connected).



Fuente: (Tropical Energy Solutions, 2014).

1.10 CÉLULAS SOLARES

Es un dispositivo electrónico capaz de convertir la luz solar (fotones) en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico. Actualmente se pueden encontrar en el mercado fabricadas en diferentes materiales semiconductores (Perpiñan Lamigueiro, 2018):

- Células solares de silicio monocristalino.
- Células solares de silicio policristalino.
- Células solares de silicio de película delgada.

La diferencia entre cada una de ellas es la eficiencia que puede generar, debido al proceso de fabricación, siendo las de silicio policristalino las más económicas de

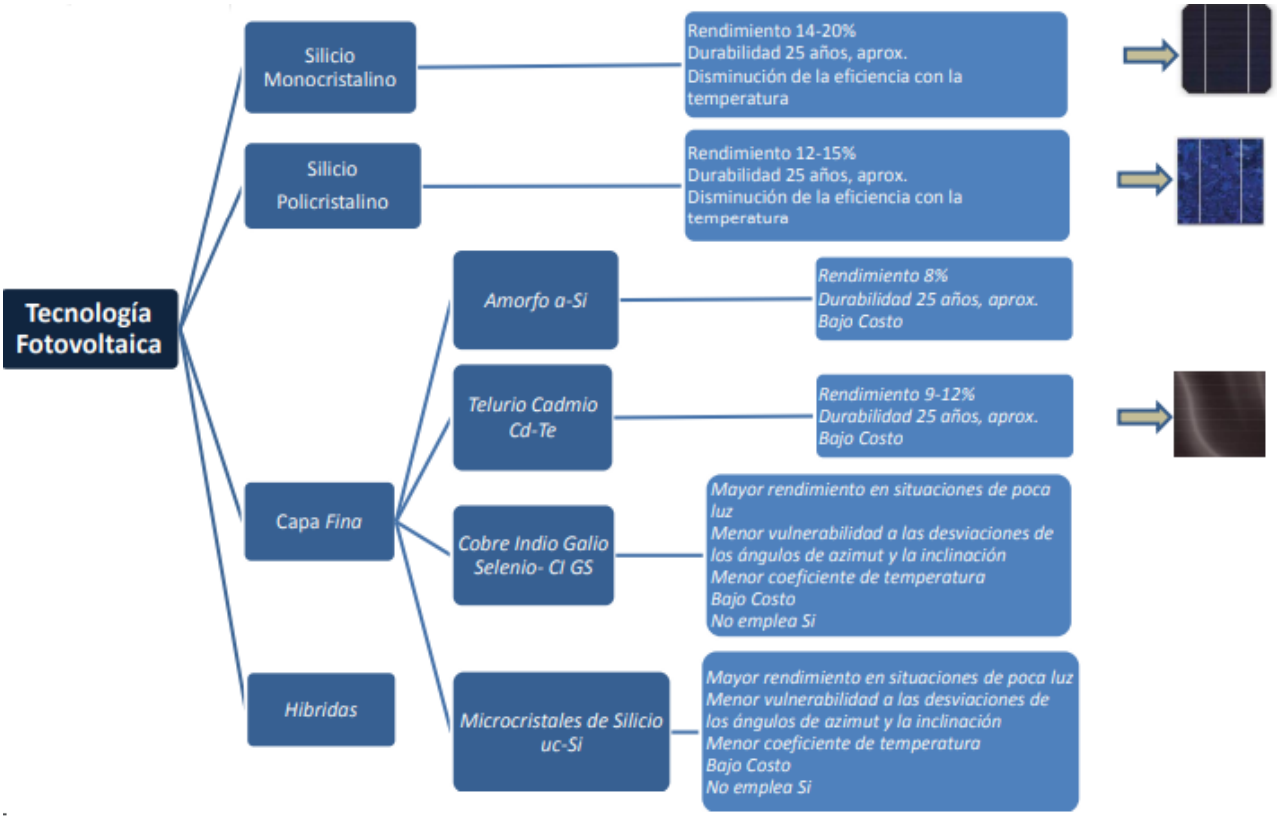
fabricar a coste de eficiencia, lo que hace que las de silicio monocristalino sean más costosas al brindar una mayor eficiencia. Dependiendo del uso y ubicación se pueden utilizar las de película delgada, estas pueden amoldarse mejor a la estructura, dando de esta manera un aprovechamiento óptimo de superficies no regulares al ser estas flexibles.

1.11 MÓDULO FOTOVOLTAICO O PANEL SOLAR

Los módulos fotovoltaicos o paneles solares, son agrupaciones de células solares que se ensamblan y se conectan entre sí para dar al conjunto rigidez y protección, de esta manera se obtiene la corriente eléctrica y los valores de tensión necesarios para ser utilizados en un sistema fotovoltaico. (Perpiñan Lamigueiro, 2018, p. 55)

Actualmente existen diferentes tipos de módulos fotovoltaicos, estos varían principalmente en los materiales utilizados y en los procesos de fabricación, en la Figura 8 se muestran las diferentes tecnologías y sus principales características técnicas.

Figura 8, Tecnología de Módulos fotovoltaicos.



Fuente: (Pereira, 2015)

1.12 INVERSOR

El inversor es un dispositivo electrónico que se encarga de convertir la CC generada por los módulos fotovoltaicos en CA, dado que en las aplicaciones donde se utiliza, las cargas deben ser alimentadas con CA. Adicionalmente el inversor debe estar en la capacidad de sincronizarse con la red, por lo cual es necesario la conversión de CC a CA, y que las variables de salida del inversor sean consecuentes con las de la red. Entre los parámetros o características técnicas de mayor relevancia en la ficha técnica de un inversor se encuentra (Perpiñan Lamigueiro, 2018, p. 69; Stapleton & Neill, 2012):

- Tensión
- Frecuencia
- Distorsión armónica de tensión y corriente.
- Eficiencia y rendimiento

- **Inversor bidireccional u On-Grid (Grid-interactive)**

Este tipo de inversores son utilizados en los sistemas conectados a la red. Estos reciben la señal de corriente alterna del arreglo fotovoltaico y entrega a la salida corriente alterna, esto con el objetivo de sincronizarse con la red para importar o exportar energía al sistema. Este tipo de inversores solo funciona cuando la red está presente en el sistema con un rango específico de voltaje y frecuencia, esto quiere decir que si hay ausencia de la red no funcionara el inversor y todo el SFCR no será útil, en caso tal. (Stapleton & Neill, 2012, p. 60)

1.13 BALANCE NETO (NET METERING)

Es el método utilizado para medir la diferencia entre la energía consumida de la red y la entregada a la red. En un sistema típico Grid-interactive, la energía generada en las horas solares pico se inyectan a la red, y el consumidor importara la electricidad de la red para el consumo en las noches cuando el SFCR no produce energía. (Stapleton & Neill, 2012, p. 81)

1.14 EVALUACIÓN ECONÓMICA

1.14.1 Viabilidad

Es la que determina la posible inversión en un proyecto, teniendo en cuenta que el proyecto en análisis alcance los objetivos y beneficios planteados, generando

rentabilidad a lo largo del periodo planteado de inversión (I. García, 2017; OBS Businees School, 2018).

1.14.2 Estudio de Viabilidad

Es una herramienta utilizada para tomar decisiones estratégicas en los proyectos planteados, mediante una investigación completa y una serie de pasos se logra determinar si el proyecto logra obtener los beneficios esperados, minimizando de esta manera el riesgo de inversión y objetividad en la toma de decisiones, para lograr una decisión acertada se debe contar con los siguientes pasos (OBS Businees School, 2018):

- Alcance del Proyecto
- Análisis de la situación
- Definición de requisitos
- Determinación del enfoque.
- Evaluación de la viabilidad del proyecto.

1.14.3 Flujo neto de Efectivo.

El flujo neto de efectivo representa la diferencia entre los ingresos y egresos en un periodo de tiempo determinado. (Mete, 2014, p. 69)

1.14.4 Valor Presente Neto (VPN).

El Valor Presente Neto (VPN), también conocido como Valor Actual Neto (VAN), es una herramienta utilizada para la evaluación y selección de proyectos de inversión. Su objetivo es determinar las ganancias o pérdidas de la inversión al final del tiempo de vida útil estipulado para el proyecto, esto se logra al traer al valor actual los flujos netos de efectivo futuro, teniendo en cuenta la tasa de expectativa u oportunidad de cada período. (Mete, 2014, p. 69)

Para calcular el VPN se utiliza la Ecuación 1:

$$VPN = I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{F_t}{(1+i)^t} \qquad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

- **VPN**: Valor Actual Neto.
- **Ft**: Flujo de efectivo neto de cada periodo t.
- ***i***: Tasa de expectativa u oportunidad.
- **t**: Periodo de tiempo.
- **n**: Número de períodos.
- **Io**: Inversión inicial.

El resultado obtenido de la ecuación se puede interpretar de la siguiente forma:

- **VPN>0**, esto indica que el proyecto genera beneficio con la tasa de expectativa estipulada.
- **VPN<0**, Esto indica que el proyecto no genera beneficios o no alcanza a cubrir con la tasa de expectativa los egresos generados.

- **VPN=0**, Cuando el VPN es 0, el proyecto está equilibrado en ingresos y egresos.
- Estos resultados deben compararse con las diferentes alternativas de proyectos de inversión y elegir la que genere mayor beneficio.

1.14.5 Evaluación costo-beneficio

El análisis costo-beneficio, es una herramienta financiera utilizada para comparar el valor presente de los beneficios frente al valor presente de los egresos o costos del proyecto. La forma de obtener esta relación, es mediante la Ecuación 2.(Baca Currea, 2005, p. 263).

$$B/C = \frac{VP\ de\ los\ ingresos}{VP\ de\ los\ costos}$$ Ecuación 2

Donde:

- **VP**: valor presente de los ingresos o egresos futuros.

Por lo tanto esta evaluación puede arrojar los siguientes resultados (Baca Currea, 2005, p. 263) :

- **B/C>1**: El VP de los ingresos es mayor al de los egresos, por lo tanto, es recomendable realizar el proyecto.

- **B/C<1**: El VP de los egresos es mayor al de los ingresos, por lo tanto, no se debe realizar el proyecto.

- **B/C=1:** El VP de los ingresos es igual al de los egresos, por lo tanto, no habrá un beneficio adicional al de la tasa de expectativa, por ello es recomendable revisar alternativas de otros proyectos de inversión.

1.14.6 Tasa interna de retorno.

La Tasa Interna de Retorno o de rendimiento (TIR), es otra herramienta utilizada para tomar decisiones en proyectos de inversión, esta se encarga de medir el rendimiento o tasa interna del dinero invertido en el proyecto, dependiendo únicamente de los flujos de efectivo en los periodos determinados para la vida útil de proyecto estipulado. La TIR es la tasa de interés utilizada en el cálculo del VPN, que logra volver luego de los periodos estipulas el VPN igual a 0, su resultado se simplifica a un solo valor porcentual, que se encarga de medir el rendimiento del dinero mantenido en el proyecto. (Mete, 2014, p. 71)

La ecuación utilizada para determinar la TIR es la siguiente:

$$\sum_{T=0}^{n} \frac{F_t}{(1+TIR)^n} = 0 = VPN \qquad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

- **Ft**: Flujo de efectivo neto en el periodo t.
- **n**: Número de períodos.
- **VPN**: Valor actual neto.
- **TIR**: Tasa interna de retorno (incógnita de la ecuación), para la cual la ecuación satisface ser = 0.

El objetivo de esta herramienta es comparar la TIR obtenida, frente a la tasa de oportunidad de otras posibles inversiones, para finalmente elegir el proyecto donde se genere mayores ingresos.

El resultado obtenido de la ecuación se puede interpretar de la siguiente forma (Mete, 2014, p. 69):

- En el caso que la TIR sea mayor a la tasa de expectativa planteada (TIR>*i*), el proyecto es financieramente atractivo, dado que los ingresos cubren los egresos y genera un beneficio por encima de la expectativa.

- En el caso que la TIR sea menor que la tasa de expectativa planteada (TIR<*i*), el proyecto no es suficientemente atractivo, lo que plantea el siguiente escenario:

    - TIR menor a la tasa de oportunidad, pero mayor que 0; esto indica que los ingresos generados cubren los egresos del proyecto, pero no se genera beneficios adicionales.

    - TIR menor a 0; en este caso los ingresos no alcanzan a cubrir los egresos del proyecto generando pérdidas en el periodo planteado.

2 ESTADO DEL ARTE

2.1 Contexto Internacional.

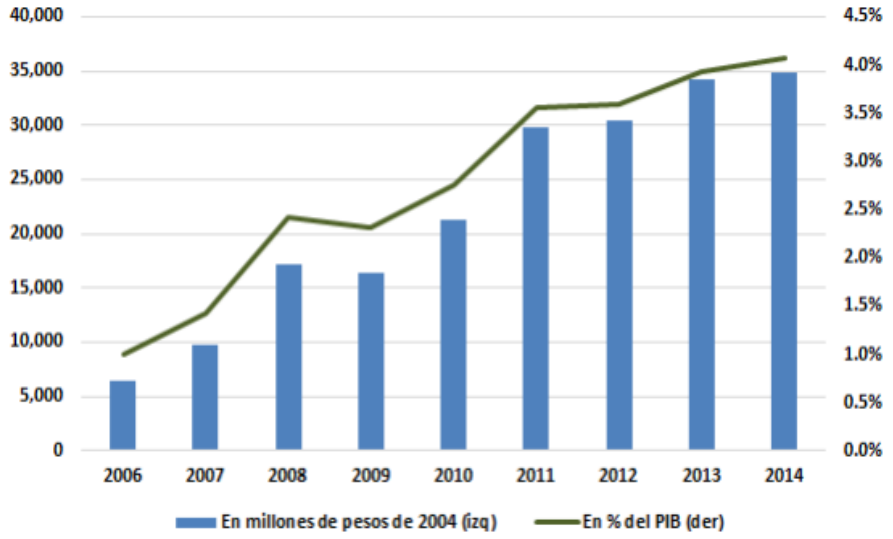
En Ecuador, en el trabajo titulado “ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO Y SU INCIDENCIA EN LAS POLÍTICAS DE SUBSIDIO EN EL ECUADOR EN EL PERIODO 2012-2014”, se abarca el tema de subsidios, destacando lo siguiente:

> En Ecuador la política de subsidios al consumo de electricidad se hace sobre la base de transferencias directas a los consumidores que se detallan en sus planillas de pago eléctrico, como una forma de dinamizar el consumo y disminuir o eliminar a la postre el consumo de otro energético más contaminante y que generan otro subsidio como es el gas licuado de petróleo. (Arechua & Cueva, 2017, p. 51)
>
> Los subsidios eléctricos, forman parte de los energéticos que han Estado presentes en los egresos fiscales del país desde el año 2000, su enfoque al igual que el de la política fiscal busca brindar equidad al país a través de transferencias monetarias, sin embargo no siempre se cumple con este propósito, más aún cuando el subsidio se brinda a la población en general y no a un grupo específico que por sus ingresos o nivel de vida no tiene acceso a la electricidad, por lo privativo de sus costos. (Arechua & Cueva, 2017, p. 51)
>
> En Ecuador de acuerdo con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) el subsidio cruzado beneficia a los consumidores del sector residencial con un consumo mensual que no supere el promedio de la empresa eléctrica que le brinda el servicio y por ningún motivo puede exceder del consumo promedio residencial de 130 kWh al mes. Existen dos mecanismos para su aplicación: Primero, los usuarios residenciales cuyos consumos mensuales superen el consumo residencial promedio de la empresa eléctrica que les suministra el servicio aportan el 10% en su factura del consumo de energía eléctrica. Segundo, el valor mensual facturado por este concepto por cada empresa distribuidora, es acreditado en el mes correspondiente a las facturas de los abonados que se benefician del subsidio, de esta manera todos los beneficiarios de una misma empresa se les acreditara el mismo valor.(Arechua & Cueva, 2017, p. 56)

En Argentina, en el trabajo titulado “ARGENTINA Y LOS SUBSIDIOS A LOS SERVICIOS PÚBLICOS: UN ESTUDIO DE INCIDENCIA DISTRIBUTIVA”, se revisa el tema de subsidios, destacando lo siguiente (Puig & Salinardi, 2015, p. 2):

> Los subsidios a los servicios públicos en Argentina han ido incrementándose de manera muy marcada desde el año 2006, hasta el punto de convertirse en uno de los principales rubros dentro de la estructura del gasto público nacional (ver Figura 9). El incremento de los mismos ha sido de aproximadamente un 450% en términos reales entre los años 2006 y 2014, concentrándose fundamentalmente en los sectores energéticos y de transporte (cerca del 90% del total).

Figura 9, Evolución del gasto en subsidios económicos en Argentina. Años 2006-2014



Fuente: (Puig & Salinardi, 2015, p. 2).

En el año 2014, por ejemplo, los subsidios ascendieron a 178.600 millones de pesos, entre los cuales se destacan los destinados para el sector energético, con 128.000 millones de pesos (67% más que en 2013). A su vez, cerca del 88% de dichos fondos se canalizan a través de la compañía Administrador del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) y Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA), las dos grandes empresas que tienen a su cargo la generación de energía eléctrica y la compra de gas para el mercado interno.

Salvo el caso del gas envasado, ninguno de los subsidios se concentra en los sectores más pobres. Considerados conjuntamente, el 20% más rico de la población recibe alrededor del 30% de los subsidios, mientras que el 20% más pobre concentra poco más del 12%.

En Uruguay el Ministerio de Industria, Energía y Minería, establece una política energética que incluya energías renovables con metas a corto, mediano y largo plazo con el objetivo de lograr (Méndez, 2012):

- “Diversificación de la Matriz Energética, reduciendo la participación del petróleo e incrementando el nivel de participación de energías autóctonas en general y de renovables no convencionales en particular.”
- “Eficiencia Energética en todos los sectores de la actividad nacional y para todos los usos de la energía, impulsando un cambio cultural.”
- “Acceso adecuado a la energía a todos los ciudadanos, como instrumento de promoción de la integración social.”

Ellos justifican el uso de este tipo de energías para lograr:

- Mantener bajos niveles de emisiones.
- Evitar importación de combustibles fósiles.
- Reducir y estabilizar costos energéticos.
- Construir capacidades locales.
- Incrementar la independencia energética.
- Energía sin subsidios, de esta manera atacar directamente el déficit y carga tributaria que estos generan.

Mediante el decreto 173/2010 se establece la micro generación conectada a la red "Net metering".(Méndez, 2012).

En España, en el trabajo titulado "SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA APLICADOS A VIVIENDAS RESIDENCIALES EN ENTORNO URBANO", concluye lo siguiente (Sánchez, 2010, p. 50):

> La generación distribuida de energía eléctrica es una de las soluciones para el ahorro energético y el desarrollo sostenible de nuestra sociedad. Esta generación distribuida, evitando centrales de generación y distribución masiva, permite acondicionar la generación energética a las necesidades particulares de los edificios a suministrar, sea cual sea el uso al que vaya destinado.
>
> A pesar de su gran potencial, la existencia de barreras de carácter no técnico retarda el desarrollo y difusión de la integración fotovoltaica en edificios. Son necesarios los incentivos económicos para promover la utilización de la FV en edificios, debido a que estos sistemas, aunque tienen bajos costes de operación, necesitan elevados costes de inversión.
>
> Las principales ventajas que presenta la integración de sistemas fotovoltaicos en edificios residenciales consisten en que suponen un apoyo para cubrir las necesidades de consumo de los edificios, se aprovechan superficies no utilizadas en cubiertas, se ahorra materiales de revestimiento (tejas, vidrios, cubiertas, etc.) si el sistema está realmente integrado y se ahorran pérdidas adicionales de conducción y distribución de la energía eléctrica. Así se puede adaptar la potencia del sistema a las necesidades locales de consumo. Incluso en sistemas conectados a red, en los que interese reducir los picos de demanda eléctrica a la red en determinadas horas.

2.2 Contexto nacional.

En Colombia, en el trabajo titulado “SUBSIDIOS AL CONSUMO DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS: REFLEXIONES A PARTIR DEL CASO COLOMBIANO”, se trata lo siguiente:

> Los subsidios al consumo de los servicios públicos pueden funcionar a través de la estructura tarifaria como una reducción al precio del servicio, pueden materializarse como un descuento porcentual aplicado a las facturas de los consumidores, o pueden tomar la forma de transferencias monetarias mediante las que se reembolsa el gasto de los hogares. La característica común que los define es que sólo tienen acceso a ellos los actuales consumidores. (Melendez, 2008, p. 2)
>
> En algunos casos son los gobiernos los proveedores directos del subsidio, en otros casos los subsidios se financian mediante sobrecargos al costo de los servicios de los consumidores de mayores ingresos (subsidios cruzados) y en algunos casos, en el extremo, nadie los financia. En este último caso, cuando las transferencias de los gobiernos o los subsidios cruzados no cubren las pérdidas financieras de las empresas relacionadas con subsidiar a los consumidores, éstas se compensan mediante el recorte de gastos en ampliación de los sistemas, en mantenimiento o en renovación de activos, con efectos graves sobre la calidad de los servicios y la capacidad para responder al crecimiento de la demanda en el largo plazo. (Melendez, 2008, p. 4)
>
> En el segundo, la recuperación de costos depende del equilibrio entre receptores de los subsidios y contribuyentes, que es difícil de predecir y de sostener en el tiempo, porque depende de la composición socioeconómica de la base de consumidores y de características particulares del desarrollo de cada sector. Este problema se ve exacerbado cuando coexisten en los mercados alternativas de servicio no sujetas al esquema de subsidios y contribuciones, o con costos más bajos, que resultan en una carga menor para los contribuyentes y los inducen a migrar hacia ellos (caso de energía eléctrica y gas natural). Contar con una noción de las elasticidades de la demanda por los diferentes servicios resulta, por consiguiente, crítico para el diseño eficaz de un esquema de subsidios cruzados. (Melendez, 2008, p. 4)

En este trabajo se destaca la siguiente conclusión:

> La magnitud del desbalance del esquema de subsidios y contribuciones en los sectores de servicios públicos domiciliarios puede apreciarse. En 2006 (el año más reciente para el cual hay datos disponibles de los cuatro sectores de servicios públicos domiciliarios) el déficit total del esquema ascendió a aproximadamente USD201 millones de 2007 (405,000 millones de pesos de 2007). En orden por su contribución a la magnitud del desbalance están el sector eléctrico con un déficit que en 2006 superó los USD100 millones, el sector de acueducto y alcantarillado con un déficit cercano a los USD50 millones anuales y luego los sectores de telefonía fija y gas natural, con déficits no despreciables de USD 33 millones y USD 16 millones respectivamente en 2006.(Melendez, 2008)

En el trabajo titulado “Diseño de sistemas de energía solar fotovoltaica para usuarios residenciales en Chía, Cundinamarca.” (Rodríguez Manrique, Cadena Monroy, & Aristizábal Cardona, 2015, p. 55) Se realizó:

Un análisis técnico y económico para el uso residencial de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red eléctrica (BIPVS por sus siglas en inglés) para usuarios estrato 6 en el municipio de Chía, Cundinamarca."

Los estudios fueron realizados para tres tipos de vivienda de una constructora para cubrir el 100 %, 70 % y 40 % de los perfiles de carga de las viviendas. (Rodríguez Manrique et al., 2015).

En el cual el autor concluyó que (Rodríguez Manrique et al., 2015, p. 63) :

Los resultados indican que, gracias a las nuevas políticas gubernamentales (Ley 1715 de 2014) para incentivar tecnologías de generación no convencional, la recuperación de la inversión inicial del proyecto con las condiciones actuales puede llevarse a cabo en alrededor de 7 años y medio para el 100 % de la demanda residencial analizada.

Las Universidades de los Andes y Nacional (Minas), Isagen, Colciencias, y la CREG examinaron posibles medidas regulatorias que se podrían imponer en el país mediante estudios y análisis del mercado energético actual. En estos estudios se recomienda introducir el concepto de Generación Distribuida a la normatividad colombiana y autorizar la compraventa de energía para estos medios de generación o medición neta.

La regulación actual no limita la implementación de energías renovables, pero tampoco muestra incentivos para que estas se efectúen. La UPME por su parte está desarrollando la formulación de un plan de desarrollo energético para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (PDFNCE).

Los dimensionamientos realizados y analizados a la luz de la Ley 1715 de 2014, permiten recuperar la inversión inicial en períodos de hasta 7 años y medio de operación de los sistemas solares fotovoltaicos, convirtiendo esta tecnología en una opción viable y óptima para ser usada en generación distribuida a nivel urbano.

La viabilidad técnica depende directamente del área disponible para la instalación del sistema. Debido a la relación proporcional entre el área disponible para instalar el sistema fotovoltaico y la potencia generada por el sistema, se concretó como criterio para determinar la capacidad del generador fotovoltaico el área de techo plano en una casa.

En el trabajo titulado "Metodología de diseño para instalaciones solares residenciales en la ciudad de Medellín." (Beltrán, 2017, p. 79) Se realizó con el objetivo de:

Brindar una metodología que permitiera a los usuarios de la ciudad de Medellín encontrar una forma de diseñar un sistema solar fotovoltaico bajo dos esquemas de configuración siguiendo una serie de pasos que le permitieran conocer y encontrar desde el punto de vista técnico y financiero una solución recomendada para sus necesidades.

Evaluar la posibilidad de ver en la energía solar fotovoltaica una forma de poder satisfacer toda o parte de sus necesidades energéticas y permitirle conocer a nivel tanto técnico como económico las ventajas y desventajas del uso de esta tecnología.

En el cual el autor concluyó que (Beltrán, 2017, p. 81):

A nivel económico fue posible elaborar el levantamiento de indicadores de costos por unidad de potencia o almacenamiento con empresas del sector de la energía solar, con el fin de estimar en conjunto con otros indicadores obtenidos a partir de información bibliográfica los costos asociados a la instalación."

> Son diversas las causas de pérdidas relacionadas con la generación de energía de una instalación solar, sobre todo cuando estas están relacionadas con las sombras, bajo esta metodología se consideró un factor de pérdidas razonable, considerando que se respeta y se tiene la disposición para recibir durante todo el día la mayor cantidad de irradiación.

En el trabajo realizado por estudiantes de especialización de la Universidad Distrital titulado “Estudio de viabilidad técnica y económica para el diseño e implementación de un sistema de energía solar fotovoltaica en proyectos residenciales de estratos 3 y 4 en la ciudad de santa marta” (Caicedo & Arciniegas, 2016, p. 100) Se concluyó:

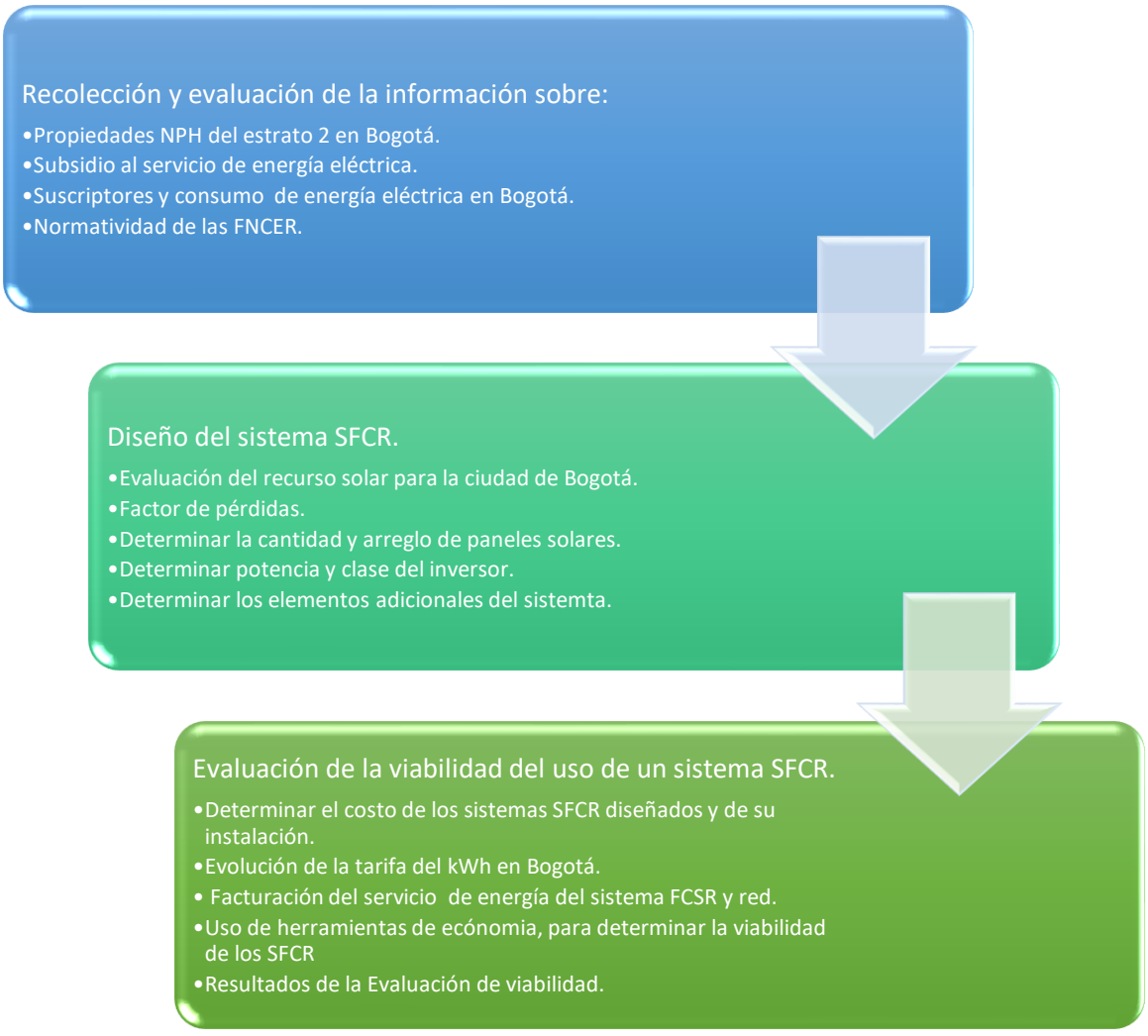
> El desarrollo de la energía solar fotovoltaica es uno de los desarrollos tecnológicos con más auge en estos momentos en lo que se refiere a energía renovables, es por esto que se debe generar mayor conocimiento y por ende proyectos que permitan desarrollar esta tecnología y potencializarla obteniendo beneficios para el medio ambiente y para el ser humano en general.
>
> La instalación de celdas fotovoltaicas en edificios residenciales para suplir una parte de la energía eléctrica demandada, aun no es muy conocida por el sector, es por esto que se debe trabajar y unir esfuerzos en pro de dar a conocer la tecnología y sus aplicaciones.
>
> Finalmente se concluye la viabilidad del proyecto a partir del análisis financiero realizado, en el cual se obtiene que la TIR es mayor a la TIO en los casos de implementación del proyecto con o sin financiación.
>
> El mejor caso de implementación del proyecto en términos de ganancias se da cuando hay financiación o préstamo.

Teniendo en cuenta los trabajos realizados anteriormente citados a nivel nacional e internacional, demuestra la proyección de este tipo de estudios y la necesidad del uso de energías alternativas que vinculen al sector residencial y a toda la comunidad en sí, viéndose la necesidad de buscar alternativas a los subsidios cruzados los cuales como demuestran los estudios no se focalizan y con el tiempo se vuelve un hueco fiscal en el presupuesto nacional. Esto sustenta este tipo de estudios propuestos y la falta de enfoque en los estratos 1, 2 y 3 en Bogotá, brinda una oportunidad de investigación en pro de estas comunidades y la academia.

3 METODOLOGÍA

Al haber fijado el alcance del proyecto mediante los objetivos; general y específicos, se desarrolla la metodología siguiendo el diagrama de proceso mostrado a continuación, esto con el fin de determinar la viabilidad del uso de energía red-fotovoltaica para el sector residencial de estrato 2.

Figura 10, Diagrama de proceso para la metodología.



Fuente: Elaboración propia.

3.1 RECOLECCIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN PARA LA CIUDAD DE BOGOTÁ

Para realizar una evaluación objetiva, se debe conocer el punto de partida y antecedentes de las principales variables que intervienen, es importante plantear el panorama, en este caso la evaluación se enfoca en la ciudad de Bogotá, dado que el servicio de energía eléctrica es la principal variable para analizar, es necesario conocer la cantidad, tipos de usuarios, subsidios y propiedades que utilizan este servicio.

3.1.1 Propiedades NPH del estrato 2 en Bogotá.

Se debe tener un conocimiento aproximado de los predios de no propiedad horizontal existentes en la ciudad de Bogotá y que pertenezcan al estrato 2, de esta manera se tendrá el porcentaje de los posibles y potenciales usuarios que podrán tener en cuenta la presente evaluación para tomar decisiones frente al uso de un sistema SFCR.

Para obtener los datos pertinentes se debe consultar datos estadísticos, realizados mediante encuestas y censos, entidades como catastro, DANE y la secretaria de planeación actualizan esta información y se puede consultar en línea.

3.1.2 Subsidios al servicio de energía eléctrica.

Es necesario conocer los dineros aportados como subsidios al servicio de energía eléctrica, estos dineros que pertenecen a un plan social, es un modelo que en reiteradas ocasiones se ha puesto en entredicho su eficiencia, dado que en muchos casos se otorga a viviendas o suscriptores que no lo necesitan, más que un plan social se ha convertido en una ayuda inmediata sin proyección a verdaderamente solucionar problemas de fondo. Por ello la propuesta de invertir estos dineros en proyectos SFV, los cuales sean viables para que ese suscriptor no dependa más de los subsidios y estos puedan ser enfocados en otros proyectos sociales. Estos subsidios se encuentran consignados anualmente en la base de datos del SUI.

3.1.3 Suscriptores y consumo de energía eléctrica en Bogotá

Los suscriptores al servicio de energía van ligados directamente con los predios, en el caso especial de los predios NPH, estos pueden contar con varios suscriptores por propiedad, incidiendo directamente en la evaluación, puesto que cada suscriptor tendrá consumo, medida y suministro eléctrico independiente. El gobierno nacional proporciona información actualizada de los servicios públicos domiciliarios y de los suscriptores a estos, mediante la plataforma de consulta llamada SUI (sistema único de información de servicios públicos). Para el caso concreto de estrato 2, se determina el porcentaje y participación, mostrando de esta manera el potencial de inversión y alcance de la propuesta de la presente evaluación. De forma directa los suscriptores demuestran la participación de cada estrato al servicio de energía y en el consumo global de energía.

Para realizar el diseño de un sistema SFCR es necesario conocer el consumo de energía eléctrica que se desea satisfacer, para este caso en concreto, el consumo del estrato 2, promedio y subsidiado, con base en estos resultados se diseñará las diferentes alternativas de sistemas SFCR.

- **Consumo promedio.**

Se debe establecer el consumo promedio de energía eléctrica del estrato 2, determinar la capacidad de sistema SFCR para satisfacer la necesidad de estos suscriptores. El objetivo del sistema es poder solventar sin problemas este consumo, luego comparar frente al uso del sistema convencional de red, y determinar la viabilidad del sistema. Este consumo promedio se obtiene de la energía facturada mes a mes por los predios de estrato 2 en Bogotá, al finalizar el año se obtiene el consumo promedio, los datos promedios mensuales son importantes para saber la variación mínima y máxima de consumo, de esta manera parametrizar el sistema SFCR a diseñar. Es importante realizar una trazabilidad de la evolución de este consumo para prever el comportamiento de consumo, puesto que el sistema diseñado deberá atender esta demanda proyectada a mediano y largo plazo.

- **Consumo subsidiado.**

Se debe diferenciar el consumo promedio de un suscriptor, frente al consumo que realmente se está subsidiando, esto se logra determinar sabiendo que (Congreso de Colombia, 1994):

Los subsidios se encuentran establecidos de la siguiente manera:

- Estrato 2: Hasta un 40 % del consumo, de 130 kWh/mes para la ciudad de Bogotá.

De esta manera queda establecido que los suscriptores de este estrato deben pagar el 60% restante, mientras no consuman más de 130 kWh/mes. Determinar el sistema que solvente la carga subsidiada será otra alternativa a evaluar, pues es el dinero que efectivamente se deposita por cada suscriptor de estrato 2.

3.1.4 Análisis normativo.

Es importante realizar la evaluación ceñidos a las leyes, resoluciones y normatividades vigentes aplicables a este tipo de proyectos, la viabilidad de estos, dependen de los beneficios e incentivos que otorgan los gobiernos, pero ante todo, se debe cumplir con la seguridad ante los posibles riesgo eléctricos que la instalación pueden generar, estas regulaciones permiten que el sector de las FCNE crezcan de manera ordenada, es un tema sensible debido a la compatibilidad que debe haber en los sistemas conectados a la red. Como todo sistema eléctrico tiene reglamentos de obligatoriedad de cumplimiento y normas para el diseño de las mismas, los OR juegan un papel importante en la implementación de estos sistemas y de la adaptación a las redes vigentes que ellos administran.

Se debe consultar las leyes, resoluciones y normatividad expedida por los entes reguladores como el Ministerio de Minas y Energía, CREG, UPME, RETIE, NTC entre otras.

3.2 DISEÑO DEL SISTEMA SFCR

El diseño apropiado de un sistema SFCR requiere de un análisis preliminar del recurso solar disponible en la zona de aplicación y de las pérdidas inherentes del sistema, esto con el fin de lograr un correcto dimensionamiento y cantidad de equipos a utilizar para cubrir el consumo de energía eléctrica promedio y subsidiado.

3.2.1 Evaluación del recurso solar para la cuidad de Bogotá.

El potencial de energía que pueda generar un sistema fotovoltaico, depende en gran medida de la irradiación solar presente en el lugar donde se desea instalar el sistema SFCR. Esta información es brindada por el IDEAM y la UPME, para el caso de Bogotá y Colombia, estas instituciones crearon el atlas de radiación solar en, el cual es de libre consulta y de gran apoyo para los temas relacionas con el estudio. El objetivo con estos datos es lograr una estimación aproximada del recurso solar en la ciudad de Bogotá.

3.2.2 Factor de pérdidas.

Como toda instalación generadora, se deben considerar pérdidas en el proceso, nunca estas funcionaran al 100% de su capacidad o de forma ideal, esto se debe a diversos factores o variables que no garantizan este funcionamiento a causa de la naturaleza de los componentes. (Paternina, Olmos, Izquierdo, & Alvares, 2012)

Para hallar este factor se deben tener en cuenta las siguientes pérdidas:

- Por rendimiento de las baterías.
- Por auto-descarga de las baterías.
- Número de días de autonomía de la instalación
- Profundidad de descarga de las baterías.
- Por rendimiento del inversor.
- Pérdidas varias, estás tienen en cuenta el rendimiento global de toda la red de consumo.

3.2.3 Arreglo y cantidad de paneles solares.

La cantidad de paneles fotovoltaicos dependen de las características del panel a utilizar, de la energía a suplir y de las características meteorológicas de la zona donde va a estar ubicada la instalación, haciendo énfasis en el recurso solar disponible. Al diseñar el arreglo de paneles se debe tener en cuenta la tensión y corriente requerida a la entrada del inversor, dependiendo de estos, los paneles se interconectan en serie, paralelo o mixto. Las características técnicas son brindadas en los manuales del fabricante.

3.2.4 Potencia y clase del inversor.

El dimensionamiento de la potencia del inversor está directamente ligado al arreglo de paneles calculado con la carga a satisfacer, la tensión de entrada y de salida son los parámetros relevantes, la tensión de entrada será entregada por los paneles y la tensión de salida debe estar sincronizada en magnitud, ángulo y frecuencia para lograr exitosamente la sincronización con la red (Grid-connected). Como en el caso de los paneles, el fabricante también ofrece un manual con las diferentes características técnicas y de conexión, entre ellas la eficiencia y rangos de funcionamiento, de su apropiada salida de tensión y corriente, depende el buen funcionamiento de los elementos pasivos conectados (Perpiñan Lamigueiro, 2018, p. 69; Stapleton & Neill, 2012).

3.2.5 Elementos adicionales para el funcionamiento del sistema SFV.

Luego de definir y calcular los diferentes elementos que integran el sistema SFCR, se debe considerar otros elementos necesarios para su funcionamiento, se hace una breve descripción de estos, entre los cuales se encuentran:

- Protecciones
- Cables
- Soportes
- Medidor Bidireccional.
- Conectores

Dado que el diseño del sistema no está enfocado a una instalación en concreto, los componentes adicionales pueden variar dada la complejidad de cada instalación que se diseñe.

3.3 EVALUACIÓN DE VIABILIDAD DEL PROYECTO

Para determinar la viabilidad del proyecto es necesario haber diseñado el sistema SFCR y tener los componentes definidos. Los elementos seleccionados tienen un costo asociado, que depende del proveedor y la marca seleccionada, se debe determinar el costo total de cada SFCR, la tarifa del kWh presente y proyectadas, para utilizar las herramientas económicas como TIR, VPN y B/C. Con los resultados de estas herramientas se finalizará la evaluación dando un concepto de viabilidad del proyecto.

3.3.1 Costo de los sistemas SFCR diseñados y de instalación.

Se debe tener en cuenta los costos asociados a la instalación y puesta en marcha del sistema, en este caso se brinda varias opciones de acuerdo con el diseño del sistema SFCR. Estos costos dependen del proveedor, marca, cantidad de equipos y la mano de obra para la instalación.

3.3.2 Evolución de la tarifa de la energía eléctrica consumida kWh.

Para realizar una comparación económica entre los sistemas propuestos y el actual servicio de la red, es necesario conocer la evolución y variación en la tarifa del kWh facturado al suscriptor, esto con el objetivo de realizar una proyección del mismo durante el periodo estimado de servicio del sistema SFCR. A lo anterior se debe

evaluar la evolución del consumo de energía eléctrica, para estimar el comportamiento durante el periodo establecido de vida útil de los sistemas propuesto, esto con el fin de garantizar que el sistema provea la energía necesaria, y con el tiempo sea cada vez mayor la cantidad de energía excedente que puede inyectar a la red, esperando que el consumo del usuario sea cada vez menor con el pasar de los años.

3.3.3 Facturación de energía del sistema SFCR y red.

En este apartado se debe determinar la facturación por consumo de energía eléctrica del sistema durante el periodo estipulado de funcionamiento, para esto se tiene en cuenta el periodo de vida útil de los equipos. La facturación por consumo de energía de la red y del sistema SFCR, dependerá de la evolución de la tarifa del kWh y del consumo proyectado, por ello el resultado puede ser positivo o negativo en el flujo de caja. Este apartado es importante para evaluar el sistema diseñado a partir del consumo subsidiado y promedio. Estos sistemas serán comparados con la facturación normal tomando toda la energía de la red sin subsidio.

3.3.4 Uso de herramientas económicas para determinar la viabilidad de los SFCR.

Para un correcto uso de la TIR, VPN y B/C, se debe estipular el periodo de funcionamiento de los sistemas SFCR planteados y la tasa de beneficio del proyecto al buscar un balance neto de energía eléctrica. Los costos asociados a los sistemas SFCR planteados y la evolución de la tarifa de energía eléctrica, son la información vital para utilizar estas herramientas, esta información es procesada con ayuda de del software office Excel, el cual cuenta con estas herramientas económicas.

3.3.5 Resultados de la evaluación de viabilidad

Con los resultados obtenidos mediante la TIR, VPN y B/C, se tiene la información necesaria para evaluar las diferentes alternativas de inversión, si es el caso. Por último, con estos resultados se puede determinar si es viable o no el proyecto bajo evaluación.

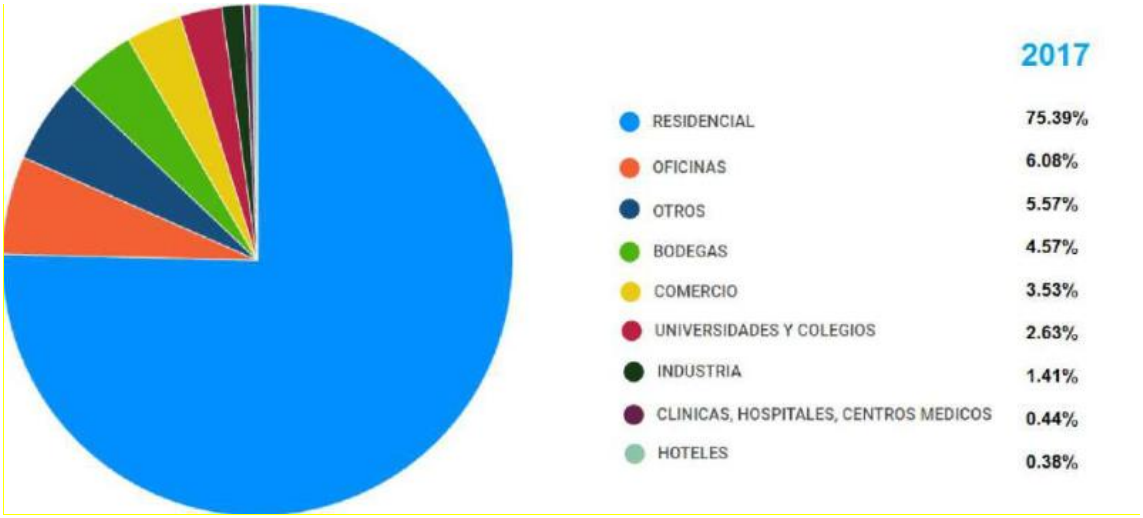
4 DESARROLLO DEL ESTUDIO DE VIABILIDAD

4.1 EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Bogotá como Distrito Capital cuenta con una gran población y diversidad de propiedades en los diferentes estratos, los resultados de la evaluación se enfocan en el sector residencial y los suscriptores al servicio de energía eléctrica, haciendo hincapié en los estratos subsidiados donde se analiza y determina la conveniencia y viabilidad del uso de fuentes no convencionales de energía en el estrato 2, como alternativa al servicio tradicional de energía proveniente de la red, comercializada por la empresa Enel Codensa.

Bogotá es una ciudad que ha sufrido constantes cambios en el consumo de energía eléctrica durante los últimos años, a causa de diversos factores, como lo son: cambio tecnológico, variabilidad en los hábitos de consumo, regulaciones gubernamentales, factores económicos y sociales. (Lozano Celis & Guzman Espitia, 2016). Es la capital y la ciudad más grande de Colombia, tiene alrededor de 7 millones de habitantes, constituye el centro político, económico, financiero y cultural del país. Bogotá cuenta con 2.587.226 predios (Alcaldia mayor de Bogotá, 2018; Distrital Universidad José Francisco, 2018), los cuales están divididos según su uso como se muestra en la Figura 11.

Figura 11, Distribución de predios en Bogotá según su uso.



Fuente: (Alcaldia mayor de Bogotá, 2018; Observatorio Técnico Catastral., 2017).

Para el caso de evaluación, es importante el análisis del sector residencial, específicamente las propiedades NPH de estrato 2, en la Figura 11 se establece que, para Bogotá, el 75.38% son predios residenciales.

Tabla 1, Número de predios para Bogotá según su estrato.

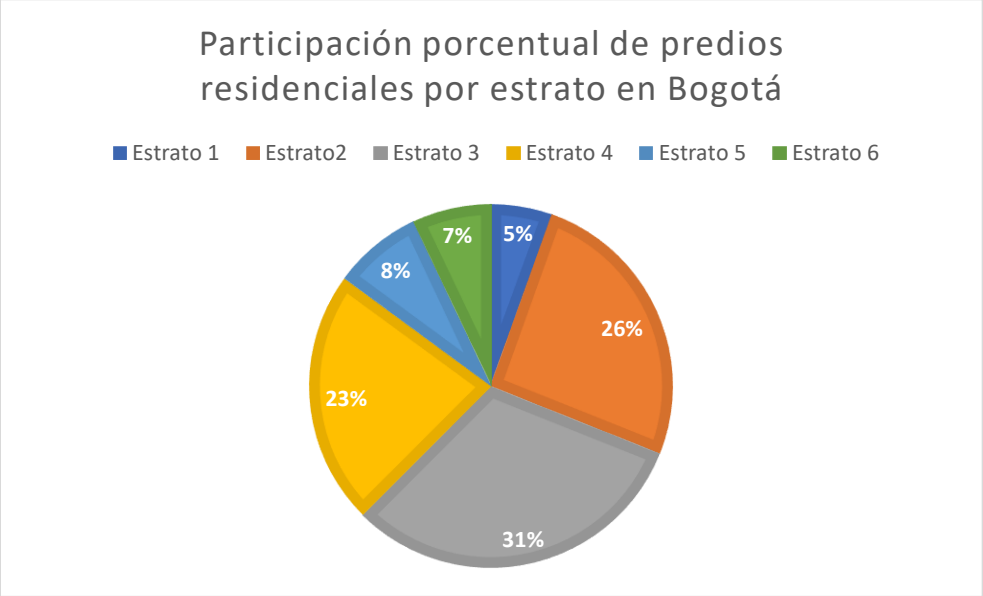
ESTRATO	PREDIOS 2018 (29/11/2017)	PREDIOS NUEVOS	VARIACIÓN 2017 / 2018
Estrato 1	116.859	2.820	2,4%
Estrato 2	546.316	8.416	1,5%
Estrato 3	670.867	12.972	1,9%
Estrato 4	483.001	9.831	2,0%
Estrato 5	168.537	3.754	2,2%
Estrato 6	149.935	2.749	1,8%
TOTAL RESIDENCIAL	2.135.515	40.542	1,9%

Fuente: (Alcaldia mayor de Bogotá, 2018).

En la Tabla 1, se hace referencia al total de predios para los distintos estratos, para la evaluación se hace hincapié en el estrato 2. De la Tabla 1, se infiere que la mayoría de predios de uso residencial están agrupados por los estratos 1, 2 y 3 con 116.859, 546.316 y 670.867 predios respectivamente, y suman un total de 1’334.042 para un 62% de participación en el total de predios residenciales, teniendo en cuenta que la gran mayoría de estos predios pertenecen al estrato 2 y 3 con un 57% , en el caso del estrato 4, es notable la cercanía en cantidad de predios al estrato 2 y 3, con un total de 483.001 predios y una participación del 23% en el total de predios.

En una menor proporción de participación están los estratos 5 y 6 con 80.906 y 65.019 predios respectivamente, es importante destacar estos 2 estratos, los cuales aportan directamente a los subsidios de los estratos 1 ,2 y 3. En la Figura 12, se aprecia la diferencia porcentual de predios entre los diferentes estratos obtenidos de los datos de la Tabla 1.

Figura 12, Participación porcentual de predios residenciales por estrato en Bogotá.



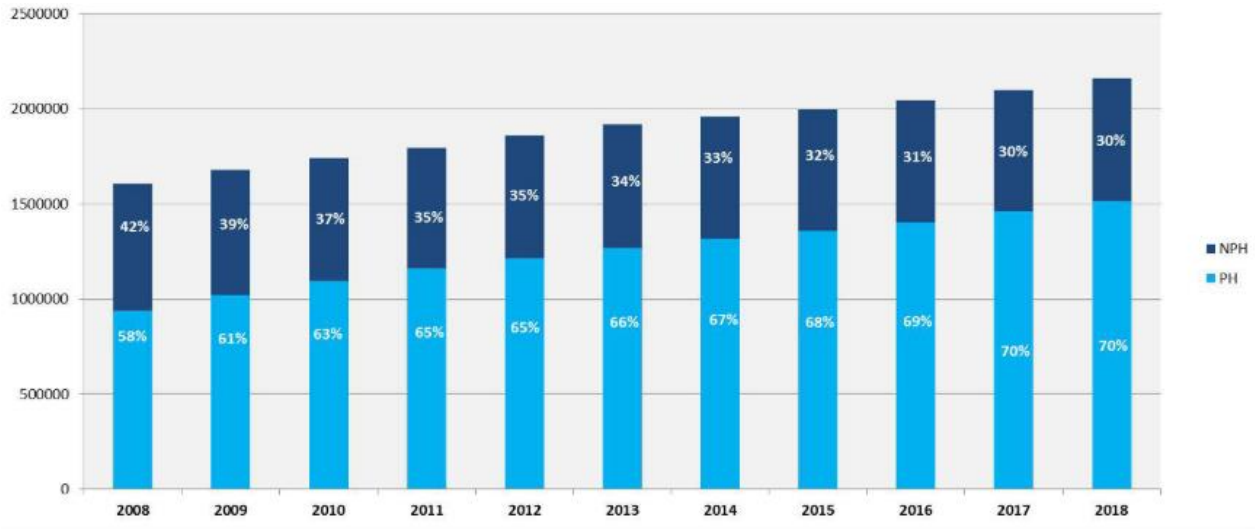
Fuente: Elaboración propia con datos de (Observatorio Técnico Catastral., 2017).

De acuerdo con la Figura 12, el estrato 2 abarca el 26% de predios residenciales en Bogotá, es importante resaltar que en este porcentaje este contenido las viviendas NPH y PH, para la evaluación se tendrá en cuenta solo viviendas NPH.

4.1.1 Predios de no propiedad horizontal (NPH) en Bogotá.

Con el crecimiento de la ciudad, en población e infraestructura, el tipo de propiedades ha cambiado, en la Figura 13, se muestra la evolución de este tipo de propiedades a lo largo de los años.

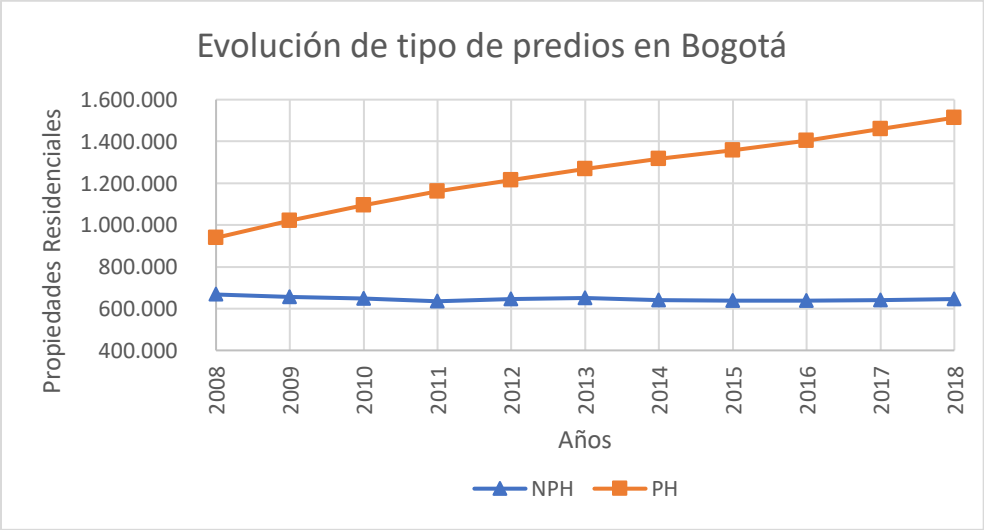
Figura 13, Evolución de propiedad horizontal/ No propiedad horizontal en Bogotá.



Fuente: (Alcaldia mayor de Bogotá, 2018; Observatorio Técnico Catastral., 2017).

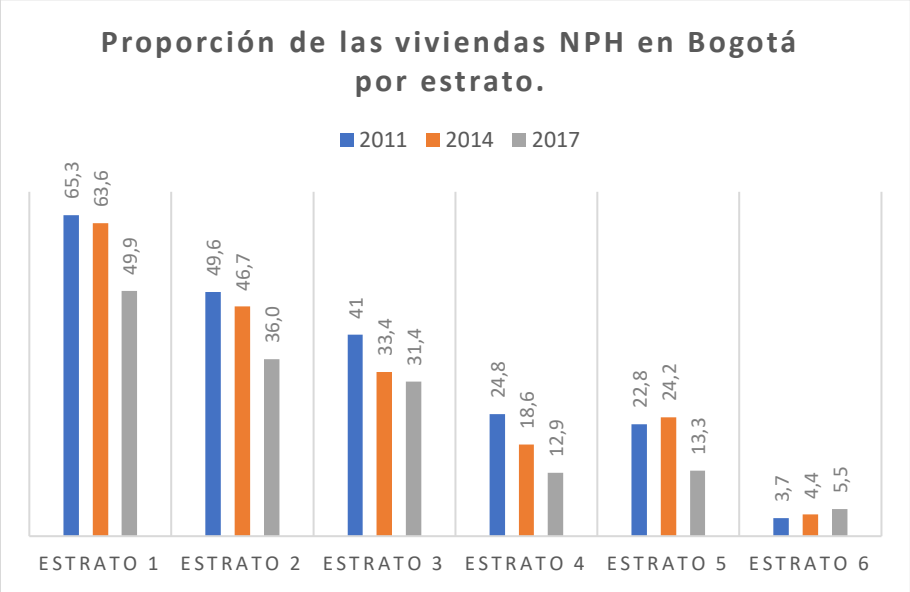
De la Figura 13 se destaca que la ciudad ha crecido en mayor proporción y tendencia hacia la propiedad horizontal. En este caso el 30% de las propiedades son NPH para el 2018. Al analizar la evolución de los predios en Bogotá mostrados en la Figura 13, es notoria la tendencia de crecimiento y construcción de la PH al pasar de los años, por otro lado, las propiedades tipo NPH se han mantenido en los últimos 12 años de acuerdo a la Figura 14, mientras las viviendas PH han tenido un crecimiento lineal en este mismo periodo.

Figura 14, Evolución de tipo de predios en Bogotá.



Fuente: Elaboración propia con datos de (Observatorio Técnico Catastral., 2017).

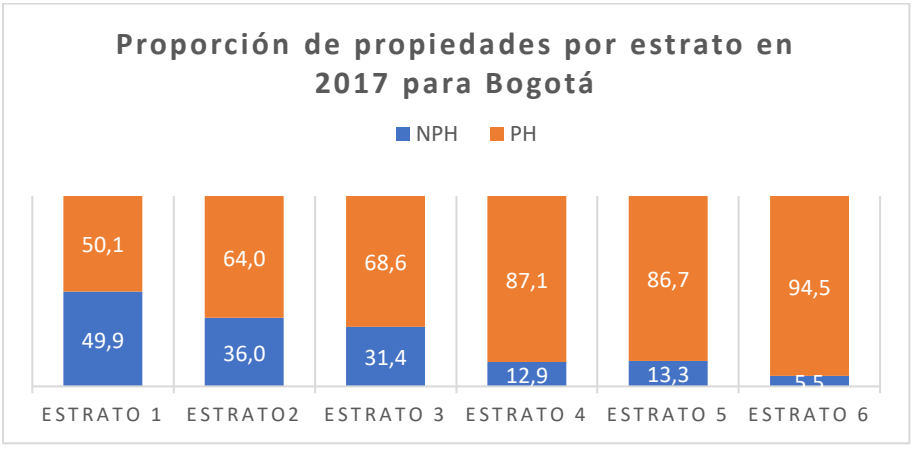
Figura 15, Proporción de las viviendas NPH en Bogotá, por estrato.



Fuente: Elaboración propia con datos de (Observatorio Técnico Catastral., 2017; Secretaría Distrital de Planeación, 2018).

La proporción de las viviendas NPH en Bogotá por estratos se muestra en la Figura 15, la tendencia al pasar los años de estos estratos en mención, y teniendo en cuenta la Figura 14, es que las viviendas NPH se han estancado frente al crecimiento de las viviendas PH con mayor notoriedad en el estrato 1, 2 y 5, por otro lado en el estrato 6, se evidencia un crecimiento en el porcentaje de viviendas NPH y es el único estrato que tienen este comportamiento.

Figura 16, Proporción de propiedades por estrato 2017 para Bogotá.



Fuente: Elaboración propia con datos de (Observatorio Técnico Catastral., 2017; Secretaría Distrital de Planeación, 2018).

De acuerdo a la Figura 15 y Figura 16, Se demuestra que en la ciudad de Bogotá para el año 2017 la tendencia de construcción ha migrado a las viviendas PH, en el caso de todos los estratos a excepción del 1, el mayor porcentaje de viviendas corresponden a las PH. En el caso concreto de estrato 2, este cuenta con un porcentaje de 36% de propiedades NPH, a este porcentaje en concreto se enfoca la presente evaluación.

En la Figura 17 y la Tabla 2, se destacan las viviendas NPH para el estrato 2 y la proporción frente al resto de viviendas y estratos, en estas se descarta los estratos 1, 3, 4, 5 y 6, y las propiedades horizontales que hacen parte del estrato 2. Para esta evaluación se tendrá en cuenta las propiedades con que contaba la ciudad de Bogotá para el 2017, son alrededor de 196.674 propiedades las que cuentan con los requerimientos en el estrato 2 y su porcentaje en el total de predios se muestra en azul en la Figura 17. Por otro lado, resta un 91% mostrado en naranja en la Figura 17 equivalente a 1’938.841 de propiedades con un gran potencial para aplicar otros estudios que focalicen alternativas de generación eléctrica mediante energías alternativas.

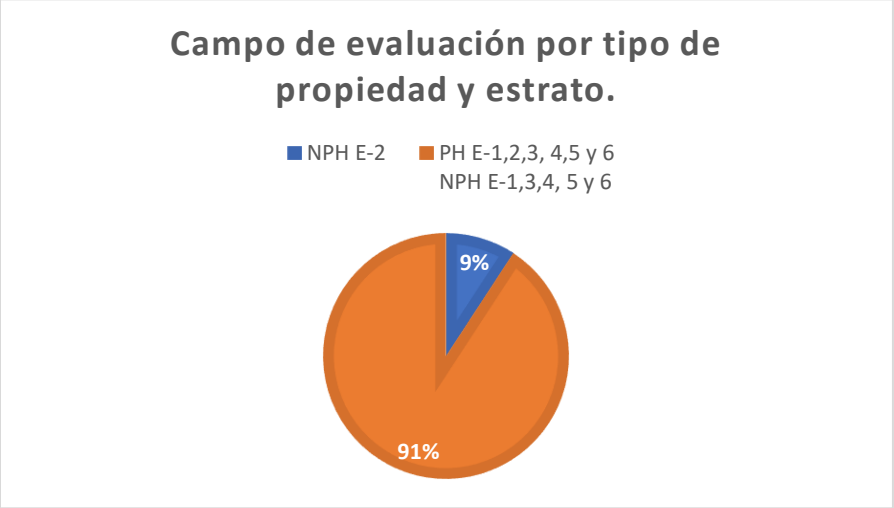
Tabla 2, Número de propiedades NPH por estrato en Bogotá para el 2017.

Estrato	Total Propiedades [u]	Viviendas NPH [%]	Viviendas NPH [u]
Estrato 1	116.859	49,9	58.313
Estrato2	546.316	36,0	196.674
Estrato 3	670.867	31,4	210.652
Estrato 4	483.001	12,9	62.307
Estrato 5	168.537	13,3	22.415
Estrato 6	149.935	5,5	8.246

Fuente: Elaboración propia con datos de (Observatorio Técnico Catastral., 2017; Secretaría Distrital de Planeación, 2018).

.

Figura 17, Campo de Evaluación por tipo de viviendas y estrato.



Fuente: Elaboración propia con datos de (Observatorio Técnico Catastral., 2017; Secretaría Distrital de Planeación, 2018).

De acuerdo con la Figura 17, la presente evaluación se enfoca en ese 9% del total de propiedades residenciales, las cuales cuentan con los requerimientos técnicos necesarios para la presente propuesta y evaluación.

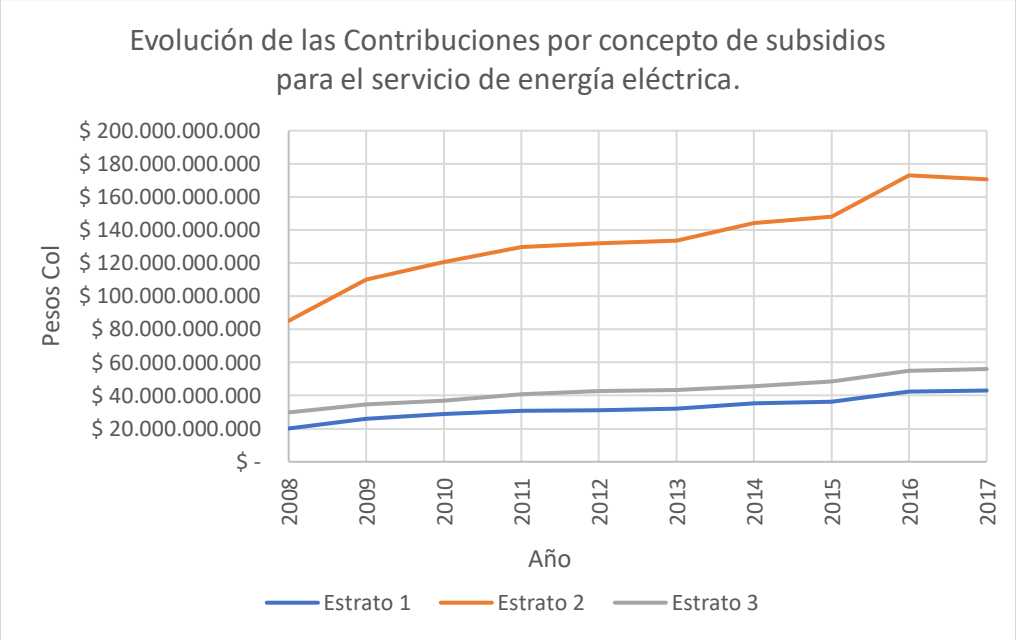
4.1.2 Subsidios al servicio de energía eléctrica.

En la Figura 18, Se muestra el comportamiento de los subsidios en los últimos 11 años de los estratos 1, 2 y 3, es destacable la brecha tan grande que hay entre el estrato 1 y 3 frente al 2, siendo este último donde se inyecta la mayor cantidad de recursos por subsidios (63%). Esto se debe a la cantidad de usuarios y el porcentaje subsidiado de cada estrato, en este caso el número de suscriptores es cercano, pero el porcentaje subsidiado se diferencia en un 30% entre los estratos 2 y 3. Es de esperarse que esta tendencia siga en ascenso y cada año sea mayor la cantidad de dineros destinados a cubrir el consumo básico de subsistencia del estrato 2.

El consumo anual de energía es otro factor determinante, dado que el consumo está ligado en parte a la cantidad de usuarios. En la Figura 18, se muestra el consumo de energía anual por estrato en los últimos 10 años, en este se evidencia que el estrato 2 históricamente ha estado por debajo del consumo del estrato 3, pero actualmente sus valores son muy cercanos y analizando la tendencia de crecimiento se espera que el estrato 2 supere al estrato 3 en el consumo anual de energía en los próximos años, esto acarrea mayor inversión por parte del estado en subsidios,

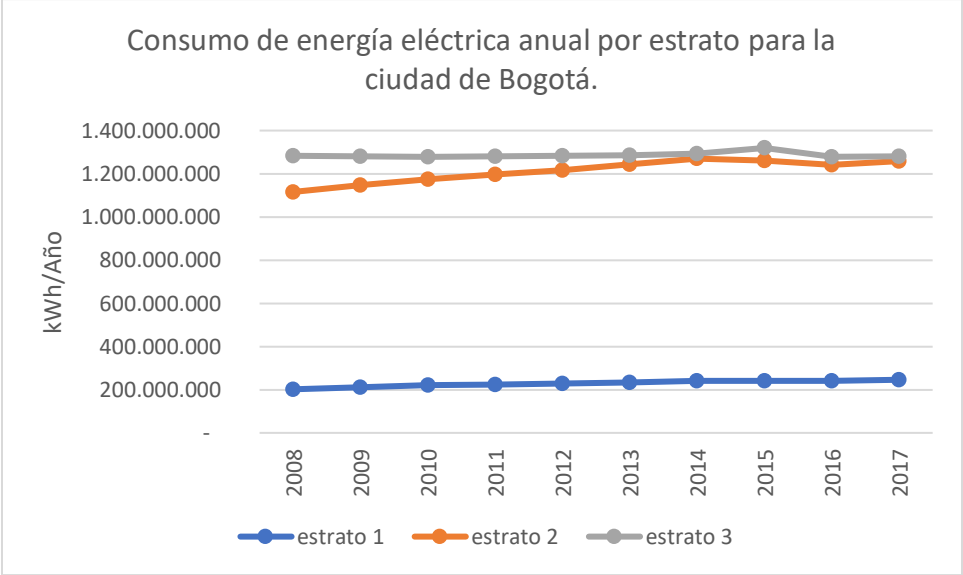
como se indicó anteriormente el estrato 2 tiene un porcentaje mayor de subsidio por cada kWh, lo cual hace que sea mayor la inversión.

Figura 18, Evolución de las Contribuciones por concepto de subsidios para el servicio de energía eléctrica.



Fuente: Elaboración propia con datos de Anexo 1.

Figura 19, Consumo de energía eléctrica anual por estrato para la ciudad de Bogotá.



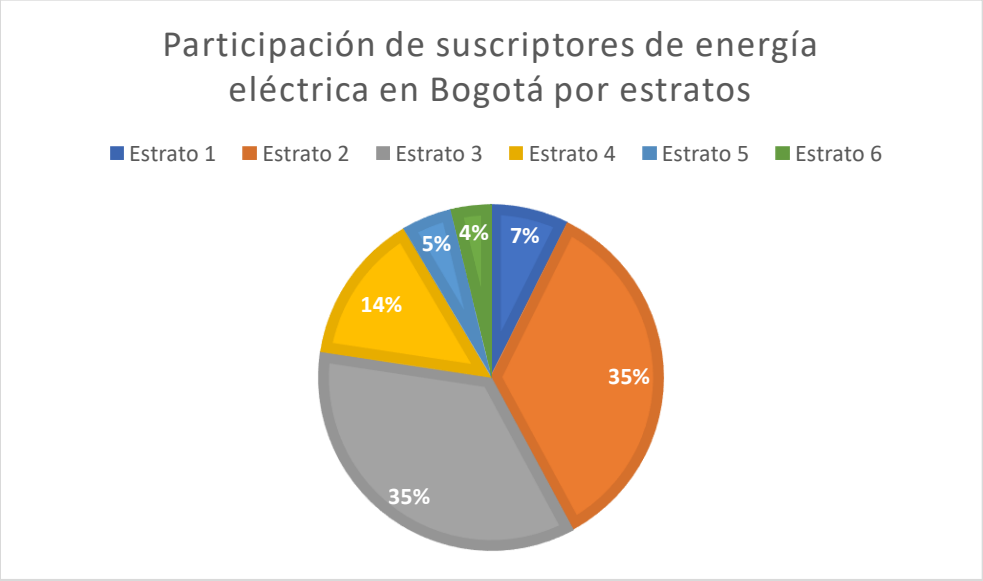
Fuente: Elaboración propia con datos de Anexo 2.

Dadas estas circunstancias anteriormente mencionadas, se establece que el estrato 2 tiene el mayor potencial para enfocar un plan o proyecto que busque brindar soluciones frente a la necesidad de garantizar el consumo básico de subsistencia, dado que el sistema actual no brinda soluciones de fondo, por el contrario se debe buscar que cada suscriptor sea subsidiado hasta cierto periodo, luego de este, la persona contara con los medios y equipos para suplir la necesidad de energía eléctrica sin depender más de los subsidios.

4.1.3 Suscriptores y consumo de energía eléctrica en Bogotá.

Así como Bogotá ha aumentado en el total de predios residenciales, el número de suscriptores al servicio de energía también ha crecido, según datos del SUI para el 2017, Bogotá contaba con en total con 2’028.299 suscriptores de consumo de energía eléctrica residenciales (SUI, 2017).

Figura 20, Participación de suscriptores de energía eléctrica en Bogotá por estratos.

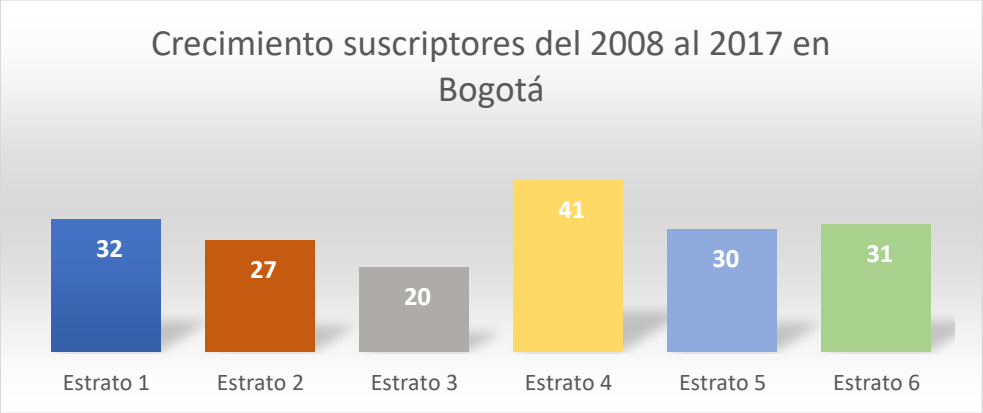


Fuente: Elaboración propia con datos de Anexo 3.

En la Figura 20, se muestra la participación de los suscriptores por estratos al servicio de energía eléctrica, de esta se destaca la baja participación del estrato 1 y la poca diferencia entre el 2 y el 3 en el total de suscriptores, el crecimiento porcentual de suscriptores de cada estrato se encuentra en la Figura 21. Este comportamiento se debe a la evolución de los suscriptores en los últimos 11 años como se muestra en la Figura 22, donde el estrato 2 y 3 han disminuido su diferencia

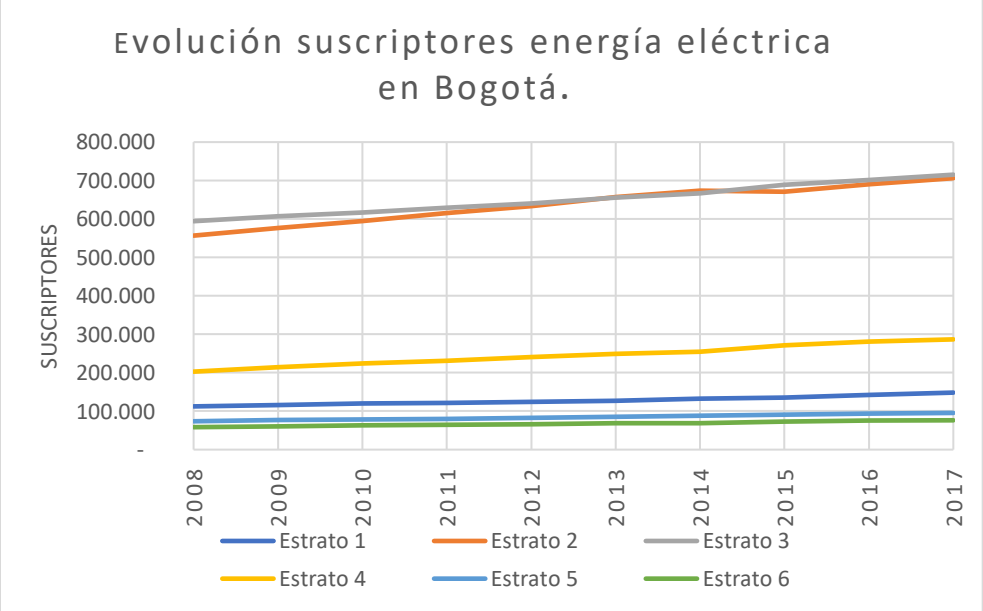
a tan solo 9.025 suscriptores, gracias al mayor crecimiento de los suscriptores del estrato 2 (556.738 para 2008 a 706.163 en 2017) equivalente al 27%, en el caso del estrato 1 su crecimiento es de 32%, de 112.483 suscriptores para el 2008 a 148.334 para el 2017, una diferencia de 35.851 en 11 años.

Figura 21, Crecimiento porcentual de suscriptores del 2008 al 2017 en Bogotá.



Fuente: Elaboración propia con datos de Anexo 3.

Figura 22, Evolución de Suscriptores energía eléctrica en Bogotá.



Fuente: Elaboración propia con datos de Anexo 3.

Con la evolución de suscriptores y de viviendas, se determina como se muestra en la Tabla 3, que existe una diferencia entre esos valores, siendo mayor el número de suscriptores que el de viviendas, esto indica que por vivienda o propiedad

residencial puede haber más de un suscriptor, lo cual es frecuente en las propiedades NPH, donde cada piso de la vivienda es independiente en facturación y consumo de energía.

Tabla 3, Suscriptores VS Viviendas para el 2017.

Estrato	Suscriptores 2017	Viviendas 2017	Diferencia
Estrato 1	148.334	116.859	31.475
Estrato 2	706.163	546.316	159.847
Estrato 3	715.188	670.867	44.321

Fuente: Elaboración propia con datos de (SUI, 2017) (Observatorio Técnico Catastral., 2017; Secretaría Distrital de Planeación, 2018).

En la Tabla 4, se especifica el número de suscriptores NPH, estos se obtuvieron teniendo en cuenta el porcentaje de viviendas NPH (Figura 16) frente al total de viviendas, de acuerdo a la diferencia entre predios y suscriptores de la Tabla 3, y al análisis que se realizó, donde se concluyó que los suscriptores son de una misma propiedad que tiene varias cuentas, estos suscriptores se sumaron a las viviendas NPH.

Tabla 4, Suscriptores y tipo de Viviendas para el 2017.

Estrato	Suscriptores 2017	Viviendas NPH 2017	Viviendas PH 2017	Suscriptores NPH
Estrato 1	148.334	73.130	43.729	104.605
Estrato 2	706.163	248.082	298.234	407.929
Estrato 3	715.188	189.211	481.656	233.532

Fuente: Elaboración propia con datos de (SUI, 2017) (Observatorio Técnico Catastral., 2017; Secretaría Distrital de Planeación, 2018).

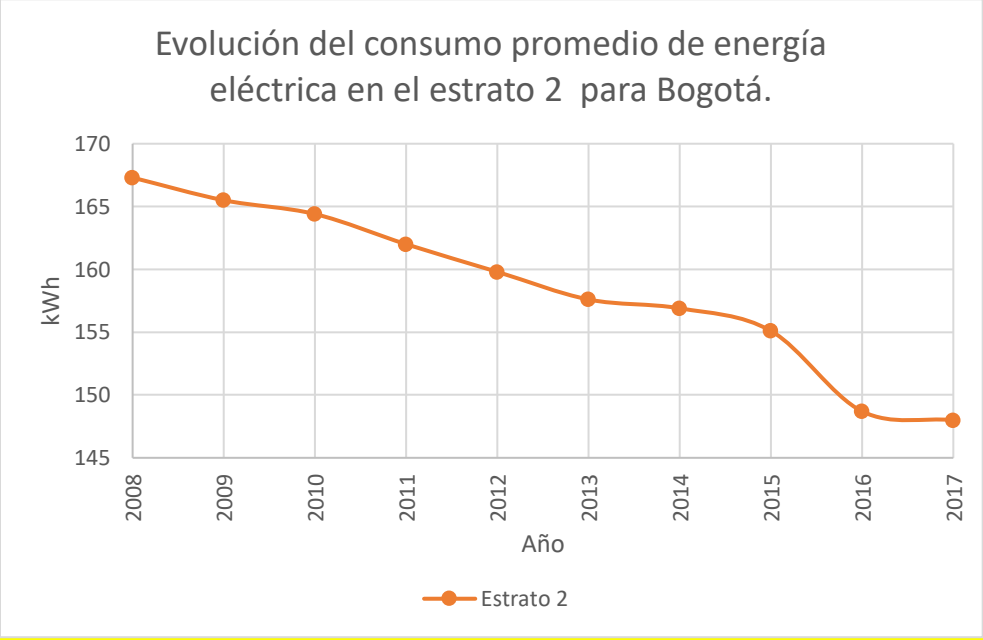
Para esos 407.929 suscriptores de estrato 2 NPH que se muestra en la Tabla 4, se enfoca la actual evaluación, estos cumplen con el tipo de propiedad, estrato y tipo de servicio.

- **Consumo promedio residencial.**

Determinar el consumo promedio y la tendencia de uso de la energía eléctrica, describe realmente el comportamiento y necesidad, para establecer los parámetros de diseño del sistema fotovoltaico idóneo para las viviendas NPH de estrato 2. En la Figura 23, se encuentra el consumo promedio desde el año 2008 hasta el 2017,

al pasar de los años el consumo promedio ha decrecido de forma constante hasta el año 2016, para el 2017 hay un cambio, pero no tan notable en el consumo. Este comportamiento se puede explicar debido a la puesta en marcha del Decreto 2501 de julio 4 de 2007, por medio del cual se dictaron las disposiciones relacionadas con la promoción de prácticas con fines de uso racional y eficiente de energía eléctrica (PROURE), haciendo mayor énfasis en el artículo número 4, en el cual se establecen específicamente el tema de iluminación. (Lozano Celis & Guzman Espitia, 2016) Otro factor importante ha sido, gracias a la actualización de tecnologías en electrodomésticos y la información del etiquetado energético en búsqueda de una mayor eficiencia y el cambio de tecnologías de iluminación, las cuales migraron de incandescentes a bombillos ahorradores (Lámparas Fluorescentes compactas-LFC) o en los últimos años a tecnología LED. El cambio en la iluminación logra que el promedio de ahorro por hogar es del 15 %, teniendo en cuenta que el consumo aproximado por hogar total en iluminación sea del 25 %. (Lozano Celis & Guzman Espitia, 2016). Sumado a estos factores, el incremento del precio del kWh juega un papel importante en el consumo de energía en los hogares, estos al ver un incremento mensual en la facturación optan por formar conciencia en apagar o desconectar los elementos que no están utilizándose en el momento, como iluminación, electrodomésticos y cargadores de celulares.

Figura 23, Evolución del consumo promedio de energía en el estrato 2 para Bogotá.

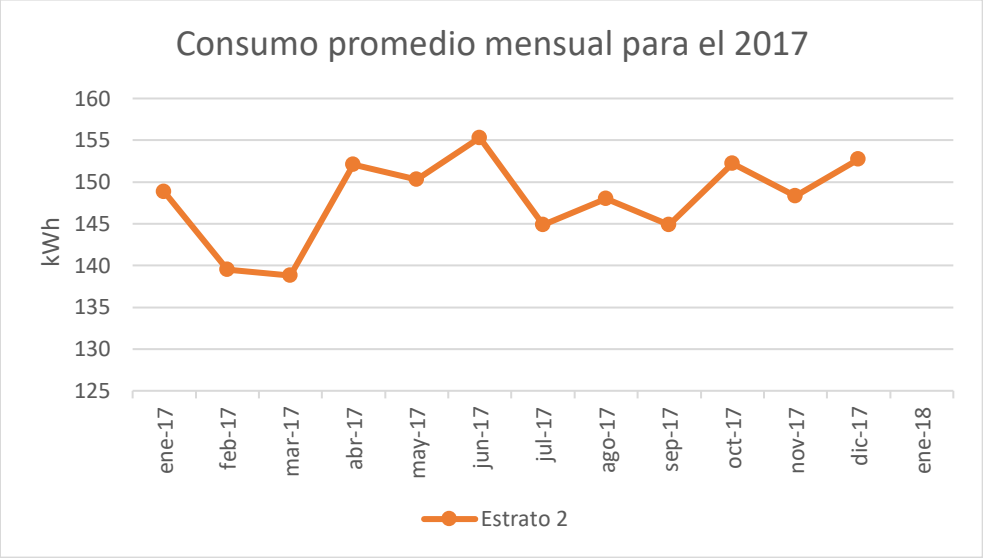


Fuente: Elaboración propia con datos de Anexo 4.

De acuerdo con lo mencionado anteriormente referente a los subsidios, donde se fija un consumo básico subsidiable para alturas mayores a 1.000 m.s.n.m, como es el caso de Bogotá, en 130 kWh/mes. En la Figura 24 se muestra el consumo

promedio mensual para los diferentes meses del año 2017, al evaluar estos datos se evidencia que el consumo mensual siempre es superior al básico establecido, esto indica que los suscriptores pagan estos kilovatios que superan el límite subsidiado como tarifa plena.

Figura 24, Consumo promedio mensual de energía eléctrica para el 2017.



Fuente: Elaboración propia con datos de Anexo 5.

De acuerdo con la Figura 24, se establece que el consumo promedio de energía para el estrato 2 varía mes a mes entre un mínimo registrado en marzo de 138,8 kWh/mes y un máximo de 155,3 kWh/mes para junio. Para el diseño del sistema fotovoltaico del estrato 2 se desea satisfacer el consumo promedio de energía que equivale a 148 kWh/mes, este consumo es el promedio para el año 2017.

De los datos obtenidos en la Figura 23, se puede inferir que la tendencia de consumo tiende a disminuir al pasar de los años, por lo cual el diseño basado en el consumo propuesto estaría vigente con el pasar de los años y la persona que adquiere este sistema de generación de energía no tendría que repotenciar la instalación, por el contrario esta instalación satisface las necesidades con holgura, buscando que el aporte o energía eléctrica tomada de la red sea igual a la generada con el sistema SFCR, y con el paso de los años la entrega de excedentes de energía a la red sea mayor que la importada de la misma.

- **Consumo subsidiado.**

El consumo subsidiado es aquel inferior de 130 kWh/mes para la ciudad de Bogotá que cumple las condiciones ya vistas anteriormente, para el caso concreto de evaluación, se fija en un 40% del consumo para estrato 2, esto quiere decir que los suscriptores de este estrato pagan el 60% restante del costo del kWh hasta 130 kWh/mes, en caso de que el suscriptor supere este consumo mensual los kWh serán facturados a tarifa plena, es decir al 100% del costo. En este orden de ideas este 40% subsidiado equivale al siguiente consumo subsidiado.

$$C_{sub} = 130\,\frac{kWh}{mes} * 40\,\% = 52\,\frac{kWh}{mes} \qquad \text{Ecuación 4}$$

Estos 52 kWh/mes de la Ecuación 4, son esos kilovatios que se facturan al cliente a cero pesos, los 78 kWh/mes restantes son cobrados al 100%, por ello se desea a partir del consumo subsidiado realizar un sistema fotovoltaico, ya que el dinero girado por concepto de consumo de energía subsidiada es realmente fijado para estos 52 kWh/mes, esto indica que el valor de estos kWh es el disponible por suscritor de estrato 2 para una posible inversión por parte del gobierno y que se tendrá en cuenta para una evaluación económica.

4.1.4 Normatividad de las FNCER.

Con la tendencia global del cuidado del medio ambiente, los gobiernos del mundo, en su mayoría, han adquirido compromisos con el medio ambiente, entre ellos; reducir las emisiones contaminantes, los daños ambientales relacionados con el consumo desmesurado de energía eléctrica y de equipos electrónicos que no son eficientes. (PNUD, 2015; UNCC, 2015)

Siguiendo esta directriz, las empresas han encaminado sus esfuerzos en investigar, desarrollar y promover equipos eficientes y tecnologías que sean compatibles con el cuidado del medio ambiente. Las empresas dedicadas a la fabricación y desarrollo de paneles solares, han puesto como meta mejorar la eficiencia y reducir los costos de estos elementos, esto con el objetivo de cerrar la brecha del costo de un kW generado a partir de energía solar fotovoltaica Vs el kW convencional con generación hidráulica o térmica (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2015).

De acuerdo a compromisos realizados internacionalmente como el acuerdo de Paris y los ODS, el gobierno Colombiano firma una ley dirigida a fomentar, promover y utilizar las fuentes de energías no convencionales, esta es la 1715 del 2014, por la

cual el gobierno regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, ordena al Ministerio de Minas y Energía establecer los lineamientos de políticas energética en materia de generación con FNCE en las zonas no interconectadas, la entrega de excedentes de autogeneración a pequeñas y gran escala en el sistema interconectado nacional, la operación de la generación distribuida, y por último es la encargada de crear el Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de le Energía siguiendo los lineamientos correspondientes a lo definido en la leyes 142 y 143 de 1994 (Congreso de Colombia, 2014) (Congreso de Colombia, 1994).

En el artículo 6 de la ley 1715, se establece las entidades con competencia administrativa para el uso de FNCE, sus obligaciones y campo de acción. En la Figura 25, se muestran están entidades y su rol en el sector eléctrico colombiano.

Figura 25, Institucionalidad Sector Eléctrico Colombiano.

Función	Entidad
Dirección	Presidencia de la República MinMinas
Política sectorial	MinMinas, DNP y MinHacienda
Legislación	Congreso de la República
Planeación	UPME y CAPT
Regulación	CREG
Operación y mercado	XM CND CNO ASIC CAC
Prestación del servicio	Empresas de Generación, transmisión, distribución y comercialización
Control y vigilancia	Superintendencia de Servicios Públicos

Fuente: (Cámara de Comercio, 2016)

Al igual que se tiene en cuenta aspectos y conceptos técnicos, el marco regulatorio y normativo es parte importante en la viabilidad de los proyectos, esta establece lineamientos y procedimientos de obligatorio cumplimiento, como también beneficios y regulaciones.

En la Tabla 5, se realiza una recopilación de las leyes, decretos o resoluciones, directamente implicados con las FNCE.

Tabla 5, Evolución del marco normativo de las FNCE.

Regulación	Descripción
Ley 51 de 1989	En esta ley se crea la Comisión Nacional de Energía que es la encargada de determinar funciones de planeación energética, además de "efectuar, contratar o promover la realización de estudios para establecer la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales y adoptar la política respectiva" y en relación con el subsector de energía eléctrica, "aprobar los programas de generación eléctrica no convencional y coordinar los programas de generación eléctrica en áreas no interconectadas" (UPME, 2010b, 2-4).
Decreto 2119 de 1992	Mediante este decreto se reestructuro el Instituto de Asuntos Nucleares -IAN-, y cambio de nombre a Instituto de Asuntos Nucleares y Energías Alternativas -INEA- donde se suma a sus funciones el de fomentar el uso racional de la energía, un aparte textual del decreto afirma "Igualmente el INEA deberá elaborar programas científicos y tecnológicos para la intensificación del uso de las fuentes alternas de energía". Con el fin de dar cumplimiento a su labor, en el artículo 44 se crea el comité de Uso Racional de Energía -URE- (UPME 2010b, 2-5)
Ley 142 de 1994	La ley 142 resulta ser la pionera en la regulación de los servicios públicos domiciliarios en el país, incentivando una fuente no convencional de energía como lo es el gas natural. Esta ley le impone a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, funciones para la regulación en cuanto a autogeneración y cogeneración de energía. Adicionalmente, en esta ley también se definen políticas para la gestión integral de residuos sólidos y peligrosos con el objetivo de minimizar los impactos al hombre y al medio ambiente
Ley 143 de 1994	La ley 143 es conocida como la "Ley Eléctrica", en esta ley se le atribuye a la UPME la función de elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional -PEN-, el cual debe brindar los lineamientos para el desarrollo del sector energético en el país. Esta ley se constituyó en la gran impulsadora de proyectos hasta finales de la década del noventa cuando la recesión económica golpeó fuertemente el sector y condujo al desarrollo de proyectos en los sectores de mayor confianza en el país como el hídrico y el carbón mineral. Consecuentemente en esta Ley, se designaron las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad, al mismo tiempo, dispuso que el Estado debía ser el encargado de "asegurar la adecuada incorporación de los aspectos ambientales en la planeación y gestión de las actividades del sector" y "Abastecer la demanda de electricidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país" (UPME, 2010b, 2-5)
Decreto 1682 de 1997	Mediante el cual se suprime el INEA y se asignan sus funciones a la UPME, de esta manera se concentró en la UPME la planeación energética de todos los recursos incluyendo las FNCE, con el fin de estructurar planes integrales que articulen diferentes frentes y que tengan en cuenta la Oferta y la Demanda (UPME, 2010b).
Ley 697 de 2001	La ley 697 es la que promueve la utilización de energías alternativas, además pone en cabeza del Ministerio de Minas y Energía la responsabilidad de promover y adoptar programas para este tipo de energías. Mediante esta ley se declara el Uso Racional y Eficiente de la Energía -URE-, y sus objetivos se definen en el Artículo 1, como: "Asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección al consumidor y la promoción del uso de energías no convencionales de manera sostenible con el medio ambiente y los recursos naturales".
Ley 788 de 2002	Ley mediante la cual se modifica el estatuto tributario para "incentivar la compra e implementación de equipos y tecnologías que demuestren impacto en la mitigación del cambio climático", en el artículo 18 de dicha ley se contempla "la exención de renta por 15 años, a la venta de energía producida a partir de fuentes renovables como la eólica, biomasa o residuos agrícolas". Con la implementación de este beneficio se espera favorecer a las empresas generadoras, siempre que estas vendan los certificados de reducción de GEI y destinen como mínimo el 50% de las ganancias a nueva inversión en las zonas en que se ejerce su actividad. En el artículo 95 de la misma ley, también se encuentran exenciones a los importadores de maquinarias que introduzcan al país equipos destinados a proyectos que contribuyan con la reducción de GEI, estos estarán exentos del pago del impuesto de valor agregado -IVA- (Barba et al., 2009).

Regulación	Descripción
Decreto 3683 de 2003	Este decreto reglamentario crea la Comisión Intersectorial de Uso Racional de Energía - CIURE-, la cual es presidida por el Ministerio de Minas y Energía, e integrada por el Ministro de Comercio, Industria y Turismo, Ministro de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, el director del DNP, el director ejecutivo de la CREG, el director de COLCIENCIAS y el director del IPSE. El objetivo primordial de esta comisión es el de servir como articulador, asesor o consultor de las entidades estatales para facilitar la ejecución de políticas específicas para el sector (UPME, 2010b).
Resolución 0047 de abril 14 de 2003	Dicha resolución estipula la calidad del Alcohol Carburante (etanol anhidro), y las gasolinas oxigenadas, el uso de los aditivos en las gasolinas colombianas y la calidad del combustible diésel (ACPM).
Resolución 18-919 de 2010	Resolución que en su artículo primero "Adopta el plan de acción indicativo 2010-2015 para desarrollar el programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de energía no convencionales PROURE". En su artículo 2 se define el objetivo del plan como aquel que contribuya a "asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección al consumidor y la promoción del uso de energías no convencionales de manera sostenible con el ambiente y los recursos naturales".
Ley 1715 del 13 de mayo del 2014	La presente ley tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos corno medio necesario para el desarrolle económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético. Con los mismos propósitos se busca promover 1a gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda (Congreso De Colombia, 2014).
RESOLUCIÓN 038 DE 2014	En esta resolución se establecen las condiciones técnicas y procedimientos que se aplican a la medición de energía de: los intercambios comerciales en el Sistema Interconectado Nacional, SIN, los intercambios con otros países, las transacciones entre agentes y las relaciones entre agentes y usuarios. Cuando quiera que en las resoluciones expedidas por la CREG se haga referencia al "Código de Medida" se aplicará la presente resolución. (MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, 2014b)
Decreto 2469 del 02 de diciembre 2014.	Establece los parámetros para ser auto generador y entregar el excedente de potencia a la red. (MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA., 2014)
Resolución 024 del 13 de marzo del 2015.	Esta resolución se aplica al auto generador a gran escala con potencia máxima declarada menor a 20MW, que se encuentra conectado al sistema de interconexión nacional. (MINISTERIOR DE MINAS Y ENERGÍA, 2015)
Resolución 281 del 2015	En esta resolución se establece: "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." (UPME, 2015)
Decreto 2143 del 04 de noviembre del 2015	La Ley 1715 de 2014 estableció el marco legal y los instrumentos para la promoción, desarrollo y utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía - FNCE, en especial las de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico. Que la mencionada ley busca fomentar, entre otras, la inversión, investigación y desarrollo de tecnologías limpias para producción de energía y la eficiencia energética, estableciendo diversos incentivos para ello (Congreso De Colombia, 2014). El mencionado decreto que estarán excluidos del IVA la compra de equipos, elementos y maquinaria, nacionales o importados, o la adquisición de servicios dentro o fuera del territorio nacional que se destinen a nuevas inversiones y pre inversiones para la producción y utilización de energía a partir FNCE, así como aquellos destinados a la medición y evaluación de los potenciales recursos, de conformidad con la certificación emitida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales de equipos y servicios excluidos del impuesto, para lo cual se basará en el listado elaborado por la UPME y sus actualizaciones (Presidencia de la Republica, 2015).

Regulación	Descripción
CREG 30 DEL 2018	Mediante esta resolución se regulan aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional, SIN. (Ministerio de Minas y Energía de Colombia & Comision de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2018)

Fuente: Elaboración propia con información de (Carolina, Motta, Aguilar, & Hurtado Aguirre, 2012)

En la Tabla 6, se indica la reglamentación y normatividad, en la instalación y verificación de cumplimiento de los diferentes elementos que conforman el sistema solar fotovoltaico.

Tabla 6, Reglamentación y normatividad técnica.

Norma o reglamentación	Descripción
RETIE 2013	Es el reglamento técnico en instalaciones eléctricas, de obligatorio cumplimiento en todo tipo de instalaciones eléctricas.
NTC 1736. Energía solar; definiciones y nomenclatura.	Esta norma define la nomenclatura para variables de radiación solar, parámetros meteorológicos, y parámetros de orientación y localización superficial.
NTC 2775. Energía solar fotovoltaica. Terminología y definiciones.	Esta norma sólo contiene definiciones referentes a sistemas fotovoltaicos, acordes con la simbología establecida en la norma NTC 1736.
NTC 2883, Módulos fotovoltaicos (fv) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Calificación del diseño y aprobación de tipo.	La presente norma hace referencia a los requisitos establecidos para la calificación del diseño y la aprobación del tipo de módulos fotovoltaicos para aplicación terrestre y para la operación en largos periodos de tiempo en climas moderados (al aire libre), según lo define la norma IEC 60721-2-1. Y su uso principal es en módulos fotovoltaicos que utilicen tecnologías en silicio cristalino.
NTC 5464, Módulos fotovoltaicos de lámina delgada para uso terrestre. Calificación del diseño y homologación.	Esa norma indica los requisitos, según la norma IEC 721-2-1, para la clasificación del diseño de los sistemas de módulos fotovoltaicos de lámina de delga, que son diseñados principalmente para operar en largos periodos de tiempo y en climas moderados (al aire libre). La tecnología en la cual se basa es la de silicio amorío pero también puede ser aplicable a otros módulos fotovoltaicos de lámina delgada.
NTC 5549, Sistemas fotovoltaicos terrestres. Generadores de potencia. Generalidades y guía.	Esta norma brinda una visión general de los sistemas fotovoltaicos (fv) terrestres generadores de potencia y de los elementos funcionales que los constituye
NTC 5287, Celdas y baterías secundarias para sistemas de energía solar fotovoltaica. Requisitos generales y métodos de ensayo.	Esta norma suministra la información necesaria referente a los requisitos de las baterías que se utilizan en los sistemas solares fotovoltaicos y de los métodos de ensayo típicos utilizados para verificar la eficiencia de las baterías. No se incluye información acerca del tamaño de las baterías, el método de carga o al diseño en sí de los sistemas solares fotovoltaicos.
NTC 2959, Guía para caracterizar las baterías de almacenamiento para sistemas fotovoltaicos.	La presente norma tiene como objeto mostrar una metodología para la presentación de la información técnica relacionada con la selección de baterías para el almacenamiento de energía en sistemas fotovoltaicos. Además, se presenta un procedimiento para verificar la capacidad, eficiencia y duración de las baterías de acumulación
NTC 5627, Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Calificación del diseño y ensayos ambientales.	La actual norma establece algunos requisitos para la clasificación del diseño, de los componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Se centra principalmente en componentes solares específicos tales como baterías, inversores (onduladores), controladores de carga, conjuntos de diodos, radiadores, limitadores de tensión, cajas de conexiones y dispositivos de rastreo del punto de máxima potencia, pero puede aplicarse a otros componentes complementarios del sistema.

Norma o reglamentación	Descripción
NTC 114, Guía de especificaciones de sistemas fotovoltaicos para suministro de energía rural dispersa en Colombia.	Esta norma establece algunas pautas sobre las especificaciones y características técnicas que se deberían tener en cuenta en el proceso de selección, instalación, operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos (SFV) que se emplean para suministrar energía a las zonas rurales presentes en Colombia.
NTC 5710, protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos productores de energía.	Esta norma establece algunos métodos para proteger los sistemas fotovoltaicos productores de energía de sobretensiones, independiente de si son autónomos o si están conectados a la red de distribución del sistema de potencia.

Fuente: Elaboración propia con datos de NTC y (Álvarez Álvarez & Alzate Serna, 2012).

En la Tabla 7 y la Tabla 8, se destacan los artículos de las leyes y resoluciones vigentes que influyen directamente en los objetivos de la evaluación, teniendo en cuenta condiciones técnicas, incentivos económicos, descuentos, financiación y requerimientos.

Tabla 7, Artículos destacados de la Ley 1715 de 2014.

LEY 1715 DE 2014	
Artículo 1, Objeto.	La presente ley tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable.
Artículo 2, Finalidad de la Ley.	La finalidad de esta ley es establecer el marco legal y los instrumentos para la promoción y aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente las de carácter renovable, el fomento de la inversión, investigación y desarrollo de tecnologías limpias para la producción de energía.
Artículo 4, Declaratoria de utilidad pública e interés social.	En este artículo se declara de utilidad pública e interés social, la promoción e incentivo de utilización de fuentes no convencionales de energía, fundamentales para asegurar la diversificación del abastecimiento energético pleno y oportuno, protección del ambiente, preservación y conservación de los recursos naturales renovables.
Artículo 8, Promoción de la autogeneración a pequeña y gran escala y la generación distribuida.	Promoción de la autogeneración a pequeña y gran escala y la generación distribuida, en este se autoriza a los autogeneradores a pequeña y gran escala a entregar sus excedentes a la red de distribución, de acuerdo a regulación expedida por la CREG.
Artículo 10, Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE). **Artículo 10,** Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE).	Se crea el fondo de energías no convencionales y gestión eficiente de la energía para financiar programas de FNCE y gestión eficiente de la energía. **Con los recursos del fondo se podrán financiar parcial o totalmente, entre otros, programas y proyectos dirigidos al sector residencial de estratos 1, 2 y 3, para la implementación de soluciones de autogeneración a pequeña escala.** **Los proyectos financiados con este fondo deberán cumplir evaluaciones costo beneficio que comparen el costo del proyecto con los ahorros económicos o ingresos producidos.**

LEY 1715 DE 2014	
	INCENTIVOS
Artículo 11, Incentivos la generación de energías no convencionales.	Los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido, tendrán derecho a reducir anualmente de su renta, por los 5 años siguiente al año gravable en que hayan realizado la inversión, el 50% del valor de la inversión realizada.
Artículo 12, Instrumentos para la promoción de las FNCE.	Para fomentar el uso de energía procedente de FNCE, los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la preinversion o inversión, para la producción y utilización de energía partir de las fuentes no convencionales, así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos estarán excluidos de IVA.
Artículo 13, Instrumentos para la promoción de las energías renovables.	Las personas naturales o jurídicas que a partir de la vigencia de la presente ley sean titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos FNCE gozaran de exención del pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversion y de inversión de proyectos con dichas fuentes.
Artículo 14, Instrumentos para la promoción de las FNCE. Incentivo contable deprecación acelerada de activos.	La actividad de generación de energía a partir de FNCE, gozara del régimen de depreciación acelerada. Esta será aplicada a las maquinas, equipos y obras civiles necesarias para la preinversion, inversión y operación de la generación con FCNE, que sean adquiridos y/o construidos, exclusivamente para este fin, a partir de la vigencia de la presente ley.
Artículo 19, Desarrollo de la energía solar	El Gobierno nacional a través del Ministerio de Minas y Energía directamente o a través de la entidad que designe para este fin reglamentara las condiciones de participación de energía solar como fuente de generación distribuida estableciendo la reglamentación técnica y de calidad a cumplir por las instalaciones que utilicen la energía solar, así como los requisitos de conexión, mecanismos de entrega de excedentes, y normas de seguridad para las instalaciones. **El gobierno nacional considerará la viabilidad de desarrollar la energía solar como fuente de autogeneración para los estratos 1, 2 y 3 como alternativa al subsidio existente para el consumo de electricidad de estos usuarios.**
Artículo 42, fomento de la investigación en el ámbito de FNCE y la gestión eficiente de la energía.	Facilitar y maximizar la penetración de FCNE en el sistema energético nacional, particularmente en lo que respecta a su contribución a la seguridad del suministro y estabilidad del sistema

Fuente: Elaboración propia con información de (Congreso De Colombia, 2014)

De la Tabla 7, se destaca que hay un ambiente propicio para la inversión de los proyectos FNCE, se evidencia la voluntad para promover el uso de este tipo de generación y la evaluación de propuestas de proyectos como el presente por parte del FENOGE y la posible inversión de recursos a proyectos viables con una previa evaluación de costo-beneficio. En cuanto a los incentivos son significativos al poder descontar el valor correspondiente al IVA en los equipos utilizados y en su importación, los otros incentivos son enfocados a empresas y personas naturales que desean bajo sus propios recursos invertir en estas fuentes alternativas de generación.

El artículo 19 de la ley 1715, el Ministerio de Minas y Energía designo a la CREG para que esta entidad reglamentara las condiciones de participación de energía

solar como fuente de generación distribuida estableciendo la reglamentación técnica y de calidad a cumplir por las instalaciones que utilicen la energía solar, así como los requisitos de conexión, mecanismos de entrega de excedentes, y normas de seguridad para las instalaciones.

Por medio de la resolución de la CREG 030 DE 2018, Se definieron las condiciones para que un autogenerador a pequeña escala pueda conectarse al sistema interconectado nacional para autoconsumo o la venta de excedentes de energía, esta resolución aplica para autogeneradores con capacidad instalada menor a 1.000 kW, para instalaciones mayores a 1000 kW se debe tener en cuenta las condiciones establecidas en la resolución CREG 024 de 2015. En el caso concreto de la presente evaluación se tendrá en cuenta solo instalaciones de generación menores a 1.000 kW.

Tabla 8, Artículos destacados de la CREG 030 DE 2018.

CREG 030 DE 2018	
Artículo 1, Objeto.	Mediante esta resolución se regulan aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional, SIN.
Artículo 5, Estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel 1 de tensión.	Con anterioridad a efectuar una solicitud de conexión de un GD o un AGPE a un sistema de distribución local en el nivel de tensión 1, el solicitante deberá verificar, en la página web del OR, que la red a la cual desea conectarse tenga disponibilidad para ello y cumpla con los siguientes parámetros: a) La sumatoria de la potencia instalada de los GD o AGPE que entregan energía a la red debe ser igual o menor al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. b) La cantidad de energía en una hora que pueden entregar los GD o AGPE que entregan energía a la red, no debe superar el 50% de promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión en la franja horaria comprendida entre 6 am y 6 pm. En caso de que en el punto de conexión deseado no se cumpla alguno de los parámetros, se deberá seguir el proceso de conexión descrito en el artículo 12. Parágrafo. Los AGPE que no entregan energía a la red no serán sujetos de la aplicación de los límites de que trata este artículo.
Artículo 6, Información de disponibilidad de red.	Los OR deben disponer de información suficiente para que un potencial AGPE o GD pueda conocer el estado de la red según las características requeridas en el artículo 5 y proceder a la solicitud de conexión al sistema. Este sistema de información debe estar disponible para el público a partir del primer día hábil del séptimo mes contado a partir del mes siguiente al de entrada en vigencia de la presente resolución y debe ser actualizado el día cinco (5) de cada mes con la información recibida hasta el último día del mes anterior al de actualización.
Artículo 9, Formatos de solicitud de conexión simplificada y estudios de conexión simplificados estándar	El OR diseñará los formatos y el contenido de los estudios de conexión simplificados para los AGPE y GD de que trata esta resolución. El formulario de solicitud de conexión simplificada para conexión de AGPE con potencia instalada inferior o igual a 0,1 MW y GD debe contener, como mínimo, los datos asociados con el cliente, las características del generador y los elementos que limitan la inyección a la red en caso de AGPE que no exportarán energía, nivel de tensión de conexión, características del equipo de medición, datos del alimentador o subestación al cual requiere la conexión,

CREG 030 DE 2018	
	características de protección anti-isla a instalar y fecha prevista para la entrada en operación de la AGPE o GD. En todos los casos se debe incluir el cálculo teórico de la energía anual producida por el AGPE. El contenido del estudio de conexión simplificada para AGPE entre 0.1 MW y 1MW y autogeneradores entre 1 MW y 5MW deberá incluir las especificaciones precisas de cada uno de los análisis eléctricos que se requieran, incluyendo las características técnicas de los elementos que limitan la exportación de energía en los casos que se declara interés en no exportar, junto con las fuentes de información necesarias para llevarlo a cabo, así como también deberá precisar las posibles causales de rechazo.
Artículo 17, Reconocimiento de excedentes de AGPE que utilizan FNCER	Para AGPE con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW: • Los excedentes que sean menores o iguales a su importación serán permutados por su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación. Por estos excedentes, el comercializador cobrará al AGPE por cada kWh el costo de comercialización que corresponde al componente Cvm,i,j, de la Resolución 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. • Los excedentes que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente.
Artículo 21, Obligación de información de usuarios autogeneradores a pequeña escala.	Los AGPE tienen la obligación de reportar la capacidad instalada de su planta de autogeneración. Esta capacidad debe corresponder a toda la capacidad instalada.

Fuente: Elaboración propia con datos de (Ministerio de Minas y Energía de Colombia & Comision de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2018)

La resolución CREG 030 de 2018, plantea que para realizar la conexión de este tipo de autogeneradores se deben seguir 6 pasos básicos (CREG, 2018):

1. Revisar la disponibilidad de la red.
2. Llenar el formulario simplificado.
3. Revisar el estado de la solicitud.
4. Instalar el sistema de autogeneración.
5. Revisión de la instalación por parte del OR
6. Autogenerar energía eléctrica.

Los autogeneradores que vendan energía a la red deben tener un medidor que registre cada hora del día la energía que se consume de manera separada de la energía que se vende. Esto se realiza mediante un medidor horario bidireccional cuyas características están en la Resolución CREG 038 de 2014. (MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, 2014a)

¿Cómo se paga la energía que se vende al sistema?

- **Intercambio**: Cuando la cantidad de energía que se autogenera en un periodo es inferior o igual a la cantidad de energía que se recibió de la red, independientemente de la hora del día en que se entrega o se recibe. En este caso se intercambia la energía excedente entregada con la recibida y solamente se paga al prestador del servicio un pequeño valor (aproximadamente el 10% del costo de dicha energía). (CREG, 2018)

- **Venta**: Cuando la cantidad de energía que se autogenera en un periodo es superior a la cantidad de energía que se recibió de la red. En este caso, dado que hay un "sobrante" de energía respecto de la que se requiere para el consumo personal, este excedente de energía se vende al sistema a un precio que puede representar alrededor del 40% del costo del kilovatio. Esta liquidación aparecerá como un saldo a favor en su factura. (CREG, 2018)

Con la regulación CREG 030 DE 2018 las reglas son claras, esto permite tener definido el procedimiento para la venta de energía o el reconocimiento de la energía sobrante al OR. Para el caso concreto de evaluación, Bogotá mediante el OR Enel-Codensa, cuenta actualmente con el formato en su página web para el requerimiento de conexión e integración a la red de estos sistemas híbridos, paralelamente se trabaja en la interfaz para consulta del público del centro de distribución al cual pertenece cada usuario y su disponibilidad. Por medio de la página Web de Enel-Codensa llamada "Enel-Codensa CREG 30", se están radicando y conectando las solicitudes de este tipo de proyectos, en este se dictan los parámetros para tramitar y conectar este tipo de proyectos. (Enel-Codensa, 2018)

4.2 DISEÑO DEL SISTEMA SFCR

Para diseñar un sistema SFCR óptimo, que satisfaga las necesidades de consumo estipuladas, requiere información precisa del consumo de energía que se desea suplir, de las condiciones geográficas y ambientales donde se llevara acabado la instalación, junto a esto el cálculo de las pérdidas inherentes del sistema y su funcionamiento.

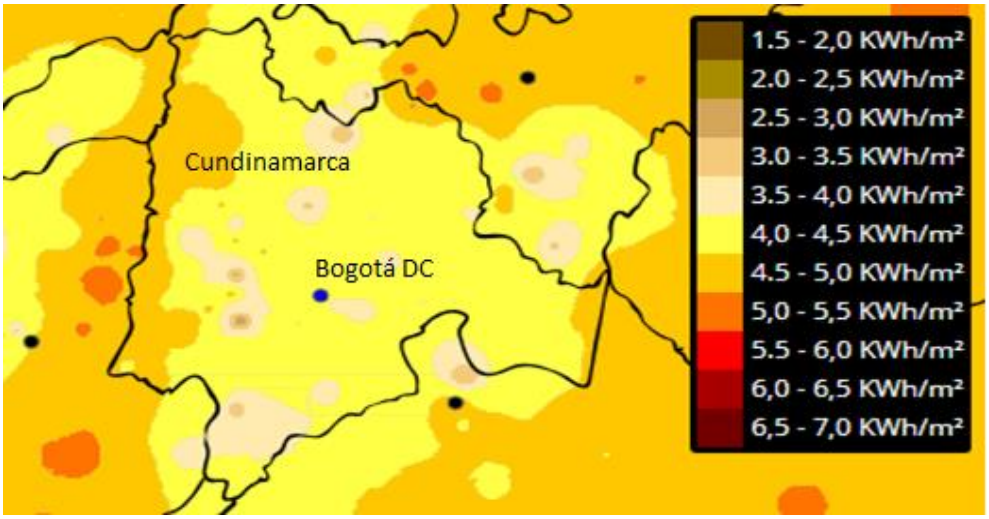
Es importante aclarar que los sistemas propuestos son diseñados para una instalación en general, ya que no se realiza el diseño para un caso concreto, por lo cual, los componentes pueden variar en su cantidad, esto implica que cada suscriptor que desee instalar un Sistema SFCR, debe complementar la presente propuesta con un estudio enfocada para el caso que le atañe.

4.2.1 Evaluación del recurso solar para la ciudad de Bogotá.

La radiación solar es el recurso necesario para generar electricidad por medio de paneles solares, esta radiación varía según la ubicación geográfica y condiciones atmosféricas, para la presente evaluación se tiene en cuenta la radiación incidente en la ciudad de Bogotá. El IDEAM Y la UPME crearon para consulta en internet el Atlas interactivo, con esta herramienta se puede consultar los registros del clima, radiación solar y el viento para Colombia. En esta herramienta se registran históricos hora a hora, mensuales y anuales, para la evaluación es relevante esta información en el caso de la radiación y temperatura.

En la Figura 26, se muestra la irradiación incidente para Cundinamarca y Bogotá, según la escala de colores que aparece en esta figura, Bogotá se encuentra ubicado en la escala media de radiación entre los valores de 4,0 – 4,5 kWh/m^2.

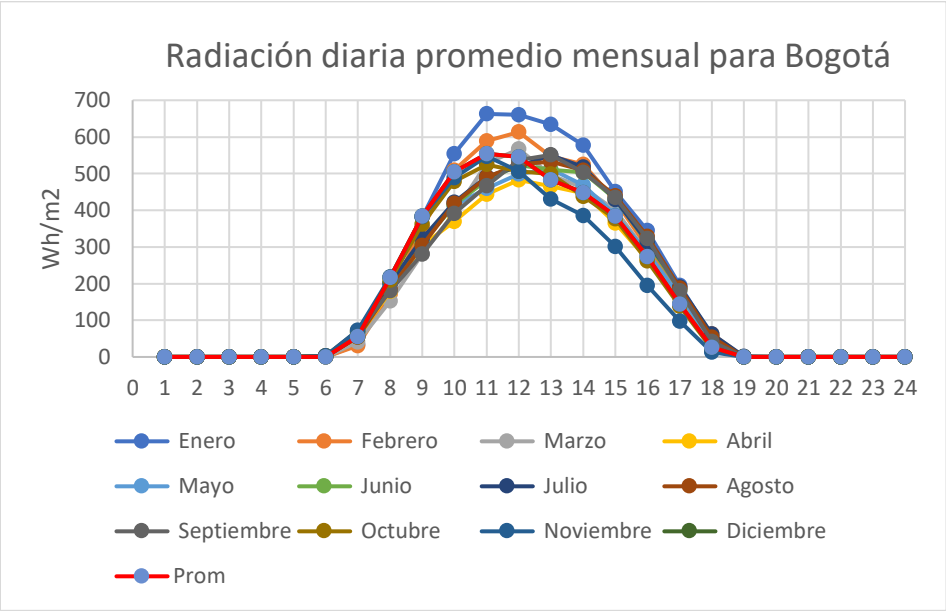
Figura 26, Mapa de irradiación para Cundinamarca y Bogotá.



Fuente: (IDEAM, UPME, & Colciencias, 2017)

En la Figura 27, se muestra gráficamente el comportamiento de la irradiación durante todo el día, mes a mes. Su comportamiento es muy similar a una campana de Gauss, con valores nulos, medios y pico. Dada la ubicación geográfica de Colombia, en concreto Bogotá, al estar cercana a la línea ecuatorial, el comportamiento de la irradiación es similar durante todo el año como se muestra mes a mes.

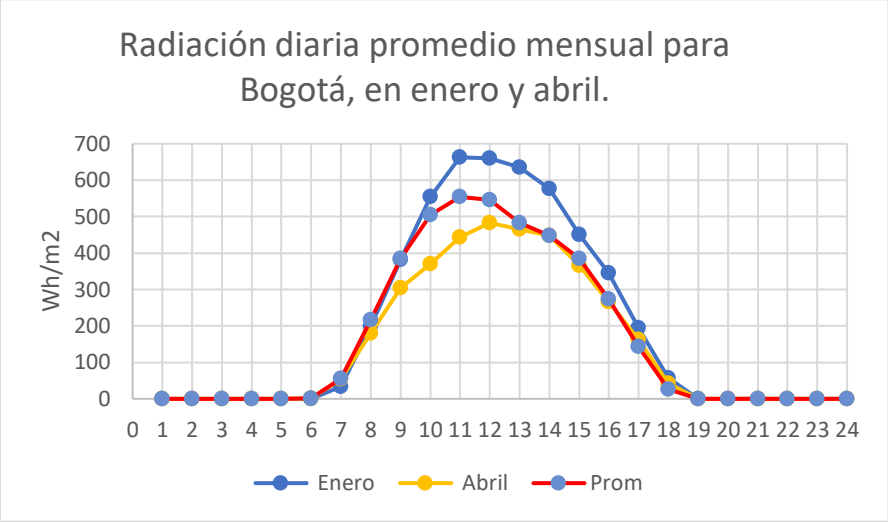
Figura 27, Radiación diaria promedio mensual para Bogotá.



Fuente: Elaboración propia con datos de (IDEAM et al., 2017, p. 140)

En la Figura 28, se muestra la curva de irradiación máxima, mínima y promedio al año que se obtuvieron de la Figura 27, en esta se evidencia que enero es el mes con un pico mayor de radiación (662,7 Wh/m^2) y abril con el pico más bajo (482,7 Wh/m^2). Para el caso de diseño se tendrá en cuenta el mes con menor irradiancia del año, este correspondería al mes de abril, de esta manera se asegurará mantener la generación de energía eléctrica estipulada de 148 o 52 kWh/mes, según el sistema SFCR escogido. Para los meses donde se cuenta con mayor irradiación y un posible exceso de energía, se entregará a la red como se explicó en los sistemas SFCR Grid-connected, obteniendo un net-metering favorable.

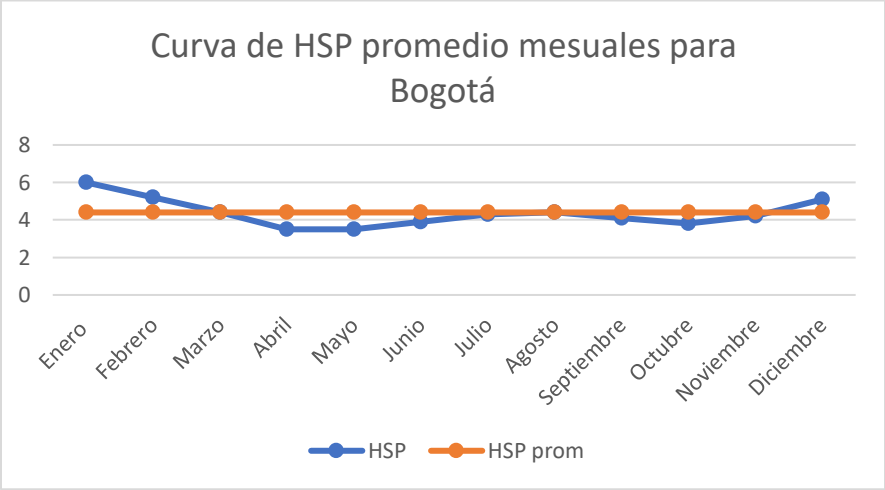
Figura 28, Radiación diaria promedio mensual para Bogotá, máxima, mínima y promedio.



Fuente: Elaboración propia con datos de (IDEAM et al., 2017, p. 140)

En la Figura 29, se muestran los valores de las HSP promedio para cada mes, al comparar la Figura 28 y la Figura 29, es notable que los niveles de irradiación están ligados con las HSP, dado que coincide que para enero se tiene la mayor cantidad de HSP del año y en abril la menor, esto es importante, debido a que las HSP influyen directamente en la cantidad de energía que pueden entregar el arreglo de paneles al día, a una mayor cantidad de HSP será equivalente a una mayor cantidad de energía generada diaria.

Figura 29, Curva de HSP promedio mensuales para Bogotá.

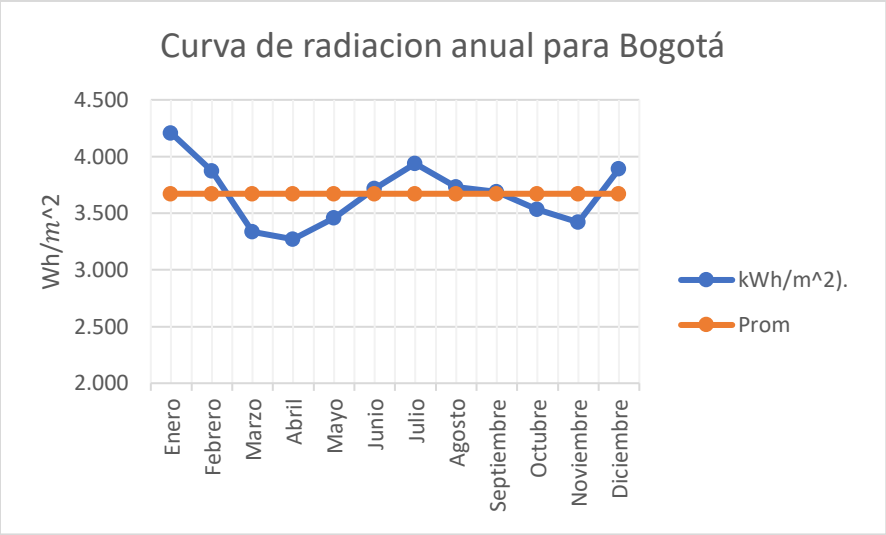


Fuente: Elaboración propia con datos de (IDEAM et al., 2017, p. 144)

En la Figura 30, se muestra la curva de radiación anual para Bogotá y el promedio de radiación, en esta se evidencia que las variaciones no son tan bruscas, solo con un mínimo de radiación para el mes de abril, contando con un promedio de radiación

medio a lo largo del año, esto asegura que el sistema brinde la energía eléctrica planteada cada mes, y a su vez que este no se deba sobredimensionar para cubrir un mes de radiación pobre, optimizando de esta manera la captación de radiación al no tener que abarcar una área mayor con paneles solares. Esto influye directamente con el espacio necesario para la instalación del sistema y el costo final del mismo como se analizará posteriormente.

Figura 30, Curva de radiación anual para Bogotá.



Fuente: Elaboración propia con datos de (IDEAM et al., 2017, p. 138)

- **Orientación de los paneles solares.**

La mayor cantidad de energía que pueden absorber los paneles fotovoltaicos, se da cuando estos se encuentran ubicados de forma perpendicular a los rayos del sol, en algunas aplicaciones los paneles solares no se encuentran fijos, por lo tanto, su inclinación se modifica en función de la estación del año en la que se aproveche de mejor manera la energía proveniente del sol.

Para el caso de aplicaciones donde se tengan paneles ubicados en posiciones fijas o estáticas, es necesario encontrar cual es la posición óptima de los paneles, como en el caso de evaluación.,

Para el hemisferio norte donde se encuentra Ubicada la ciudad de Bogotá, se recomienda instalar los paneles fotovoltaicos orientados hacia el sur considerando un ángulo de acimut óptimo de 0°.

Para determinar la inclinación óptima se utilizará una expresión que resulta del análisis de los cálculos de irradiación solar global horizontal para distintas inclinaciones en distintas latitudes como lo indica la Ecuación 5.

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 * |\phi|$$ Ecuación 5

Tomando en cuenta la latitud de la ciudad de Bogotá que es de 4.609° se obtiene el resultado del ángulo de inclinación óptimo de 6.88°. La UPME recomendó una inclinación mínima de 10° para evitar la acumulación de las partículas en el aire y el estancamiento de agua.

4.2.2 Factor de pérdidas.

Los factores que provocan pérdidas en el rendimiento global de la instalación hacen que la energía recibida por los paneles, sea inferior a la entregada a la salida del inversor, por ellos es importante su análisis para el diseño del sistema.

La Ecuación 6, es la forma de calcular el factor de pérdidas que está asociada con una serie de coeficientes que se consideran parámetros de diseño.

$$Fp = (1 - k_B - k_C - k_V)\left(1 - \frac{k_A * N}{P_d}\right)$$ Ecuación 6

Dónde:

Fp: Factor de pérdidas o eficiencia.

kB: Es el Coeficiente de pérdidas por rendimiento de las baterías, de manera práctica este coeficiente se adopta los siguientes valores.

- 0,05 para sistemas donde no se generan descargas profundas (Paternina et al., 2012).
- 0,1 en el caso contrario, en sistemas que si sufren estas descargas (Paternina et al., 2012).

kA: Coeficientes por auto descarga diaria de las baterías, puede tomar los siguientes valores.

- 0,02 para baterías de Ni-cd (Níquel-Cadmio) (Paternina et al., 2012).
- 0,005 para baterías estacionarias de Pb-Ac (Plomo-Acido) (Paternina et al., 2012).
- 0,012 para baterías de alta auto descarga (baterías de automóviles) (Paternina et al., 2012).

***kC*:** Coeficiente de pérdidas por rendimiento del inversor, este coeficiente solo afecta los sistemas consumos de corriente alterna.

- 0,05 inversores de onda sinusoidal pura(Paternina et al., 2012).
- 0,1 inversor de onda sinusoidal(Paternina et al., 2012).

- 0,4 inversores de onda cuadrada(Paternina et al., 2012).

***kV*:** Coeficiente de pérdidas varias, tiene en cuenta el rendimiento global de toda la red de consumo, de manera práctica este coeficiente adopto los siguientes valores.

- 0,05 para aplicaciones que tiene en cuenta los rendimientos de la carga instalada (Paternina et al., 2012).
- 0,15 para aplicaciones en general donde no se conocen las cargas (Paternina et al., 2012).

***Pd*:** Con valores entre el 50% en baterías de vaso y 80% en el resto (Paternina et al., 2012).

***N*:** Es el número de días de autonomía de la instalación (Paternina et al., 2012).

En la Tabla 9, se establecen los valores para los coeficientes descritos de acuerdo al tipo de instalación SFCR propuesta, con estos valores se halla el factor de pérdidas remplazando estos en la Ecuación 6.

Tabla 9, Factor de pérdidas de la instalación.

Factor de pérdidas [*Fp*]	
kB	0
kA	0
kC	0,05
kV	0,15
Pd	100
N	1
Fp	0,8

Fuente: Elaboración propia.

Con el factor de pérdidas hallado, el siguiente paso es determinar la energía real entregada por el sistema mediante la Ecuación 7.

$$E_r = \frac{E_{tm}}{Fp * 30\ dias} \qquad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

***E_r*:** Energía real diaria.

***E_{tm}*:** Energía total mensual.

***Fp*:** Factor de pérdidas.

En la Tabla 10 se retoman los valores hallados en la sección...4.1.3 …para el valor de E_{tm} en los dos casos de evaluación.

Tabla 10, Energía mensual a cubrir por el SFCR.

Caso	Energía por mes [Wh/mes]
Promedio	148.000
Subsidiado	52.000

Fuente: Elaboración Propia.

Remplazando la Ecuación 7, se obtiene los valores mostrados en la Tabla 11, esta es la energía que debe suministrar a lo largo del día el sistema SFCR al tener en cuenta las pérdidas inherentes del sistema.

Tabla 11, Energía real diaria a suministrar por el sistema SFCR.

Energía real diaria (E)	
Para Caso Promedio [Wh/día]	6.167
Para Caso Subsidiado [Wh/día]	2.167

Fuente: Elaboración Propia.

4.2.3 Cálculo de paneles solares.

El cálculo de los paneles fotovoltaicos depende de las características del panel a utilizar, de la energía demanda y de las características meteorológicas de la zona donde va a estar ubicado el arreglo. Con el objetivo de reducir el número de paneles en las viviendas se debe buscar paneles fotovoltaicos en el mercado con la mayor capacidad de generación de energía.

En la Tabla 12, se encuentran las características técnicas necesarias de los paneles elegidos para el sistema SFCR propuesto.

Tabla 12, Características técnicas de los Paneles elegidos

Características Paneles Fotovoltaicos proyectados							
Referencia	**Potencia [W]**	**Largo [m]**	**Ancho [m]**	**Área [m^2]**	**Eficiencia (η) [%]**	**Vmp [V]**	**Imp [A]**
RED260-60P	260	1,956	0,992	1,94	16,01	30,43	8,54
GPM250W	260	1,64	0,99	1,62	16,32	30,54	8,51
SRP-6PA	320	1,956	0,992	1,94	16,49	37	8,65
GPP295-340W	320	1,95	0,99	1,94	16,49	37,85	8,46

Fuente: Elaboración Propia con datos de (INGESOLAR, 2018; RED SOLAR, 2018; SERAPHIM, 2017; Zhe Jiang G&P New Energy Technology co, 2018) .

Con la tensión máxima que pueden generar los paneles, se halla el número de paneles que se deben conectar en serie para lograr la tensión nominal del sistema (V_{ns}), para el caso de evaluación, la tensión nominal elegida es de 24 VDC, dado que está en el rango de tensión estipulado por el fabricante. Estos valores se reemplazan en la Ecuación 8.

$$P_s = \frac{V_{ns}}{V_{mp}} \qquad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

***P_s*:** Cantidad de paneles solares en serie.

***V_{ns}*:** Tensión nominal del sistema.

***V_{mp}*:** Tensión en máxima potencia.

En la Tabla 13, se muestra el número de paneles en serie necesarios para cubrir las necesidades de los diferentes sistemas y paneles seleccionados.

Tabla 13, Cantidad de paneles en serie para cada sistema.

Características del panel			Tensión del sistema	Sistema para consumo	
				148 kWh/mes	52 kWh/mes
Referencia	Wp [W]	Vmp [V]	Vns [V]	Ps [u]	Ps [u]
RED260-60P	260	30,43	24	1	1
GPM250W	260	30,54	24	1	1
SRP-6PA	320	37	24	1	1
GPP295-340W	320	37,85	24	1	1

Fuente: Elaboración Propia con datos de (INGESOLAR, 2018; RED SOLAR, 2018; SERAPHIM, 2017; Zhe Jiang G&P New Energy Technology co, 2018) .

Tomando los niveles de radiación solar mensuales, se verifica el mes donde se presenta el valor más bajo en todo el año, este valor corresponde al hallado en la sección…4.2.1...de la Figura 29. Este será el valor escogido para hallar las horas solar pico (HSP), en este periodo de tiempo, el panel recibe la irradiación promedio de 1000 W/m^2, mediante la Ecuación 9 se halla este factor.

$$HSP = \frac{irradiancción}{irradiancia} \frac{{Wh}/{m^2}}{{W}/{m^2}} \qquad \text{Ecuación 9}$$

En la Tabla 14, se muestra el resultado de la Ecuación 9 y los valores de irradiación y radiación estipuladas anteriormente en la sección…1.7… y …4.2.1…

Tabla 14, Recurso solar Bogotá DC y HSP.

Recurso solar Bogotá DC y HSP	
Irradiancia [W/m2]	1.000
Irradiación [Wh/m2]	3.584,9
HSP [h]	3,58

Fuente: Elaboración Propia.

La cantidad de paneles necesarios para suplir el consumo de energía eléctrica establecido, se dimensiona con el valor de radiación más bajo mensual durante el año, mes donde el valor de la radiación es menor para cubrir la demanda de energía necesaria, lo que significa que en meses de mayor radiación, se genera mayor energía.

Teniendo la potencia de salida del panel, la radiación solar para la ubicación y la energía eléctrica requerida por la instalación, se procede a calcular la cantidad de paneles fotovoltaicos en paralelo necesarios para la instalación con la Ecuación 10.

$$P_p = \frac{E_r}{W_p * HSP} \qquad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

P_p: Cantidad de paneles solares en paralelo

E_r: Energía real diaria.

W_p: Potencia del panel.

HSP*:* Horas solares pico

En la Tabla 15, se muestra el número de paneles en paralelo calculado con la Ecuación 9, que se requiere para los diferentes sistemas y paneles seleccionados.

Tabla 15, Cantidad de paneles solares en paralelo para cada sistema.

Características del panel		Energía real diaria promedio	Energía real diaria Subsidiada	Recurso solar	Sistema para consumo	
					148 kWh/mes	52 kWh/mes
Referencia	**Wp [W]**	**Er [Wh/día]**	**Er [Wh/día]**	**HSP [h]**	**Pp [u]**	**Pp [u]**
RED260-60P	260	6.166,67	2.166,67	3,58	7	3
GPM250W	260	6.166,67	2.166,67	3,58	7	3
SRP-6PA	320	6.166,67	2.166,67	3,58	6	2
GPP295-340W	320	6.166,67	2.166,67	3,58	6	2

Fuente: Elaboración Propia con datos de (INGESOLAR, 2018; RED SOLAR, 2018; SERAPHIM, 2017; Zhe Jiang G&P New Energy Technology co, 2018) .

Al haber calculado el número de paneles solares en serie y paralelo, se procede a calcular el número total de paneles que requiere el sistema SFCR para generar el total de energía demanda para cada uno de los casos, donde:

$$P_T = P_s * P_p \qquad \text{Ecuación 11}$$

Donde:

P_T: Cantidad de total de paneles solares.

P_p: Cantidad de paneles solares en paralelo

P_s: Cantidad de paneles solares en serie.

En la Tabla 16, se muestra el número de paneles necesarios para cubrir el consumo de energía promedio y subsidiado, así como el área que cubre la cantidad de paneles hallados mediante la Ecuación 11. En el caso de querer cubrir el consumo promedio con paneles de 260 W, es necesario instalar 7 de ellos, a su vez estos ocuparan un área de 11,39 m^2, con paneles de 320 W seria necesarios 6 paneles y un área de 11,64 m^2. Por otro lado, para el consumo subsidiado, es necesario 3 paneles de 260 W que ocuparan un área de 4,88 m^2, mientras que, con paneles de 320 W son necesarios 2, que cubrirán un área de 3,88 m^2.

$$A_{pT} = P_T * A_p \qquad \text{Ecuación 12}$$

Donde:

A_{pT}: Área total de todos los paneles del sistema SFCR.

P_T: Cantidad total de paneles solares

A_p: Área del panel.

Tabla 16, Cantidad de paneles para cada consumo y su área respectiva.

Características del panel		Sistema SFCR para							
		148 kWh/mes				52 kWh/mes			
Referencia	A_p [m2]	Ps [u]	Pp [u]	P_T [u]	A_{PT} [m2]	Ps [u]	Pp [u]	P_T [u]	A_{PT} [m2]
RED260-60P	1,63	1	7	7	11,39	1	3	3	4,88
GPM250W	1,62	1	7	7	11,37	1	3	3	4,87
SRP-6PA	1,94	1	6	6	11,64	1	2	2	3,88
GPP295-340W	1,94	1	6	6	11,64	1	2	2	3,88

Fuente: Elaboración Propia con datos de (INGESOLAR, 2018; RED SOLAR, 2018; SERAPHIM, 2017; Zhe Jiang G&P New Energy Technology co, 2018) .

Es importante el cálculo de área total ocupada por el arreglo de paneles, para verificar si el lugar donde se desea realizar la instalación dispone del espacio requerido, en el caso concreto de las viviendas NPH, se cuenta con la ventaja de tener espacios disponibles en terrazas, techos y fachadas. Para cada caso en concreto, el usuario debe evaluar si se instalan los paneles en una sola fila o columna, esto dependerá únicamente del espacio y la distribución que se le dé a las instalaciones.

4.2.4 Inversor.

Para estimar la capacidad necesaria del inversor, se debe contar con una potencia mínima que está determinada por el número y potencia de los paneles, esta potencia se halla mediante la Ecuación 13.

$$W_{inv} = W_p * T_p * 1{,}1 \qquad \text{Ecuación 13}$$

Donde:

Wi$_{nv}$: Potencia inversor.

Wp: Potencia del panel.

P$_T$: Cantidad total de paneles.

Dependiendo de la potencia calculada, se debe buscar en el mercado el inversor adecuado, este siempre debe estar por encima de la potencia calculada, por ello se recomienda multiplicar por un factor de diseño de (1,1), dado que los fabricantes también tienen normalizadas las potencias de estos equipos, se debe ajustar a la potencia inmediatamente superior.

Tabla 17, Potencia de los Inversores propuestos.

Características del panel		Sistema SFCR para					
		148 kWh/mes			52 kWh/mes		
Referencia	Wp [W]	P_T [u]	Wi_{nv} [W]	W_N [W]	P_T [u]	Wi_{nv} [W]	W_N [W]
RED260-60P	260	7	2.002,00	3.000	3	858,00	1.100
GPM250W	260	7	2.002,00	3.000	3	858,00	1.500
SRP-6PA	320	6	2.112,00	3.000	2	704,00	1.100
GPP295-340W	320	6	2.112,00	3.000	2	704,00	1.500

Fuente: Elaboración Propia con datos de (INGESOLAR, 2018; RED SOLAR, 2018; SERAPHIM, 2017; Zhe Jiang G&P New Energy Technology co, 2018) .

En la Tabla 17, se muestran los resultados del cálculo para determinar la potencia del inversor para cada consumo estipulado (148 kWh/mes y 52 kWh/mes), como se mencionó anteriormente los valores encontrados se deben normalizar a la potencia de los equipos fabricados (W_N), en este caso para el consumo promedio se aproximó a un inversor de 3.000 W, y para el caso del consumo subsidiado se aproximó a un inversor de 1.500 W y 1.100 W, dado que los proveedores no manejan un potencia más baja para estos equipos.

4.2.5 Elementos adicionales para el funcionamiento del sistema SFCR.

A los elementos calculados anteriormente, se suman otros componentes considerados estándar en toda instalación FV como la planteada, estos son:

- Medidor bi-direccional-LY-SM100

Este medidor se encarga de medir la energía instantánea consumida de la red y la energía entregada a la red por el sistema SFCR.

- Conectores MC4

Son los conectores especiales para los paneles fotovoltaicos, con estos se logra conectar entre si los paneles para lograr la configuración requerida o deseada, ya sea paralelo o serie.

- DPS-Clase 2

El dispositivo de protección contra sobre tensiones que protege en caso de una elevada tensión que afecte la fuente de generación, que para este caso es los paneles solares.

- Soporte ajustable

Este se encarga de dar un soporte rígido en la ubicación y ángulo deseado para los paneles, su función es soportar los paneles de forma ordenada con las especificaciones requeridas.

4.3 EVALUACIÓN DE VIABILIDAD DEL USO DE UN SISTEMA SFCR.

Luego de estudiar los diferentes componentes que conforman un sistema SFCR, de haber dimensionado en capacidad y cantidad para cada uno de ellos, se dio diferentes alternativas y combinaciones de elementos para atender el consumo promedio y subsidiado, anteriormente definidos. En resumen, los componentes que determinan las diferentes combinaciones son:

- Cantidad y potencia de los paneles.
- Potencia del inversor a utilizar.

Dada la cantidad de alternativas que se pueden tener, se decide anexar esta información Anexo 8, debido a que se desea tener en cuenta las mejores alternativas, para este caso se definieron 4 combinaciones, 2 para cada consumo establecido, en estas se basara la evaluación económica y de viabilidad.

4.3.1 Costos de inversión de los sistemas SFCR.

En las siguientes tablas se muestra los componentes asociados a cada sistema propuesto, las cantidades y referencias fueron halladas anteriormente en la etapa de diseño.

Es importante recalcar que los costos mostrados son los ofrecidos por los proveedores consultados, para ello se tuvo en cuenta un proveedor nacional y otro internacional, teniendo en cuenta que estos tuvieran una trayectoria en el mercado, dada la diversidad de proveedores los componentes se pueden encontrar a mayor o menor precio, además de estos elementos pueden ser necesarios otros que se ajusten a las características de la propiedad donde se desee instalar, por ello los costos son aproximados, la idea de la propuesta es brindar una visión general y aproximada, mas no enfocada a un caso particular donde se estima minuciosamente los elementos y cantidades necesarias.

En la Tabla 18 y Tabla 19, se muestran los diferentes componentes calculados y sus costos asociados con la lista de precios del proveedor A, además de esto se tuvo en cuenta el precio de los componentes con IVA y sin IVA, anteriormente se analizó la ley 1715 de 2014, en la cual se estipula en el artículo 12 que este tipo de componentes destinados a la generación de energía perteneciente a las FNCE seria exentos del pago de IVA, pero dada la actualidad en la cual se plantea derogar esto mediante la reforma tributaria, se plantean los dos casos para su posterior comparación, la lista completa de precios del proveedor se muestra en el Anexo 6 y (TECHNO SUN, 2019).

Tabla 18, Costo del proyecto para 148 kWh/mes, opción A, paneles 320 W.

Costo del proyecto SFCR para 148 kWh/mes, opción A, Paneles 320 W					
Equipo	**Referencia**	**Cantidad [u]**	**Valor [Pesos col]**	**Total sin IVA [pesos Col]**	**Total con IVA [pesos Col]**
Panel	GPP295-340W	6	$ 544.000	$ 2.643.840	$ 3.264.000
Inversor	JFY - salida de 110 VAC	1	$ 4.440.000	$ 3.596.400	$ 4.440.000
Medidor	LY-SM100	1	$ 483.990	$ 392.032	$ 483.990
Conectores	Conectores MC4	6	$ 10.000	$ 48.600	$ 60.000
DPS	DPS	1	$ 155.000	$ 125.550	$ 155.000
Soporte	Soporte ajustable	6	$ 290.990	$ 1.414.211	$ 1.745.940
Cable	Cable 6mm rojo gris (m)	20	$ 11.000	$ 178.200	$ 220.000
Total [pesos Col]				$ 8.398.833	$ 10.368.930

Fuente: Elaboración Propia con precios del Anexo 6.

Tabla 19, Costo del proyecto para 52 kWh/mes, opción A, paneles 320 W.

Costo del proyecto SFCR para 52 kWh/mes, opción A, Paneles de 320 W					
Equipo	**Referencia**	**Cantidad [u]**	**Valor [Pesos col]**	**Total sin IVA [pesos Col]**	**Total con IVA [pesos Col]**
Panel	GPP295-340W	2	$ 544.000	$ 881.280	$ 1.088.000
Inversor	JFY - salida de 110 VAC	1	$ 2.730.000	$ 2.211.300	$ 2.730.000
Medidor	LY-SM100	1	$ 483.990	$ 392.032	$ 483.990
Conectores	Conectores MC4	2	$ 10.000	$ 16.200	$ 20.000
DPS	DPS	1	$ 155.000	$ 125.550	$ 155.000
Soporte	Soporte ajustable	2	$ 290.990	$ 471.404	$ 581.980
Cable	Cable 6mm rojo gris (m)	10	$ 11.000	$ 89.100	$ 110.000
Total				$ 4.186.866	$ 5.168.970

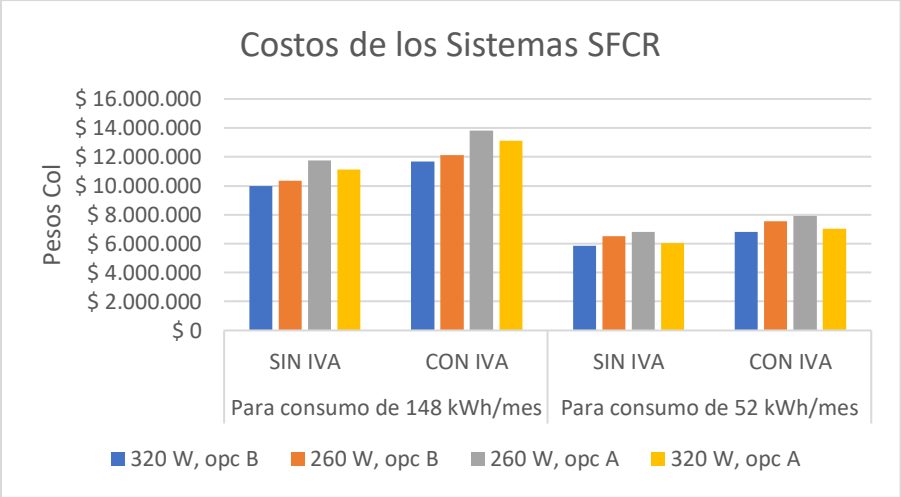
Fuente: Elaboración Propia con precios del Anexo 6.

Tabla 20, Costos de intalación de los sistemas SFCR.

Costos de Instalación de los sistemas	
Referencia	**Costo total**
SFCR 148 kWh/mes, panel 320 W	$ 2.731.050
SFCR 148 kWh/mes, panel 260 W	$ 2.921.450
SFCR 52 kWh/mes, panel 320 W	$ 1.862.350
SFCR 52 kWh/mes, panel 260 W	$ 2.052.750

Fuente: Elaboración Propia con precios del Anexo 9.

Figura 31, Costo de los sistemas SFCR propuestos, con IVA y sin IVA



Fuente: Elaboración Propia con precio del Anexo 6 y (TECHNO SUN, 2019).

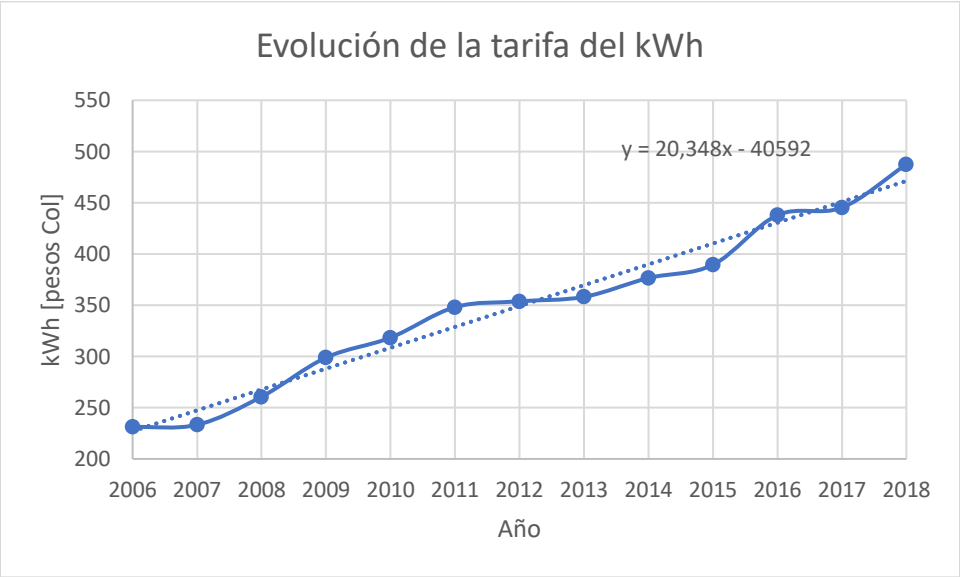
En la Figura 31, se consolida y compara el costo de los sistemas SFCR propuestos anteriormente teniendo en cuenta también el costo de instalación. Los sistemas varían desde 13,8 millones para un sistema SFCR de 148 kWh/mes hasta 5,8 millones para un sistema SFCR de 52 kWh/mes. Se toma la decisión de realizar la evaluación económica con el proveedor A (INGESOLAR, mostrado en amarillo y gris), dada su trayectoria en el sector de energía renovables a nivel nacional, aunque el proveedor B (TECHNO SUN, mostrados en azul y naranja) ofrece precios inferiores, esto no incluye el transporte hasta Colombia, lo que podría ser contraproducente y elevar los precios en comparación con el proveedor nacional. Es importante tener en cuenta un proveedor internacional, este puede ofrecer precios bajos con un elevado número de importaciones, para el caso en que se desee masificar la idea por parte del gobierno de brindar un sistema SFCR en vez de los subsidios que se brindan actualmente.

4.3.2 Evolución de la tarifa del kWh en Bogotá.

Para realizar una comparación económica entre los sistemas propuestos y el actual servicio de la red, es necesario conocer la evolución y variación en la tarifa del kWh, en la

Figura 32, se muestra el comportamiento que ha tenido en los últimos 11 años, se destaca que la tarifa siempre ha tendido al alza y en ningún año ha disminuido frente al año anterior.

Figura 32, Evolución de la tarifa del kWh.



Fuente: Elaboración Propia con datos del Anexo 7.

Partiendo del comportamiento del kWh mostrado en la

Figura 32, se trazó una línea de tendencia, representada por la Ecuación 14, para tener un valor aproximado del kWh en los siguientes 20 años, periodo donde se estima comparar frente al sistema SFCR propuesto.

$$\$kWh_{año} = 20{,}348*(x) - 40592 \qquad \text{Ecuación 14}$$

Donde:

kWh_{año}: Es la tarifa estimada para el año deseado.

X: Año donde se desea estimar la tarifa del kWh

Tabla 21, Proyección precio del kWh

Proyección tarifa del kWh			
Año	**kWh [pesos col]**	**Año**	**kWh [pesos col]**
2018	471,37	**2028**	673,24
2019	491,55	**2029**	693,42
2020	511,74	**2030**	713,61
2021	531,93	**2031**	733,8
2022	552,11	**2032**	753,98
2023	572,3	**2033**	774,17
2024	592,49	**2034**	794,36
2025	612,68	**2035**	814,55
2026	632,86	**2036**	834,73
2027	653,05	**2037**	854,92
$\Delta_{\textbf{tar-prom}}$			20,19
$\Delta_{\textbf{tarabs-prom [\%]}}$			4,01

Fuente: Elaboración Propia.

$\Delta_{\textbf{tar-prom}}$: Diferencia en pesos colombianos de la tarifa promedio para los 20 años proyectados.

$\Delta_{\textbf{tarabs-prom}}$: Diferencia porcentual de la tarifa promedio para los 20 años proyectados.

Con la tarifa proyectada mediante la ecuación anterior, se obtuvieron los datos mostrados en la Tabla 21. Con estos datos se proyecta la facturación de los diferentes sistemas SFCR durante el periodo estimado de funcionamiento de los sistemas, esto con el objetivo de comparar las diferentes propuestas de los sistemas SFCR frente al servicio tradicional de red, y de esta manera encontrar la viabilidad y el ahorro realizado año a año.

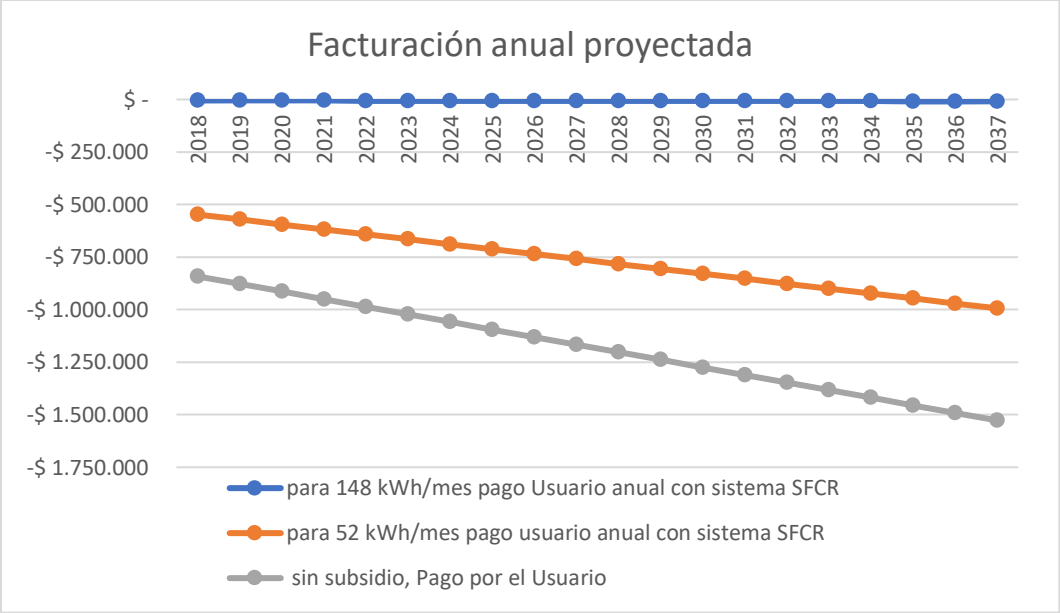
4.3.3 Facturación del servicio de energía eléctrica del sistema SFCR y red.

En la Figura 33, se muestra la facturación estimada para el periodo estipulado del proyecto propuesto. La línea azul muestra que el sistema SFCR de 148 kWh/mes buscaría un balance cero (Net metering), donde la energía eléctrica entregada por el sistema SFCR y la entregada por la red al final del periodo de facturación, sean iguales, de tal manera que la facturación sea cercana a cero como se muestra en la figura en mención, es importante destacar que esta facturación será cercana a cero, pero nunca será cero, debido al comportamiento del consumo mensual, el cual

difiere mes a mes, lo ideal es lograr un saldo a favor dada la tendencia al pasar de los años de reducir el consumo promedio de energía como ya se demostró en la Figura 23.

Para el caso del sistema SFCR que cubren el consumo subsidiado o de 52 kWh/mes, el suscriptor verá reflejado el monto al cual está acostumbrado a pagar, en este caso el beneficiado será el gobierno que no deberá asumir con el subsidio de ese suscriptor pues el sistema SFCR lo asumirá, generándole la energía acordada, de cierta manera esto incentivará a los suscriptores a un uso racional de energía para disminuir la facturación. Para los casos mencionados se tiene en cuenta el ajuste al kWh, por ello se observa que, al pasar de los años, para cada caso la facturación incrementa. Por último, se muestra en gris la línea que identifica la facturación plena, este sería el escenario donde se desmonte el modelo de subsidio sin dar una propuesta diferente a estos usuarios, quienes verían un incremento del 40% en su facturación.

Figura 33, Facturación anual de energía eléctrica de los sistemas propuestos y de red sin subsidio.



Fuente: Elaboración Propia.

$$\left(Cons_{mens} - Energia_{gen}\right) * \$kWh = \qquad \text{Ecuación 15}$$

Donde:

$\boldsymbol{Cons_{mens}}$**:** Es el consumo mensual promedio

$\boldsymbol{Energia_{gen}}$**:** Es la energía eléctrica generada al mes (148 kWh/mes ó 52 kWh/mes)

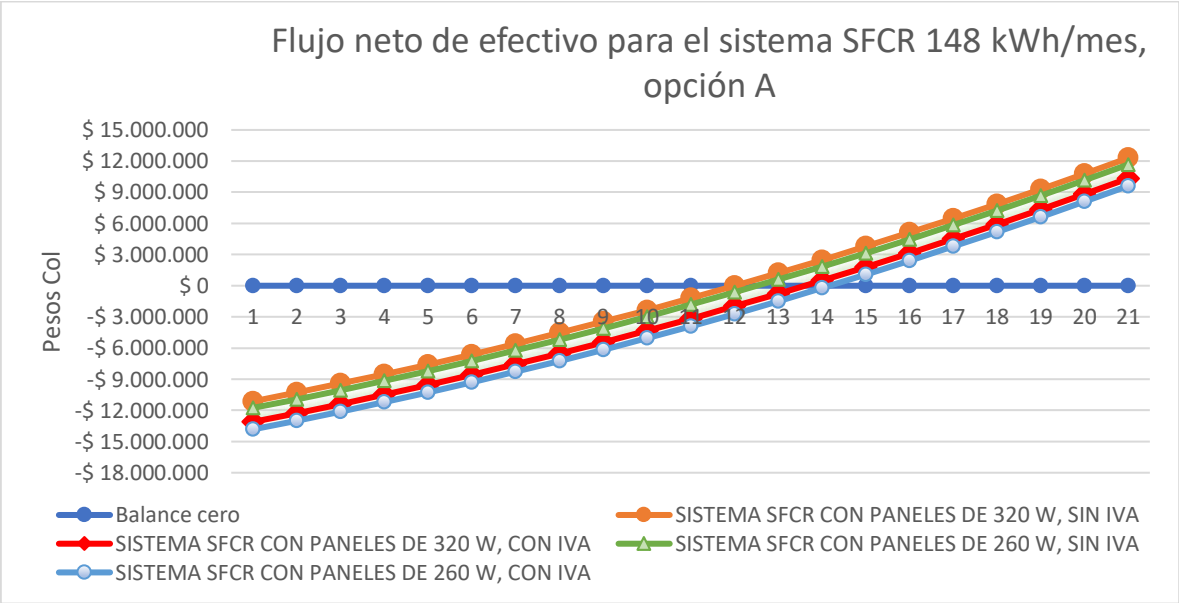
$\$\boldsymbol{kWh}$: Tarifa promedio del año en proyección.

4.3.4 Herramientas de Economía para determinar la viabilidad de los SFCR.

- **Flujo neto de efectivo.**

Para la evaluación del flujo neto de efectivo se agruparon los sistemas en 2 figuras, en la Figura 34, se muestran los asociados con el consumo de 148 kWh/mes, de la figura en mención se infiere que; el sistema SFCR con paneles de 320 W sin IVA, de acuerdo al comportamiento del flujo neto, para el periodo 12 se logra el balance cero, para el periodo 13 el sistema reporta ganancias hasta el periodo 21, de forma similar se comporta el sistema SFCR con paneles de 260 W sin IVA. En el caso de tener en cuenta el IVA en los sistemas, esto extiende en 2 periodos más el balance cero y el ingreso de ganancias, con respecto a los que no tienen en cuenta el IVA.

Figura 34, Flujo neto para Sistemas SFCR de 148 kWh/mes.

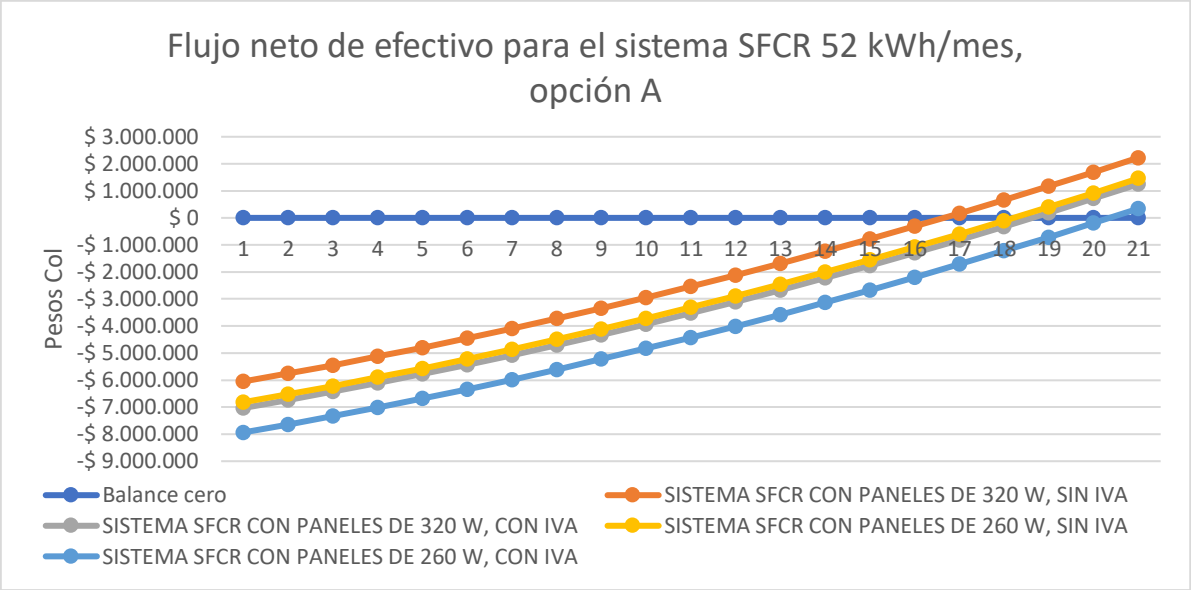


Fuente: Elaboración propia.

En los sistemas SFCR que suplen los 52 kWh/mes mostrados en la

Figura 35, se infiere que los sistemas SFCR con IVA y sin IVA, su balance cero se logra en los periodos 17, 18, 19 y 21 respectivamente, lo que demuestra que estos sistemas tienen un periodo más largo de recuperación de la inversión, comparados con los de 148 kWh/mes.

Figura 35, Flujo neto para Sistemas SFCR de 52 kWh/mes



Fuente: Elaboración propia.

- **VPN.**

Para todos los sistemas propuestos se halló el VPN de acuerdo a la sección …1.14.4…, utilizando como tasa de expectativa 4,01%, la cual corresponde a la variación promedio de la tarifa del kWh anual, como se especifica en la sección …4.3.2…, esto con el objetivo de comparar cual sistema es el más viable, en la Tabla 22, se muestra los resultados del VPN de las diferentes propuestas, teniendo en cuenta que la proyección es de 20 años, los sistemas que aparecen en rojo no alcanzan a dar ganancias y su resultados es menor que cero, lo que indica que estos sistemas no son viables con la tasa de expectativa propuesta, es importante destacar que para todos los sistemas SFCR de 52 kWh/mes el VPN indica que ocurre esta situación, en el caso de que la tasa de expectativa fuese cero (0), el resultado sería diferente, ya que se espera con los subsidios brindar una ayuda mas no un negocio de inversión el cual genere dinero.

Por el contrario, los mostrados en verde su resultado es positivo, indicando de esta manera que son viables para inversión, y la cantidad, es la rentabilidad acumulada en el último periodo estipulado. Para este caso el VPN indicia que el sistema con mejor proyección de inversión es el sistema SFCR 148 kWh/mes, paneles 320 W sin IVA, con una inversión inicial de $ 11.129.883.

Tabla 22, VPN.

Inversión inicial	Sistema	VPN
$ 11.755.245	SFCR 148 kWh/mes, paneles 260 W sin IVA	$ 3.513.199
$ 13.827.370	SFCR 148 kWh/mes, paneles 260 W con IVA	$ 1.441.074
$ 6.817.138	SFCR 52 kWh/mes, paneles 260W sin IVA	-$ 1.421.866
$ 7.934.710	SFCR 52 kWh/mes, paneles 260W con IVA	-$ 2.539.439
$ 11.129.883	SFCR 148 kWh/mes, paneles 320 W sin IVA	$ 4.138.561
$ 13.099.980	SFCR 148 kWh/mes, paneles 320 W con IVA	$ 2.168.464
$ 6.049.216	SFCR 52 kWh/mes, paneles 320 W sin IVA	-$ 653.945
$ 7.031.320	SFCR 52 kWh/mes, paneles 320 W con IVA	-$ 1.636.049

Fuente: Elaboración propia.

- **TIR.**

Al igual que el VPN, la tasa interna de retorno que se muestra en la Tabla 23, confirma lo hallado en los flujos netos de caja y en el VPN, se demuestra que el sistema con mayor viabilidad es el SFCR 148 kWh/mes sin IVA y paneles de 320 W, y el SFCR para 52 kWh/mes con IVA y paneles de 260 W, el menos viable, estos en comparación con los demás, se destaca también la importancia de que los sistemas se encuentren exentos de IVA para mejorar la viabilidad y rentabilidad del sistema. Es destacable que los sistemas en verde, son aquellos que superar la tasa de expectativa estipulada anteriormente (4,01%).

Tabla 23, TIR

Inversión inicial	Sistema	TIR
$ 11.755.245	SFCR 148 kWh/mes, paneles 260 W sin IVA	6,8%
$ 13.827.370	SFCR 148 kWh/mes, paneles 260 W con IVA	5,0%
$ 6.817.138	SFCR 52 kWh/mes, paneles 260W sin IVA	1,7%
$ 7.934.710	SFCR 52 kWh/mes, paneles 260W con IVA	0,4%
$ 11.129.883	SFCR 148 kWh/mes, paneles 320 W sin IVA	7,5%
$ 13.099.980	SFCR 148 kWh/mes, paneles 320 W con IVA	5,6%
$ 6.049.216	SFCR 52 kWh/mes, paneles 320 W sin IVA	2,9%
$ 7.031.320	SFCR 52 kWh/mes, paneles 320 W con IVA	1,5%

Fuente: Elaboración propia.

- **Evaluación Costo-Beneficio.**

En la Tabla 24 y la Tabla 25, se muestran los resultados de la herramienta costo-beneficio, donde:

B: Son el valor presente de los ingresos por concepto de facturación de energía eléctrica.

Ceq+MO: Costo de los equipos + Mano de obra para instalar y poner en funcionamientos los diferentes sistemas.

Esta evaluación indica que el sistema SFCR de 148 kWh/mes con paneles de 320 w, es el que genera una mayor relación entre costo y beneficio.

Tabla 24, Costo-Beneficio para el Sistema SFCR de 148 kWh/mes.

Sistema SFCR de 148 kWh/mes, Paneles de 320 W			
Sin IVA		**Con IVA**	
B/C	**1,37**	**B/C**	**1,17**
B	$ 15.268.444	**B**	$ 15.268.444
Ceq+MO	$ 11.129.883	**Ceq+MO**	$ 13.099.980
Sistema SFCR de 148 kWh/mes, Paneles de 260 W			
Sin IVA		**Con IVA**	
B/C	**1,3**	**B/C**	**1,10**
B	$ 15.268.444	**B**	$ 15.268.444
Ceq+MO	$ 11.755.245	**Ceq+MO**	$ 13.827.370

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 25, Costo-Beneficio para el Sistema SFCR de 52 kWh/mes.

Sistema SFCR de 52 kWh/mes, Paneles de 320 W			
Sin IVA		**Con IVA**	
B/C	**0,89**	**B/C**	**0,77**
B	$ 5.395.271	**B**	$ 5.395.271
Ceq+MO	$ 6.049.216	**Ceq+MO**	$ 7.031.320
Sistema SFCR de 52 kWh/mes, Paneles de 260 W			
Sin IVA		**Con IVA**	
B/C	**0,79**	**B/C**	**0,68**
B	$ 5.395.271	**B**	$ 5.395.271
Ceq+MO	$ 6.817.138	**Ceq+MO**	$ 7.934.710

Fuente: Elaboración propia.

4.3.5 Resultados de la Evaluación de viabilidad.

Luego de utilizar las diferentes herramientas económicas para determinar la viabilidad de los sistemas propuestos, se resuelve que los sistemas SFCR de 148 kWh/mes son los más adecuados para invertir de acuerdo a los resultados obtenidos por el VPN la TIR y el B/C, entre estos se destaca el sistema SFCR para 148 kWh/mes con paneles de 320 W sin IVA, el cual con las diferentes herramientas arrojo los mejores resultados de viabilidad. Para el caso de los sistemas SFCR de 52 kWh/mes, se evidencia con el análisis realizado que también son viables, pero no de la misma manera que los de 148 kWh/mes, por cual tendrían un periodo más largo de retorno de la inversión, claro está, con una inyección de dinero inicial inferior a los otros sistemas, lo cual puede ser más adecuado para el usuario o el gobierno.

Es importante aclarar que estas herramientas de evaluación de viabilidad dependen de la tasa de expectativa propuesta, como en este caso no se esperaría una ganancia por parte del gobierno al invertir estos proyectos, si no en cambio, destinar los recursos de subsidios a estas propuestas, para que en un futuro la inyección de dinero por subsidios cada vez sea menor y los suscriptores sean independientes generando la energía eléctrica necesaria buscando el balance neto de energía. Por ello para el caso de la TIR las tasas menores al 4,01% pero mayores a 0, también serían viables, dado que la inversión inicial es menor, estos se pueden adaptar mejor al presupuesto de cada suscriptor o a la proyección que tenga el gobierno.

5 CONCLUSIONES

- Luego de evaluar la viabilidad de los diferentes sistemas SFCR propuestos, se concluye que es viable el uso de energía hibrida o (grid-connected) en el sector residencial de estrato 2, para propiedades no horizontales, como alternativa al actual subsidio brindado por el gobierno. Dado que herramientas económicas como: el flujo neto de efectivo, VPN, TIR y B/C, para las condiciones técnicas estipuladas, arrojan resultados positivos económicamente, determinando que es viable la implementación de un sistema SFCR que asuma los costos asociados al consumo de energía eléctrica promedio de 148 kWh/mes, o el consumo actualmente subsidiado de 52 kWh/mes, buscando estos sistemas un balance cero (net-metering) entre la energía eléctrica generada y la consumida de la red, y de esta manera tener una facturación mensual cercana a cero o con balances positivos. La energía eléctrica que se dejará de pagar al OR será la que pagará los costos de la inversión inicial, durante el periodo estipulado de funcionamiento del sistema.

  El sistema actual de subsidios cumple más de 24 años, en el presente no se cuenta con alternativas a este modelo, siendo las propuestas desde el Ministerio de Hacienda; el desmonte total o parcial de estos subsidios para tapar huecos fiscales. Según la evaluación realizada, el sistema SFCR que suministra 148 kWh/mes, con 6 paneles de 320 W que utilizarían 11,64 m2, un inversor de 3.000 W, un costo inicial 11’129.883 (pesos colombianos), una proyección mayor a los 20 años de vida útil, donde el retorno de la inversión se logra al doceavo año de funcionamiento, es el sistema que brinda la mayor viabilidad económica para ser utilizado en remplazo de actual modelo de subsidio.

  En el caso que se busque una inversión inicial menor, el sistema SFCR que suministra 52 kWh/mes, con 2 paneles de 320 W y un área de 3,88 m2, un inversor de 1.500 W, un costo inicial de 6’024.216 (pesos colombianos), una proyección mayor a los 20 años de vida útil, donde el retorno de la inversión se logra en el periodo 17 de funcionamiento, es el sistema viable con el menor costo inicial que brinda la energía eléctrica requerida actualmente subsidiada.

- Con la evaluación de la información recolectada se determinó que: Bogotá contaba para el año 2017 con 196.674 predios residenciales de NPH, abarcando de esta manera el 36% de los predios residenciales de estrato 2, y el 9% del total de predios residenciales en Bogotá. En el 9% de predios NPH se encuentran 407.929 suscriptores al servicio de energía eléctrica con el potencial de utilizar un sistema SFCR como los propuestos en este trabajo. Por último, se encuentra que el estrato 2, consume en promedio mensualmente 148 kWh, con tendencia al pasar de los años a disminuir dicho consumo.

- Luego de evaluar la normatividad vigente que regula las FNCE, se aprecia un ambiente propicio para la generación y consumo de energía proveniente de estas fuentes, junto a esto las reglas de juego para unificar los sistemas SFCR a las redes existentes que deben cumplir tanto usuarios como OR, quedan claras mediante la regulación CREG 030. Es importante destacar que en ningún momento la energía que se entregue a la red luego de superar el balance cero se volverá dinero efectivo, siempre este excedente será cargado a la factura como un saldo a favor, a nuestro parecer estos excedentes se deberían poder utilizar como re inversión en el mantenimiento o recambio de cualquier parte del sistema cuando así sea necesario y no solo canjeable con energía proveniente de la red como está estipulado actualmente.

- Al comparar técnica y económicamente los dos sistemas SFCR propuestos, se determina qué; técnicamente los sistemas son similares, la principal diferencia consiste en la energía eléctrica que el sistema generador pueda entregar, esto incide en la cantidad y potencia de los equipos requeridos para los diferentes sistemas SFCR, a su vez, influye en la inversión inicial que se debe asumir para su instalación y el espacio necesario.

  Económicamente, se encuentra una diferencia mayor entre los sistemas de 148 kWh/mes y los de 52 kWh/mes, ya que el sistema SFCR de 148 kWh/mes en cualquiera de sus combinaciones de equipos, tiene menor tiempo de retorno de la inversión y el indicador de costo-beneficio al encontrarse por encima de 1 nos indica que los sistemas son viables, dado que los beneficios superan los costos de compra e implementación. Para los sistemas SFCR de 52 kWh/mes, a pesar de que la inversión es menor que los del otro sistema, el tiempo de recuperación está muy cerca a los 20 años, tiempo con el que se realizó el estudio, mientras que el costo-beneficio de estos sistemas siempre se encuentra por debajo de 1, haciendo que los beneficios sean menores al costo de adquisición e implementación, dada la tasa de expectativa propuesta de 4,01%.

  AL comparar los sistemas SFCR propuestos y la red, se evidencia que la facturación en el caso de uso exclusivo de red, año a año se incrementa y a su vez los aportes de subsidios crecen sin tener una solución de fondo. Para el caso de los sistemas SFCR, estos suplen el consumo estipulado sin importar el alza en la tarifa del kWh, poniendo a su favor estos incrementos, dado que a mayor tarifa de kWh, con mayor rapidez retornara el dinero invertido en el costo de instalación y adquisición, adicionalmente, el usuario de estos sistemas buscara el balance cero de energía, para ver reflejado un saldo a favor o cero pesos en la factura del servicio, esto logra ser un indicador del consumo mensual y una forma de incentivar el uso racional de la energía en los hogares de estrato 2.

- Bogotá es una ciudad que ha ido migrando y creciendo, apostando por la inversión en construcciones de propiedad horizontal, al ser una ciudad con una gran densidad demográfica y alto costo en la tierra, está a optado por las construcciones de mayor altura que puedan reunir en menos terreno una densidad mayor de población, de esta manera las propiedades NPH se han mantenido sin cambios drásticos en los estratos 1 y 2, donde las nuevas propiedades y el crecimiento en estos estratos y el 3 está en manos de las propiedades horizontales solventando la necesidad de vivienda de las personas residentes en la ciudad de Bogotá.

- Los SFV año a año mejoran su viabilidad y rentabilidad, esto se debe a que el precio del kWh generado con energías convencionales cada año aumenta, comportándose inversamente al comportamiento del precio de los equipos del SFV, debido a los avances tecnológicos y la masificación del uso de estos elementos en la generación de energía en todo el mundo. El uso de las fuentes no convencionales de energía tiene una gran proyección y su uso será masificado en el sector residencial cuando se logre reducir aún más los precios, mejorar la eficiencia, y la durabilidad de los elementos.

6 TRABAJOS FUTUROS

Realizar una evaluación similar a la presente en los estrados 1 y 3, enfocarse primordialmente en el estrato 3 el cual es el mayor opcionado para que se le retiren los subsidios, esto implicaría que estos usuarios deban asumir el total de factura eléctrica.

Evaluar la viabilidad de proyectos SFV en propiedades horizontales, quedo demostrado que Bogotá ha migrado a este tipo de propiedades contando actualmente con el 70% en el total de viviendas, esto marca un potencial muy grande de aplicación. Estos proyectos se deben evaluar desde su construcción dada la dificultad para implementar en un proyecto terminado, entre sus dificultades se encuentra el espacio para los paneles y la organización y aprobación de todos los propietarios para el uso de este tipo de energía.

7 BIBLIOGRAFÍA

Alcaldia mayor de Bogotá, C. B. (2018). *CENSO 2018*.

Álvarez Álvarez, C. A., & Alzate Serna, J. F. (2012). *Normatividad sobre Energía Solar Térmica y Fotovoltaica*. Retrieved from http://www.publicacionescidet.com/wp-content/uploads/2016/11/NORMATIVIDADenergiaSolar.pdf

ANDEG. (2013). Las Termoeléctricas: de Alternativa Pasajera a Solución Integral | ANDEG. Retrieved July 14, 2019, from http://www.andeg.org/node/307

Arechua, J., & Cueva, E. (2017). *ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO Y SU INCIDENCIA EN LAS POLÍTICAS DE SUBSIDIO EN EL ECUADOR EN EL PERIODO 2012-2014*. Retrieved from http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/13961/1/T-UCE-0005-E008-2017.pdf

Asamblea Constituyente. (1991). *CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE COLOMBIA 1991*. Retrieved from http://www.corteconstitucional.gov.co/inicio/Constitucion politica de Colombia.pdf

Baca Currea, G. (2005). *Ingenieria-Economica-Guillermo-Baca-Currea.Pdf* (8 edicion). Bogota, D.C.: FONDO EDUCATIVO PANAMERICANO.

Banco Mundial. (2015). World Bank Open Data | Data. Retrieved from https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.FOSL.ZS?end=2015&start=2002

Beltrán, J. M. (2017). *Metodología de diseño para instalaciones solares residenciales en la ciudad de Medellín* (Universidad Nacional de Colombia). Retrieved from http://bdigital.unal.edu.co/58668/1/1037605169.2017.pdf

Boylestad, R. (2004). *Introduccion al analisis de circuitos* (10 edicion). Ciudad de Mexico: PEARSON EDUCACION.

Caicedo, L., & Arciniegas, M. A. (2016). *Estudio De Viabilidad Técnica Y Económica Para El Diseño E Implementación De Un Sistema De Energía Solar Fotovoltaica En Proyectos Residenciales De Estratos 3 Y 4 En La Ciudad De Santa Marta* (Univerdidad Distrital Francisco Jose de Caldas). Retrieved from http://repository.udistrital.edu.co/bitstream/11349/2824/1/CaicedoAcostaLibertad2016.pdf

Camara de Comercio. (2016). *Normatividad para las energías renovables en Colombia*.

Carolina, D., Motta, O., Aguilar, J. S., & Hurtado Aguirre, E. (2012). UNA REVISIÓN A LA REGLAMENTACIÓN E INCENTIVOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN COLOMBIA A REVIEW TO REGULATION AND INCENTIVES OF RENEWABLE ENERGIES IN COLOMBIA. *Rev.Fac.Cienc.Econ*, *XX*(2), 55–67.

Carrasquilla Borrero, A. (2018). *Proyecto de Ley. Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022 "Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad"*. 300.

Castillo, Y., Castrillón Gutiérrez, M., Vanegas-Chamorro, M., Valencia, G., & Villicaña, E. (2015). Rol de las Fuentes No Convencionales de Energía en el sector eléctrico colombiano. *Prospectiva*, *13*(1), 39. https://doi.org/10.15665/rp.v13i1.358

Catastro Bogotá. (2017). Glosario Técnico Catastral. Retrieved from https://www.catastrobogota.gov.co/es/atencion/glosario-tecnico-catastral

Congreso de Colombia. *Ley 99 de 1993*. , (1993).

Congreso de Colombia. *Ley 142 de 1994*. , (1994).

Congreso de Colombia. *Ley N° 1715*. , (2014).

Congreso De Colombia. *Decreto 1429 de 1995 Nivel Nacional*. , (1995).

Congreso De Colombia. (2014). LEY 1715 Mayo de 2014. *Presidencia de La Republica*, (May), 26. https://doi.org/10.1007/s13398-014-0173-7.2

CREG. (2018). Reglas para la autogeneración a pequeña escala. Retrieved from http://www.creg.gov.co/sites/default/files/cartilla_de_autogeneracin_para_web_0.pdf

DANE. (2016). Preguntas frecuentes sobre estratificación. Retrieved from Información Vía Web website: https://www.dane.gov.co/files/geoestadistica/Preguntas_frecuentes_estratificacion.pdf

DANE. (2017). Estratificación socioeconómica. Retrieved July 14, 2019, from https://www.dane.gov.co/index.php/servicios-al-ciudadano/servicios-informacion/estratificacion-socioeconomica

DANE. (2018). Censo nacional de poblacion 2018. *Journal of Chemical Information and Modeling*, *53*(9), 1689–1699. https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004

Díaz, J., Pabón, L., & Pardo, A. (2009). Sistema híbrido de energía utilizando energía solar y red eléctrica. *Lámpsakos*, *0*(7), 69–77. https://doi.org/https://doi.org/10.21501/issn.2145-4086

Distrital Universidad José Francisco. (2018). Universidad Distrital Francisco José De Caldas Revista Tecnura. Retrieved July 14, 2019, from https://www1.udistrital.edu.co/universidad/colombia/bogota/caracteristicas/

Enel-Codensa. (2018). Enel-Codensa CREG 030. Retrieved from https://www.enel.com.co/es/personas/vender-energia-electrica.html

García, I. (2017). ¿Qué es viabilidad? | Definición de viabilidad | Viabilidad de un proyecto. Retrieved July 15, 2019, from economía simple.net website:

https://www.economiasimple.net/glosario/viabilidad

García, J. L. (2015). Energía solar fotovoltaica en viviendas para autoconsumo ¿Mito o realidad? | Sección. Retrieved from http://www.seccion.es/renovables/energia-solar-fotovoltaica-en-viviendas-para-autoconsumo-mito-o-realidad/

Hernando Higuera Aguilar, L., & Carmona Valencia, H. (2017). *Análisis de factibilidad de un proyecto de autogeneración eléctrica fotovoltaica en Colombia para áreas productivas menores de 10.000 m*^{2}. Retrieved from https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/11690/HigueraAguilar_LuisHernando_CarmonaValencia_Hernan_2017.pdf?sequence=2&isAllowed=y

IDEAM, UPME, & Colciencias. (2017). *Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia*. 74. Retrieved from http://www.andi.com.co/Uploads/RADIACION.compressed.pdf

INGESOLAR. (2018). Solar panel GPP300-340W(72). Retrieved August 7, 2019, from 2018 website: http://www.ingesolar.com.co/uploads/7/9/6/1/79619686/320p.pdf

IRENA. (2017). Solar energy. Retrieved July 14, 2019, from /solar website: https://www.irena.org/solar

Londoño, A., & Cortés, S. (2017). *Energías renovables en Colombia : una aproximación desde la economía*.

Lozano Celis, J. P., & Guzman Espitia, W. C. (2016). Evaluación de Demanda de Energía Eléctrica Según Hábitos de Consumo Actuales en la Ciudad de Bogotá. (Vol. 1). https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004

Madridsolar. (2006). Guía de la Energía Solar. In *26* (1 edicion, Vol. 7). Retrieved from https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/guia-de-la-energia-solar-fenercom.pdf

Mascarós Mateo, V. (2015). *Instalaciones generadoras fotovoltaicas. Un cambio hacia la sostenibilidad.* (1 edicion). Retrieved from www.paraninfo.es

Melendez, M. (2008). Subsidios al consumo de los servicios públicos reflexiones a partir del caso colombiano. In *CAF Documentos de Trabajo*. Retrieved from http://scioteca.caf.com/bitstream/handle/123456789/216/200802Melendez.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Méndez, R. (2012). ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA 1 er Data Room. Retrieved from http://www.energiasolar.gub.uy/documentos/DataRoomFV.pdf

Mete, M. R. (2014). VALOR ACTUAL NETO Y TASA DE RETORNO: SU UTILIDAD COMO HERRAMIENTAS PARA EL ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN. *2014*. Retrieved from http://www.scielo.org.bo/pdf/rfer/v7n7/v7n7_a06.pdf

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. *DECRETO 2469 DE 2014*. , (2014).

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. *CREG 038 DE 2014*. , (2014).

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. (2014b). *RESOLUCIÓN 038 DE 2014*.

Ministerio de Minas y Energía de Colombia, & Comision de Regulación de Energía y Gas (CREG), C. *CREG 030-2018*. , (2018).

Ministerio de Minas y Energía de Colombia, & Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (2017). *Plan De Acción Indicativo De Eficiencia Energética 2017 - 2022*.

MINISTERIOR DE MINAS Y ENERGÍA. *RESOLUCIÓN 24 DE 2015*. , (2015).

Ñustes, W., & Rivera, S. (2017). *COLOMBIA: TERRITORIO DE INVERSIÓN EN FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA RENOVABLE PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA Colombia: Territory for investment in non-conventional renewable energy to electric generation*. *17*(1), 37–48. Retrieved from https://repositorio.uptc.edu.co/bitstream/001/1785/1/PPS-529.pdf

OBS Businees School. (2018). Estudio de viabilidad de un proyecto: cómo y por qué llevarlo a cabo | OBS Business School. Retrieved July 14, 2019, from https://www.obs-edu.com/int/blog-project-management/causas-de-fracaso-de-un-proyecto/estudio-de-viabilidad-de-un-proyecto-como-y-por-que-llevarlo-cabo

Observatorio Técnico Catastral. (2017). Censo inmobiliario catastral de Bogotá. Retrieved November 11, 2018, from https://catastrobogotacol-my.sharepoint.com/:x:/g/personal/comunicaciones_catastrobogota_gov_co/EWwmWV1tIjJBjvAtIzdUCxUBjRDsj1P-C28cRzj2ij3_qg?rtime=rqCbRCoK10g

Ortiz, J. D. (2013). *Viabilidad técnico-económica de un sistema fotovoltaico de pequeña escala*. 103–117.

Paternina, M., Olmos, L. C., Izquierdo, J. L., & Alvares, R. A. (2012). *Diseño de prototipo de sistema solar fotovoltaico optimizando el ángulo de inclinación de los paneles solares*. *10*(1).

Pereira, M. (2015). *ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA*. Retrieved from http://www.construccion-sustentable.cl/wp-content/uploads/2015/03/Presentación-2-Energía-Solar-Fotovoltaica.pdf

Perpiñan Lamigueiro, O. (2012). *SFCR: Conceptos Generales*. Retrieved from http://oscarperpinan.github.io

Perpiñan Lamigueiro, O. (2018). *Energía Solar Fotovoltaica* (8 edicion). Retrieved from http://procomun.wordpress.com/documentos/libroesf

Petroleum, B., & British Petroleum. (2016). *BP Statistical Review of World Energy 2017*. Retrieved from https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf

PNUD. (2015). Objetivo 7: Energía asequible y No contaminante | PNUD. Retrieved July 14, 2019, from https://www.undp.org/content/undp/es/home/sustainable-development-goals/goal-7-affordable-and-clean-energy.html

Presidencia de la Republica. *Decreto 2143*. , (2015).

Puig, J., & Salinardi, L. (2015). Argentina y los Subsidios a los Servicios Públicos: Un Estudio de Incidencia Distributiva. *Econstor*. Retrieved from https://pdfs.semanticscholar.org/457a/7439477e578451fb9c1f23d3ded2fe0da688.pdf

RED SOLAR. (2018). Panel solar policristalino RED260-60p. Retrieved August 7, 2019, from www.redsolar.com

Rodríguez Manrique, A. K., Cadena Monroy, Á. I., & Aristizábal Cardona, A. J. (2015). Diseño de sistemas de energía solar fotovoltaica para usuarios residenciales en Chía, Cundinamarca. *MUTIS*, *5*(1), 55–65. https://doi.org/10.21789/22561498.1019

Sánchez, C. (2010). Sistemas de energía solar fotovoltaica aplicados a viviendas residenciales en entorno urbano. Retrieved from http://dspace.unia.es/bitstream/handle/10334/503/0115_Sanchez .pdf?sequence=1

SDP, & Alcaldia mayor de Bogotá. (2014). mapa estratificacion socieconomica Bogotá. Retrieved from http://www.sdp.gov.co/gestion-estudios-estrategicos/estratificacion/estratificacion-por-localidad

Secretaría Distrital de Planeación. (2017). Estratificación socioecómica. Retrieved July 14, 2019, from http://www.sdp.gov.co/gestion-estudios-estrategicos/estratificacion/generalidades

Secretaría Distrital de Planeación. (2018). Encuesta Multipropósito 2017. Retrieved from http://www.sdp.gov.co/gestion-estudios-estrategicos/estudios-macro/encuesta-multiproposito/encuesta-multiproposito-2017

SERAPHIM. (2017). *Solar Panel SRP-6PA 315-330 W*. Retrieved from http://www.seraphimusa.com/datasheets/SUSA-SRP6PA[315-330]-4BB.pdf

SSPD. (2001). Glosario general. Retrieved from https://www.superservicios.gov.co/?q=glosario-terminos-basicos-y-generales

Stapleton, G., & Neill, S. (2012). *Grid-connected Solar Electric Systems* (1 edicion; F. Jacksin, Ed.). London-New York: EARTHSCAN.

SUI. (2017). Sistema Único de Información De Servicios Públicos Domiciliarios. Retrieved from http://www.sui.gov.co/web/energia

Sunfields Europe. (2018). Energía solar en superficies fotovoltaicas inclinadas. Retrieved September 24, 2018, from https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/como-varia-la-captacion-de-energia-solar-en-superficies-inclinadas/

TECHNO SUN. (2019). Lista de precios PVP Productos para instalaciones solares. Retrieved from https://www.technosun.com/.../TECHNO-SUN-lista-precios-solar-fotovoltaica.pdf%0A

Tropical Energy Solutions. (2014). Grid Connected. Retrieved July 27, 2019, from http://www.tropicalenergysolutions.com/grid-connected.html

UNCC. *Acuerdo de parís naciones unidas 2015*. , (2015).

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. In *Ministerio de Minas y Energía*. https://doi.org/10.1021/ja304618v

UPME. (2004). RESOLUCIÓN 355 DE 2004. Retrieved September 25, 2018, from https://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjurMantenimiento/normas/Norma1.jsp?i=14315

UPME. (2015). *RESOLUCIÓN 281 DE 2015*.

Zhe Jiang G&P New Energy Technology co, ltd. (2018). GPM250W (60) solar panel,. Retrieved August 7, 2019, from http://www.globalmarket.com/product-info/gpm250w-solar-cells-with-high-efficiency-and-transition-rate-8338470.html

8 ANEXO

Anexo 1, Contribuciones para subsidio.

	Contribuciones para subsidios [Pesos Col]									
Estrato	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**
Estrato 1	$ 20.124.572.390	$ 25.812.145.245	$ 29.029.408.219	$ 30.854.216.771	$ 31.276.034.772	$ 32.131.398.185	$ 35.155.366.712	$ 36.168.611.833	$ 42.484.021.768	$ 43.047.143.069
Estrato 2	$ 85.132.832.427	$ 109.902.131.875	$ 120.585.401.548	$ 129.717.904.707	$ 132.068.506.300	$ 133.442.015.483	$ 144.353.716.609	$ 148.174.653.416	$ 173.009.691.531	$ 170.708.672.990
Estrato 3	$ 29.822.272.923	$ 34.535.798.921	$ 36.947.446.691	$ 40.772.393.588	$ 42.814.935.421	$ 43.220.619.496	$ 45.508.851.328	$ 48.510.643.900	$ 54.901.569.282	$ 56.025.846.195

Fuente: Elaboración propia con datos de (SUI, 2017)

Anexo 2, Consumo por estrato anual.

	Consumo total [kWh/susc]									
Estrato	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**
Estrato 1	202.415.117	211.180.557	222.060.941	223.870.361	223.921.468	231.356.120	241.055.948	238.353.278	240.803.694	246.159.669
Estrato 2	1.117.474.792	1.146.152.950	1.174.277.509	1.197.175.602	1.215.478.695	1.241.821.121	1.269.633.612	1.247.579.157	1.230.886.353	1.254.125.328
Estrato 3	1.282.173.737	1.281.115.239	1.279.171.181	1.279.980.726	1.281.897.595	1.285.017.753	1.292.332.461	1.300.193.188	1.271.211.109	1.277.510.104

Fuente: Elaboración propia con datos de (SUI, 2017)

Anexo 3, Suscriptores servicio de energía el eléctrica.

	Suscriptores									
Estrato	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**
Estrato 1	112.483	116.054	119.552	121.813	124.278	127.455	133.258	135.207	141.659	148.334
Estrato 2	556.738	577.105	595.125	615.686	634.013	656.627	674.201	670.454	689.974	706.163
Estrato 3	594.259	606.669	617.165	628.852	640.775	655.128	666.847	689.322	700.932	715.188
Estrato 4	202.848	213.991	223.515	231.397	240.886	249.803	255.126	271.794	280.609	286.795
Estrato 5	73.726	76.608	78.331	79.998	82.809	85.839	88.278	91.571	93.726	95.482
Estrato 6	58.388	60.294	62.644	64.182	65.839	68.843	69.368	73.411	75.266	76.337

Fuente: Elaboración propia con datos de (SUI, 2017)

Anexo 4, Promedio de consumo por estrato.

	promedio de consumo por estrato [kWh]									
Estrato	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**
Estrato 1	150	151,6	154,8	153,2	150,1	151,3	150,7	146,9	141,7	138,3
Estrato 2	167,3	165,5	164,4	162	159,8	157,6	156,9	155,1	148,7	148
Estrato 3	179,8	176	172,7	169,6	166,7	163,5	161,1	157,2	151,1	148,9

Fuente: Elaboración propia con datos de (SUI, 2017)

Anexo 5, Consuo promedio mensual.

	Consumo promedio mensual (kWh)											
Estrato	**ene-17**	**feb-17**	**mar-17**	**abr-17**	**may-17**	**jun-17**	**jul-17**	**ago-17**	**sep-17**	**oct-17**	**nov-17**	**dic-17**
Estrato 1	139,5	131,3	130,4	145,7	135,1	146	135,2	136,9	136	142,2	139,7	141,1
Estrato 2	148,8	139,5	138,8	152,1	150,3	155,3	144,9	148	144,9	152,2	148,3	152,7
Estrato 3	148,9	140,7	140,8	155,5	148,6	157,1	144,8	149	146,6	154	149,5	150,6

Fuente: Elaboración propia con datos de (SUI, 2017)

Anexo 6, Lista de precios proveedor Ingesolar.

PANEL		Voltaje	PRECIO X VATIO	PRECIO SIN IVA	PRECIO CON IVA
5	Policristalino	12V	4.600	$ 19.328	$ 23.000
10	Policristalino	9v	4.000	$ 33.613	$ 40.000
20	Policristalino	12V	4.000	$ 67.227	$ 80.000
30	Policristalino	12V	4.033	$ 101.681	$ 121.000
55	Policristalino	12V	2.091	$ 96.639	$ 115.000
60	Monocristalino	12V	2.200	$ 110.924	$ 132.000
100	Policristalino	12V	2.000	$ 168.067	$ 200.000
100	Monocristalino	12V	2.200	$ 184.874	$ 220.000
150	Policristalino	12V	1.800	$ 226.891	$ 270.000
150	Monocristalino	12V	2.000	$ 252.101	$ 300.000
250	Monocristalino	24V	2.000	$ 420.168	$ 500.000
320	Policristalino	24V	1.700	$ 457.143	$ 544.000

CONECTORES PARA PANELES / PROTECCIONES			PRECIO SIN IVA	PRECIO CON IVA
TIPO				
SPD	PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTES		$ 130.252	$ 155.000
BREAK	PROTECCION DE 20 AH EN DC A 500		$ 42.017	$ 50.000
MC4	SENCILLO - PESADO	MACHO/HEMBRA	$ 8.403	$ 10.000
MC4	SENCILLO	MACHO/HEMBRA	$ 6.723	$ 8.000
MC4	EN Y LARGO	MACHO/HEMBRA	$ 25.210	$ 30.000
MC4	SENCILLO CON FUSIB	MACHO/HEMBRA 10 AH	$ 15.126	$ 18.000
MC4	SENCILLO CON FUSIB	MACHO/HEMBRA 20 AH	$ 16.807	$ 20.000
MC4	SENCILLO CON FUSIB	MACHO/HEMBRA 30 AH	$ 21.008	$ 25.000
6mm	CABLE DOS VIAS SOLAR 6mm ROJO GRIS		$ 9.244	$ 11.000
Pmc4	Ponchadora para mc4 6mm		$ 84.034	$ 100.000

BATERIAS	Amp	PRECIO SIN IVA	PRECIO CON IVA
Batería Estacionaria Seca Tipo GEL	38	$ 231.092	$ 275.000
Batería Estacionaria Seca Tipo GEL	65	$ 352.941	$ 420.000
Batería Estacionaria Seca Tipo GEL	100	$ 483.193	$ 575.000
Batería Estacionaria Seca Tipo GEL	120	$ 567.227	$ 675.000
Batería Estacionaria Seca Tipo GEL	150	$ 693.277	$ 825.000
Batería Estacionaria Seca Tipo GEL	200	$ 995.798	$ 1.185.000
Batería Estacionaria Seca Tipo AGM	7	$ 29.412	$ 35.000
Batería Estacionaria Seca Tipo AGM	12	$ 67.227	$ 80.000
Batería Estacionaria Seca Tipo AGM	18	$ 83.193	$ 99.000
Batería Estacionaria Seca Tipo AGM	26	$ 130.252	$ 155.000
Batería Estacionaria Seca Tipo AGM	65	$ 290.756	$ 346.000
Batería Estacionaria Seca Tipo AGM	75	$ 336.134	$ 400.000
Batería Estacionaria Seca Tipo AGM	100	$ 399.160	$ 475.000
Batería Estacionaria Seca Tipo AGM	120	$ 508.403	$ 605.000
Batería Estacionaria Seca Tipo AGM	150	$ 596.639	$ 710.000
Batería Estacionaria Seca Tipo AGM	200	$ 836.134	$ 995.000

REGULADORES	Amp	PRECIO SIN IVA	PRECIO CON IVA
Regulador con display 12/24 v Ingesolar	20	$ 50.420	$ 60.000
Regulador con display 12/24 v Ingesolar	30	$ 84.034	$ 100.000
Regulador con display 12/24 v Ingesolar	60	$ 210.084	$ 250.000
Regulador INGESOLAR digital 48 vdc	30	$ 168.067	$ 200.000
Regulador digital mppt ALLYCE 12/24/36/48 VDC	20	$ 314.286	$ 374.000
Regulador digital mppt ALLYCE 12/24/36/48 VDC	40	$ 517.647	$ 616.000

REGULADOR DIGITAL MPPT JFY 36/48 VDC			40	$ 1.454.412	$ 1.730.750
REGULADOR DIGITAL MPPT JFY 36/48 VDC			100	$ 3.718.487	$ 4.425.000
NUEVO INVERSOR REGULADOR CON GABINETE			REG/INVE	PRECIO SIN IVA	PRECIO CON IVA
VOLTAJE	**MARCA**	**ONDA**			$ -
24	BAT 150 <	PWM-ONDA PURA	20-500	$ 785.714	$ 1.025.000
24	BAT 150 <	PWM-ONDA PURA	20-700	$ 991.597	$ 1.295.000
24	BAT 150 <	PWM-ONDA PURA	30-1000	$ 1.193.277	$ 1.550.000
INVERSORES - OFF GRID			**W**	**PRECIO SIN IVA**	PRECIO CON IVA
VOLTAJE	**MARCA**	**ONDA**			
12	INGESOLAR	MODIFICADA	600	$ 105.042	$ 125.000
24	INGESOLAR	MODIFICADA	600	$ 134.454	$ 160.000
12	INGESOLAR	MODIFICADA	1.500	$ 386.555	$ 460.000
24	INGESOLAR	MODIFICADA	1.500	$ 445.378	$ 530.000
48	INGESOLAR	PURA	1.500	$ 579.832	$ 690.000
24	INGESOLAR	PURA	3.000	$ 1.500.000	$ 1.785.000
INVERSORES - ON GRID / GRID TIE			**W**	**PRECIO SIN IVA**	PRECIO CON IVA
VOLTAJE	**MARCA**	**ONDA**			
450 VDC	JFY - SALIDA 110VAC	PURA	1.500	$ 2.294.118	$ 2.730.000
500 VDC	JFY - SALIDA 110VAC	PURA	3.000	$ 3.731.092	$ 4.440.000
360 VDC	ALLYCE 110 VAC	PURA	3.000	$ 2.752.101	$ 3.275.000
480 VDC	ALLYCE 110/208VAC	PURA	5.000	$ 5.193.277	$ 6.180.000
550 VDC	JFY - SALIDA 220VAC	PURA	6.000	$ 6.096.639	$ 7.255.000
INVERSOR - CARGADOR & TRANSFERENCIA			**W**	**PRECIO SIN IVA**	PRECIO CON IVA
VOLTAJE	**MARCA**	**ONDA**			
12	INGESOLAR	PURA	1.000	$ 571.429	$ 680.000
24	JFY - MPPT 110VAC R	PURA	1.000	$ 1.277.311	$ 1.520.000
48	JFY - MPPT 110VAC R	PURA	3.000	$ 2.176.471	$ 2.590.000
96	JFY - MPPT 220VAC R	PURA	6.000	$ 3.739.496	$ 4.450.000
220	JFY - MPPT 110VAC R	PURA	10.000	$ 11.882.353	$ 14.140.000
INVERSOR REGULADOR			**W**	**PRECIO SIN IVA**	PRECIO CON IVA
VOLTAJE	**MARCA**	**ONDA**			
12	SUNAURA - REG - 40	MODIFICADA	750	$ 390.756	$ 465.000
24	SUNAURA - REG - 40	MODIFICADA	1.500	$ 510.924	$ 608.000
220 - 330	JFY SPRINT 750 BOM	PURA	1 HP	$ 2.436.975	$ 2.900.000
220 - 330	JFY SPRINT 1500 BOM	PURA	2 HP	$ 2.920.168	$ 3.475.000
220 - 330	JFY SPRINT 2200 BOM	PURA	3 HP	$ 3.344.538	$ 3.980.000
BOMBILLOS			**W**	**PRECIO SIN IVA**	PRECIO CON IVA
SERIE		**VOLTAJE**			
TIPO PINPON VIDRIO		12/24	3,5	$ 12.605	$ 15.000
TIPO PINPON ACRILICO		12	4,0	$ 5.462	$ 6.500
TIPO PINPON ACRILICO		12	7,0	$ 8.403	$ 10.000
TIPO PINPON VIDRIO		12/24	9,0	$ 21.008	$ 25.000
TUBO LED		12/24	18,0	$ 100.840	$ 120.000
REFLECTORES			**W**	**PRECIO SIN IVA**	PRECIO CON IVA
Reflector tipo LED			10	$ 34.034	$ 40.500
Reflector tipo LED			20	$ 67.227	$ 80.000

Reflector tipo LED con Sensor de Mov.			20	$ 79.832	$ 95.000
Reflector tipo LED			50	$ 130.252	$ 155.000
Reflector tipo LED con Sensor de Mov.			50	$ 138.655	$ 165.000
REFLECTOR TODO EN UNO			5	$ 252.101	$ 300.000
LUMINARIA PUBLICA			**W**	**PRECIO SIN IVA**	PRECIO CON IVA
TABACO			4	$ 390.756	$ 465.000
FAROL			2*3,5	$ 638.655	$ 760.000
LUMINARIA ALL IN ONE			8	$ 500.000	$ 595.000
LUMINARIA ALL IN ONE EVERGREE			30	$ 1.155.462	$ 1.375.000
LUMINARIA ALL IN ONE EVERGREE			60	$ 2.100.840	$ 2.500.000
Luminaria Pública de 56W 24VDC			56	$ 617.647	$ 735.000
Luminaria Pública de 46W 24VDC			46	$ 478.992	$ 570.000
Luminaria Pública de 120W 24VDC			120	$ 823.529	$ 980.000
IMPULSORES DE CERCAS			**km**	**PRECIO SIN IVA**	PRECIO CON IVA
cerca eléctrica solar congabinete		XSTOP	40	$ 448.319	$ 533.500
Cerca Eléctrica Solar		EL CEBU	80	$ 448.319	$ 533.500
Cerca Eléctrica Solar		EL CEBU	120	$ 517.647	$ 616.000
Tester para cercas digital		XSTOP		$ 75.630	$ 90.000
Tester para cercas analogo		XSTOP		$ 16.807	$ 20.000
NEVERAS			**LITROS**	**PRECIO SIN IVA**	PRECIO CON IVA
W	**TIPO**	**VOLTAJE**			
60	Nevera Tipo Cofre	12/24VDC	220	$ 1.848.739	$ 2.200.000
100	Nevera Tipo Cofre	12/24VDC	360	$ 2.016.807	$ 2.400.000
72	Nevera Vertical	12/24VDC	118	$ 1.218.487	$ 1.450.000
60	Nevera Vertical	12VDC	219	$ 1.588.235	$ 1.890.000
100	Nevera Vertical	12VDC	330	$ 2.016.807	$ 2.400.000
35G	Tarjeta compresor 35 g	12/24VDC	REPUESTO	$ 184.874	$ 220.000
35G	Compresor Neveras	12/24VDC	REPUESTO	$ 579.832	$ 690.000
65G	Controlador Nevera	12/24VDC	REPUESTO	$ 672.269	$ 800.000
BOMBAS SOLARES			**V**	**PRECIO SIN IVA**	PRECIO CON IVA
DESCRIPCION		**POTENCIA-CAUDA**			
Bomba Pozo Profundo 55m		120 w-760 l/h	24	$ 1.449.580	$ 1.725.000
Bomba Pozo Profundo 100m		500 w-1,200 l/h	48	$ 1.596.639	$ 1.900.000
Bomba Pozo Profundo 140m		1000 w-2,400 l/h	110	$ 2.184.874	$ 2.600.000
Bomba recirculación 3/4 hp 15 m		600 w-14,000 l/h	48	$ 1.361.345	$ 1.620.000
Bomba recirculación 1 hp 8 m		750 w-18,000 l/h	96	$ 2.331.933	$ 2.775.000
Bomba recirculación 1 3/4hp 25m		1000 w -15,000 l/h	110	$ 2.474.790	$ 2.945.000
Bomba succion sumerjible 6 m		250 w- 7,000 l/h	12	$ 579.832	$ 690.000
Bomba succion sumerjible 8 m		330 w-12,000 l/h	24	$ 672.269	$ 800.000
Controlador Bomba de 24VDC			24	$ 773.109	$ 920.000
OTROS				**PRECIO SIN IVA**	PRECIO CON IVA
CONTROLADOR SP24 PARA PISCINAS				$ 617.647	$ 800.000
CONTROALDOR SP 26 PARA CALENTADORES				$ 397.059	$ 515.000
MOTOR FUERA DE BORDA 82 LBS				$ 1.147.059	$ 1.495.000
TERMOMETRO PARA PISCINAS				$ 8.824	$ 15.000
MINIPLANTA CUPIDO (3 BOMB - CARGADOR CELULAR)				$ 105.882	$ 150.000
Linterna de 0,3W				$ 26.471	$ 35.000

Linterna de 1W			$ 35.294	$ 45.000
Lámpara de Camping con Carga de Celular			$ 79.412	$ 100.000
Cargador de Celular			$ 70.588	$ 92.000
VENTILADOR ED 18"			$ 176.471	$ 230.000
CALENTADORES DE AGUA		**L**	**PRECIO SIN IVA**	PRECIO CON IVA
alentador de Agua - 13 tubos 58m	Gravedad	130	$ 1.071.429	$ 1.275.000
alentador de Agua - 13 tubos 58m	Presión HP	130	$ 1.894.958	$ 2.255.000
alentador de Agua - 25 tubos 58m	Gravedad	250	$ 2.075.630	$ 2.470.000
alentador de Agua - 30 tubos 58m	Presión HP	300	$ 3.264.706	$ 3.885.000
alentador de Agua - 20 tubos 58 m	Presión HP	200	$ 2.338.655	$ 2.783.000
Calentador de Agua Colector plano	Presión	150	$ 1.907.563	$ 2.270.000
Calentador de Agua Colector plano	Presión	300	$ 3.584.034	$ 4.265.000
Calentador de Agua - 24 tubos	Presión Intercambiad	250	$ 2.436.975	$ 2.900.000
Colector tubos al vacío-20 tubos	Presión HP - Sin Tan	200	$ 1.449.580	$ 1.725.000
Tanque	AISLADO	500	$ 4.025.210	$ 4.790.000
Tanque	AISLADO	1.000	$ 8.647.059	$ 10.290.000
Colector	COBRE	150	$ 1.159.664	$ 1.380.000
COLECTOR EPDM PARA PISCINA	mt2	1	$ 176.471	$ 210.000
MANTAS TÉRMICAS		**AREA**	**PRECIO SIN IVA**	PRECIO CON IVA
Manta Térmica		5x10	$ 840.336	$ 1.000.000
Manta Térmica		6x12	$ 1.210.084	$ 1.440.000
Manta Térmica		7x15	$ 1.764.706	$ 2.100.000
Manta Térmica		7x25	$ 2.941.176	$ 3.500.000
Metro de Manta Térmica		1	$ 16.807	$ 20.000
RIEL		**LONG.**	**PRECIO SIN IVA**	PRECIO CON IVA
Riel BA377		5	$ 397.059	$ 520.000
ENROLLADOR REFORZADO		6	$ 873.529	$ 1.140.000
ENROLLADOR REFORZADO		6,10 > 7,3	$ 1.147.059	$ 1.495.000
MOTOBOMBAS		**HP**	**PRECIO SIN IVA**	PRECIO CON IVA
BOMBA DE RECIRCULACIÓN		100W	$ 220.588	$ 290.000
BOMBA DE AUMENTO DE FLUJO		1/6 HP	$ 194.118	$ 250.000
BOMBA CON TRAMPA PARA PISCINA		3/4 HP	$ 617.647	$ 800.000
PRESURIZADOR		1 HP	$ 282.353	$ 330.000

Anexo 7, Costo de la tarifa de la energía eléctrica en Bogotá de los últimos 14 años.

Tarifa kWh [pesos col]													
2006	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
227	228,7	256	293,3	310,8	338,5	158,7	182,1	168,2	122,8	424,2	432,3	474,5	500,8

Anexo 8, Costos de los sistemas SFCR propuestos con diferentes proveedores.

Alternativas para los componentes sistemas de 148 kWh/mes proveedor Ingesolar.									
Combinaciones	Paneles		Inversores On-Grid	Medidor	Conector	Protección	Soporte	Cable	Valor
	GPM250W	GPP295-340W	JFY 3000 [W]	LY-SM100	MC4	DPS	Ajustable	20 [m]	
1	7		1	1	7	1	7	1	$ 10.905.920
2		6	1	1	6	1	6	1	$ 10.368.930

Fuente: Elaboración Propia con precio del Anexo 6.

Alternativas para los componentes sistemas de 52 kWh/mes proveedor Ingesolar.									
Combinaciones	Paneles		Inversores On-Grid	Medidor	Conector	Protección	Soporte	Cable	Valor
	GPM250W	GPP295-340W	JFY 1500 [W]	LY-SM100	MC4	DPS	Ajustable	10 [m]	
1	3		1	1	3	1	3	1	$ 7.701.960
2		2	1	1	2	1	2	1	$ 6.988.970

Fuente: Elaboración Propia con precio del Anexo 6.

Alternativas para los componentes sistemas de 148 kWh/mes proveedor TECHNO SUN.						
Combinaciones	Paneles		Inversores On-Grid	Soporte	Cable	Valor
	RED360-60P-260W	RED320-72P	PIKO MP plus 3.0-1	Ajustable	20 [m]	
1	7		1	9	1	$ 9.045.564
2		6	1	7	1	$ 8.509.504

Fuente: Elaboración Propia con precio de (TECHNO SUN, 2019).

Alternativas para los componentes sistemas de 52 kWh/mes proveedor TECHNO SUN.						
Combinaciones	Paneles		Inversores On-Grid	Soporte	Cable	Valor
	RED360-60P-260W	RED320-72P	PIKO MP plus 1.5-1	Ajustable	10 [m]	
1	3		1	3	1	$ 5.705.864
2		2	1	3	1	$ 5.455.544

Fuente: Elaboración Propia con precios de (TECHNO SUN, 2019)

Anexo 9, Cotizaciones de instalación de equipos del sistema SFCR

JAMELTRONIC E.U
Nit 900 200 511-5

Bogotá Julio 26 de 2019

Cotización No 179-2019

Ref: Paneles de 320 W sistema SFCR de 148 kWh

	SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO				
1	**INSTALACIÓN DE PANELES SOLARES**			-	-
1, 1	Instalación de estructura para panel solar en techos.	UND	6	60.000	360.000
1, 2	Instalación de panel solar	UND	6	90.000	540.000
1, 3	Tendido de tubería desde los paneles hasta el tablero del inversor	ML	20	4.500	90.000
1, 4	Tendido del cable con de conexión de los paneles solares	ML	20	4.500	90.000
2	**INSTALACIÓN DE TABLERO DEL INVERSOR**			-	-
2, 1	Instalación de tablero del inversor	UND	1	120.000	120.000
2, 2	Instalación de borneras de conexión de llegada de los paneles solares	UND	24	2.500	60.000
2, 3	Tendido de la tubería desde el tablero del inversor hasta el tablero del medidor bidireccional	ML	30	4.500	135.000
2, 4	Tendido y conexión del cableado desde el inversor hasta el medidor bidireccional	ML	30	25.000	750.000
3	**INSTALACIÓN DE MEDIDOR BIDIRECCIONAL**				-
3, 1	Instalar el tablero del medidor bidireccional	UND	1	150.000	150.000
	TOTAL COSTO DIRECTO				**$ 2.295.000**
	IVA.		**19 %**		**$ 436.050**
	TOTAL DE LA OFERTA		-		**$ 2.731.050**

OBSERVACIONES:
El valor de la oferta incluye:

- El periodo de vigencia de la oferta es de 30 días a partir de la fecha
- Cualquier ítem adicional relacionado con esta cotización se cobrará por aparte de común acuerdo entre las dos partes.

Att,

Juan Carlos Achury
Asesor Técnico
Tel 4541013 Celular: (03) 300-555 29 80-3057053614 Bogotá D.C
Email: jameltroniceu@gmail.com

JAMELTRONIC E.U

Nit 900 200 511-5

Bogotá Julio 26 de 2019

Cotización No 180-2019

Ref: Paneles de 260 W sistema SFCR de 148 kWh

	SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO				
1	**INSTALACIÒN DE PANELES SOLARES**			-	-
1, 1	Instalación de estructura para panel solar en techos.	UND	7	60.000	420.000
1, 2	Instalación de panel solar	ML	7	90.000	630.000
1, 3	Tendido de tubería desde los paneles hasta el tablero del inversor	ML	20	4.500	90.000
1, 4	Tendido del cable con de conexión de los paneles solares	UND	20	4.500	90.000
2	**INSTALACIÒN DE TABLERO DEL INVERSOR**			-	-
2, 1	Instalación de tablero del inversor	UND	1	120.000	120.000
2, 2	Instalación de borneras de conexión de llegada de los paneles solares	UND	28	2.500	70.000
2, 3	Tendido de la tubería desde el tablero del inversor hasta el tablero del medidor bidireccional	ML	30	4.500	135.000
2, 4	Tendido y conexión del cableado desde el inversor hasta el medidor bidireccional	ML	30	25.000	750.000
3	**INSTALACIÒN DE MEDIDOR BIDIRECCIONAL**				-
3, 1	Instalar el tablero del medidor bidireccional	UND	1	150.000	150.000
	TOTAL COSTO DIRECTO				**$ 2.455.000**
	IVA.		**19 %**		**$ 466.450**
	TOTAL DE LA OFERTA		-		**$ 2.921.450**

OBSERVACIONES:

El valor de la oferta incluye:

- El periodo de vigencia de la oferta es de 30 días a partir de la fecha
- Cualquier ítem adicional relacionado con esta cotización se cobrará por aparte de común acuerdo entre las dos partes.

Att,

Juan Carlos Achury
Asesor Técnico

Tel 4541013 Celular: (03) 300-555 29 80-3057053614 Bogotá D.C
Email: jameltroniceu@gmail.com

JAMELTRONIC E.U

Nit 900 200 511-5

Bogotá Julio 26 de 2019

Cotización No 181-2019

Ref: Paneles de 320 W sistema SFCR de 52 kWh

	SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO				
1	**INSTALACIÓN DE PANELES SOLARES**			-	-
1,1	Instalación de estructura para panel solar en techos.	UND	2	60.000	120.000
1,2	Instalación de panel solar	UND	2	90.000	180.000
1,3	Tendido de tubería desde los paneles hasta el tablero del inversor	ML	10	4.500	45.000
1,4	Tendido del cable con de conexión de los paneles solares	ML	10	4.500	45.000
2	**INSTALACIÓN DE TABLERO DEL INVERSOR**			-	-
2,1	Instalación de tablero del inversor	UND	1	120.000	120.000
2,2	Instalación de borneras de conexión de llegada de los paneles solares	UND	8	2.500	20.000
2,3	Tendido de la tubería desde el tablero del inversor hasta el tablero del medidor bidireccional	ML	30	4.500	135.000
2,4	Tendido y conexión del cableado desde el inversor hasta el medidor bidireccional	ML	30	25.000	750.000
3	**INSTALACIÓN DE MEDIDOR BIDIRECCIONAL**				-
3,1	Instalar el tablero del medidor bidireccional	UND	1	150.000	150.000
	TOTAL COSTO DIRECTO				**$ 1.565.000**
	IVA.		**19 %**		**$ 297.350**
	TOTAL DE LA OFERTA		-		**$ 1.862.350**

OBSERVACIONES:

El valor de la oferta incluye:

- El periodo de vigencia de la oferta es de 30 días a partir de la fecha
- Cualquier ítem adicional relacionado con esta cotización se cobrará por aparte de común acuerdo entre las dos partes.

Att,

Juan Carlos Achury
Asesor Técnico

Tel 4541013 Celular: (03) 300-555 29 80-3057053614 Bogotá D.C
Email: jameltroniceu@gmail.com

JAMELTRONIC E.U

Nit 900 200 511-5

Bogotá Julio 26 de 2019

Cotización No 182-2019

Ref: Paneles de 320 W sistema SFCR de 52 kWh

	SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO				
1	**INSTALACIÒN DE PANELES SOLARES**			-	-
1,1	Instalación de estructura para panel solar en techos.	UND	3	60.000	180.000
1,2	Instalación de panel solar	UND	3	90.000	270.000
1,3	Tendido de tubería desde los paneles hasta el tablero del inversor	ML	10	4.500	45.000
1,4	Tendido del cable con de conexión de los paneles solares	ML	10	4.500	45.000
2	**INSTALACIÒN DE TABLERO DEL INVERSOR**			-	-
2,1	Instalación de tablero del inversor	UND	1	120.000	120.000
2,2	Instalación de borneras de conexión de llegada de los paneles solares	UND	12	2.500	30.000
2,3	Tendido de la tubería desde el tablero del inversor hasta el tablero del medidor bidireccional	ML	30	4.500	135.000
2,4	Tendido y conexión del cableado desde el inversor hasta el medidor bidireccional	ML	30	25.000	750.000
3	**INSTALACIÒN DE MEDIDOR BIDIRECCIONAL**				-
3,1	Instalar el tablero del medidor bidireccional	UND	1	150.000	150.000
	TOTAL COSTO DIRECTO				**$ 1.725.000**
	IVA.		**19 %**		**$ 327.750**
	TOTAL DE LA OFERTA		-		**$ 2.052.750**

OBSERVACIONES:

El valor de la oferta incluye:

- El periodo de vigencia de la oferta es de 30 días a partir de la fecha
- Cualquier ítem adicional relacionado con esta cotización se cobrará por aparte de común acuerdo entre las dos partes.

Att,

Juan Carlos Achury
Asesor Técnico

Tel 4541013 Celular: (03) 300-555 29 80-3057053614 Bogotá D.C
Email: jameltroniceu@gmail.com