METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN COLOMBIA

HUGO CAMILO SUÁREZ MONROY

DIRECTOR

Ing., MSc., PhD. EDWIN RIVAS TRUJILLO

CODIRECTOR

Ing., MSc., LUIS ALEJANDRO ARIAS BARRAGAN

GRUPO DE INVESTIGACIÓN:

GCEM

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROYECTO CURRICULAR DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

BOGOTÁ, COLOMBIA

2017

METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN COLOMBIA

HUGO CAMILO SUÁREZ MONROY

PROYECTO DE GRADO PARA OPTAR POR EL TITULO DE

INGENIERO ELÉCTRICO

DIRECTOR

Ing., MSc., PhD. EDWIN RIVAS TRUJILLO

CODIRECTOR

Ing., MSc., LUIS ALEJANDRO ARIAS BARRAGAN

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROYECTO CURRICULAR DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

BOGOTÁ, COLOMBIA

2017

RESUMEN

En este trabajo se propone una metodología de remuneración para la Generación Distribuida (GD) en las Zonas No Interconectadas (ZNI), esta propuesta nace de la necesidad de incluir las tecnologías relacionadas a GD dentro de las redes de distribución de baja y media tensión, con el fin de permitir la proliferación de energías limpias en las ZNI. Este trabajo se ha dividido en tres partes, en la primera se realiza una revisión de la literatura referente a GD dentro de diferentes mercados energéticos, identificando los factores legislativos y normativos que permitieron su inclusión, en la segunda parte se plantea una clasificación basada en la cantidad de energía que una central de GD genera usando como criterios: la potencia instalada, la disposición del recurso energético y tamaño de la centrales de GD en los nodos de baja tensión usando los softwares Excel 2013 ® , Minitab 17 ® y Neplan ® versión 5.55, y finalmente se formula un marco tarifario para GD en las ZNI.

Los factores encontrados que permiten la integración de la GD son la aplicación de diferentes instrumentos de carácter normativo, legislativo y económico, no obstante la proliferación de GD radica en la correcta coordinación y en una formulación de estos instrumentos acorde a las necesidades de los usuarios y el sistema de distribución local.

La clasificación de las centrales de GD a través de criterios, permite satisfacer necesidades particulares de los prosumidores y consumidores. Una remuneración basada en la estructura actual facilita su adaptación y entendimiento, este hecho es conveniente para establecer marcos de remuneración para la integración de GD como se puede ver en este trabajo para el caso de las ZNI la remuneración no modifica la estructura tarifaria establecida.

Como aportes académicos de este trabajo se realiza un caso de estudio donde se modela la cantidad de energía generada por una central de GD en un día usando Funciones de Densidad de Probabilidad (FDP) según la tecnología de generación y la disponibilidad del recurso energético. Además se establecen los límites de potencia inyectada en los nodos de baja tensión basándose en los límites de sobrecarga en transformadores y la máxima potencia generada con la disponibilidad de su respectivo recurso energético en la ZNI.

GLOSARIO

Baja tensión: Los de tensión nominal mayor o igual a 25 V y menor o igual a 1000 V [1].

Barreras: circunstancias que impiden o han impedido hasta el momento un despliegue representativo de las FNCE y GD dentro de la canasta energética nacional [2].

Carga o capacidad instalada: Es la carga instalada o capacidad nominal que puede soportar el componente limitante de una instalación o sistema eléctrico [3].

Comercialización: Actividad que consiste en la intermediación comercial entre los agentes que prestan los servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y los usuarios de dichos servicios, bien sea que esa actividad se desarrolle o no en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, según lo dispuesto por la regulación y la ley [4].

Consumo: Cantidad de metros cúbicos de gas, o cantidad de kilovatios-hora de energía activa, recibidos por el suscriptor o usuario en un período determinado, leídos en los equipos de medición respectivos, o calculados mediante la metodología establecida en la resolución CREG 108 de 1997. Para el servicio de energía eléctrica, también se podrá medir el consumo en Amperios-hora, en los casos en que la Comisión lo determine [5].

Factor de carga: Relación entre la energía efectivamente producida y la energía máxima posible de generar, considerando para la determinación de esta última la Capacidad Efectiva Neta, durante el mismo período de tiempo y expresada por unidad [6].

Generación distribuida (GD) o DG sus siglas en inglés: Instalaciones de generación eléctrica conectadas a un sistema de distribución de energía eléctrica a través de un punto común de conexión PCC, un subconjunto de recursos energético distribuidos o DER (distributed energy resources) por sus siglas en inglés [7].

Índice de Precios al Productor Total Nacional: es un indicador económico que presenta la variación promedio de precios de una canasta de bienes representativa de la producción nacional [8] [9].

Instrumentos: son acciones utilizadas a nivel mundial para la promoción de las FNCE y GD, comprenden un abanico amplio de mecanismos directos e indirectos como son tarifas garantizadas, subastas, contratos por diferencias, certificados de energías renovable, incentivos a la inversión y financiamiento, que deben ser considerados para determinar cuáles pueden ser mejor adaptados e implementados en el entorno colombiano [10].

Media tensión: tensión nominal superior a 1000 V e inferior a 57,5 kV [1].

Prosumidores: Término utilizado para referirse a consumidores de electricidad que también producen su propia energía [11].

Recursos distribuidos (DR) por sus siglas en inglés: Fuentes de energía eléctrica que no están conectadas directamente a un sistema de transmisión de energía. DR incluye tanto generadores como tecnologías de almacenamiento de energía [7].

Recurso energético distribuidor (DER): Son las diferentes fuentes de energía que pueden aportar generación, desconexión o almacenamiento de forma no centralizada a la red (Generación distribuida, Respuesta de la demanda y Almacenamiento de energía) [12].

Respuesta a la demanda: Cambios en los patrones normales de consumo eléctrico por parte de los clientes finales en respuesta a los cambios en el precio de la electricidad sobre tiempo, o pagos de incentivos diseñados para inducir un menor consumo de electricidad en los momentos de precios altos en el mercado mayorista o cuando la fiabilidad del sistema está en peligro [13].

Respuesta de la demanda: Se refiere a mecanismos por los cuales los clientes de un sistema eléctrico cambian su consumo de electricidad en respuesta a una señal de precio, incentivos, o directamente mediante la intervención del operador de la red [14].

Sistema Interconectado Nacional: Compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, según lo previsto por el artículo 11 de la Ley 143 de 1994 [15].

Tarifa: Es el valor unitario que puede cobrar el prestador del servicio a los usuarios de electricidad, que resulta de aplicar al Costo de Prestación del Servicio (CPS).

Usuario: Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor [16].

Usuario regulado: Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas [17].

Zonas No Interconectadas: son los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional [18], Por ejemplo, el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, Leticia en el Amazonas, Capurganá en el Chocó, Puerto Carreño en el Vichada y Mitú en el Vaupés.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN..... 12

1.1 ANTECEDENTES 12

1.2 PREGUNTA PROBLEMA 12

1.3 JUSTIFICACIÓN 13

1.4 OBJETIVOS 13

1.4.1 OBJETIVO GENERAL 13

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS 13

1.5. MARCO TEÓRICO 13

1.5.1 DEFINICIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA 13

1.5.2 REGULACIÓN DEL MERCADO 14

1.5.3 INSTRUMENTOS DE REMUNERACIÓN COMERCIAL GD 14

1.6 ALCANCE Y LIMITACIONES 14

1.7 ESTRUCTURA DE LA MONOGRAFÍA 14

1.8 METODOLOGÍA DE LA MONOGRAFÍA 16

2. PROPUESTA METODOLOGICA DE REMUNERACIÓN PARA GD EN COLOMBIA EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN 17

2.1 PRINCIPALES INSTRUMENTOS PARA LA INTEGRACIÓN DE GD 17

2.1.1 CARACTERÍSTICAS DE GD EN PAÍSES REFERENTES 19

2.1.2 FACTORES QUE HAN PERMITIDO LA INTEGRACIÓN DE GD 27

2.1.3 INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN COLOMBIA 30

2.2 CRITERIOS DE CLASIFICACIÓN PARA LA GD DENTRO DE LAS ZNI 33

2.2.1 CLASIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA 33

2.2.2 CRITERIO POR ENERGÍA GENERADA 34

2.2.3 CRITERIO POR DISPONIBILIDAD DE POTENCIA 36

2.3 MARCOS TARIFARIOS PARA LA GD EN COLOMBIA..... 38

2.3.2 MARCO TARIFARIO PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN ZONAS NO INTERCONECTADAS ZNI 41

2.4 METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LAS ZNI. 56

3. CONCLUSIONES..... 59

4. COMPLEMENTOS A LA METODOLOGÍA 61

4.1. ESTIMACIÓN DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE UN SFV 61

4.2 ESTIMACIÓN DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE UN SGE 70

4.3 ANÁLISIS DE CLASIFICACIÓN POR DISPONIBILIDAD DE POTENCIA 75

4.4 TABLAS DE VALORES Xe PARA GD PARA AUTOCONSUMO Y GD CON EXCEDENTES 83

4.5. TABLAS DE PRECIOS PARA SFV EN LAS ZNI 87

4.5.1 TABLAS DE PRECIOS PARA SFV EN LAS ZNI, SEGÚN DE LA DISPONIBILIDAD DE RECURSO SOLAR (IRRADIANCIA) Y TIPO DE CENTRAL (20 AÑOS TIEMPO DE RECUPERACIÓN)..... 87

4.5.2 TABLAS DE PRECIOS PARA SFV EN LAS ZNI, SEGÚN DE LA DISPONIBILIDAD DE RECURSO SOLAR (IRRADIANCIA) Y TIPO DE CENTRAL (15 AÑOS DE RECUPERACIÓN)..... 96

4.6 TABLAS DE PRECIOS PARA SGE DE GENERACIÓN EN LAS ZNI SEGÚN EL FACTOR DE CARGA Y EL TIPO DE CENTRAL Y EL TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN..... 106

4.6.1 TABLAS DE PRECIOS PARA SGE DE GENERACIÓN EN LAS ZNI TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN 20 AÑOS 106

4.6.2 TABLAS DE PRECIOS PARA SGE DE GENERACIÓN EN LAS ZNI TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN 15 AÑOS 109

BIBLIOGRAFÍA..... 112

Índice de figuras

Figura 1. Resumen Metodología 16
Figura 2. Porcentaje de participación en generación distribuida mundialmente. 17
Figura 3. Sistemas de tarifas con incentivos Alemania. 20
Figura 4. Proceso de conexión ley 20571 24
Figura 5. Capacidad instalada y sistema de transporte de energía según ERNC 24
Figura 6. Balance mensual negativo. 25
Figura 7. Balance mensual Positivo. 25
Figura 8. Atlas de Radiación Solar de Colombia (IDEAM, 2005) modificada por el autor 46
Figura 9 .Mapa. Irradiancia solar promedio anual sobre zonas no interconectadas 51
Figura 10. Gráfica de dispersión y tendencia del costo vs potencia instalada de sistemas eólicos para la generación de energía eléctrica 200 W a 1kW. 52
Figura 11. Gráfica de tendencia del costo vs potencia instalada de sistemas eólicos para la generación de energía eléctrica de 1kW a 5 kW. 53
Figura 12. Gráfica de tendencia del costo vs potencia instalada de sistemas eólicos para la generación de energía eléctrica de 5kW a 30 kW. 53
Figura 13. Proceso de asignación de remuneración para GD en el ZNI 57
Figura 14. Resumen metodología de remuneración para GD en las ZNI 58
Figura 15. Dispersión Irradiancia Por Horas. 61
Figura 16. Algoritmo de generación de irradiancia en un día 63
Figura 17. Gráfica resultados de análisis de datos para 4 HSP. 64
Figura 18. Gráfica Función de densidad de probabilidad para 4 HSP. 64
Figura 19. Algoritmo para determinar el valor de energía en un día 65
Figura 20. Gráfica función de densidad de probabilidad energía generada (kWh) en un día por un SFV (para HSP 4 y Pp de 3kw, el eje X está en unidades de energía kWh). 66
Figura 21. Gráfica curva de potencia 300 W. 70
Figura 22. Gráfica curva de potencia 500 W. 71
Figura 23. Gráfica curva de potencia 1000 W. 71
Figura 24. Gráfica Curva de potencia 2000 W. 71
Figura 25. Gráfica curva de potencia 5000 W. 71
Figura 26. Gráfica curva de potencia 10 kW. 72
Figura 27. Gráfica curva de potencia 20 kW. 72
Figura 28. Gráfica función densidad de probabilidad energía generada por un SGE en el transcurso de un día Potencia instala 5 kW velocidad media del viento 3m/seg. 72
Figura 29. Algoritmo para determinar la energía generada en un día 73
Figura 30. Perfil de carga cargas residenciales potencia máxima 87,78 KVA Donde la línea azul es la potencia activa y la línea roja es la potencia reactiva. 75
Figura 31. Sistema de distribución simulado en software. Fuente. Elaboración propia usando software Neplan ® 75
Figura 32. Función de sobrecarga permitida para 112,5 kVA 76
Figura 33. Carga del transformador, potencia inyectada generación GD potencia activa inyectada de la red, y perfil de tensión el nodo de baja tensión. 77
Figura 34. Gráficas, carga del transformador, potencia activa inyectada de la red, potencia reactiva inyectada de la red y perfil de generación GD. 78
Figura 35. Gráficas carga del transformador, potencia activa inyectada de la red, potencia reactiva inyectada de la red y perfil de generación GD. 78
Figura 36. Gráfica carga del transformador, potencia activa inyectada de la red, potencia reactiva inyectada de la red y perfil de generación GD. 79
Figura 37. Gráficas carga del transformador, potencia activa inyectada de la red, potencia reactiva inyectada de la red y perfil de generación GD. 79

Figura 38. Gráficas carga del transformador, potencia activa inyectada de la red, potencia reactiva inyectada de la red y perfil de generación GD. 80
Figura 39. Gráficas carga del transformador, potencia inyectada generación GD potencia activa inyectada de la red, y perfil de tensión el nodo de baja tensión. 81
Figura 40. Gráficas carga del transformador, potencia inyectada generación GD potencia activa inyectada de la red, y perfil de tensión el nodo de baja tensión. 81
Figura 41. Gráficas carga del transformador, potencia activa inyectada de la red GD, potencia activa inyectada de la red y perfil de generación GD. 82

Índice de tablas

Tabla 1. Resumen de los principales instrumentos que facilitaron la inclusión de la GD en los países donde esta tiene más participación dentro de sus matrices energéticas en el mundo. 18
Tabla 2. Tabla comparativa entre Colombia y países referentes. 19
Tabla 3. Metodología Feed-in Tariff en los Estados Unidos 21
Tabla 4. Clasificaciones de GD según diferentes autores 33
Tabla 5. Rangos permitidos de sobrecarga en transformadores sin pérdida de vida útil (Transformadores Trifásicos). 36
Tabla 6. Resumen de aplicación de tecnologías de GD para sus Aplicaciones en las redes de media y baja tensión 41
Tabla 7. Regulación PCH COP diciembre del 2006 42
Tabla 8. Regulación de SFV COP diciembre del 2012 42
Tabla 9. Coeficiente de distribución COP diciembre del 2006 43
Tabla 10. Costos unitarios por tecnología 44
Tabla 11. Regulación tarifaria para SFV para el diciembre del 2010 44
Tabla 12. Según la actual regulación, los costos de los SFV máximos y su utilidad 45
Tabla 13. Costos máximos de prestación por plantas diésel por departamento con y sin subsidios. 45
Tabla 14. Precio de los componentes de un SFV (2012). 47
Tabla 15. Costo por obras civiles. 48
Tabla 16. Costo en dólares de estudios de investigación por tipo de planta. 48
Tabla 17. Costos constitutivos de un SFV en COP 2012 49
Tabla 18. Costos totales para la implementación de un SFV COP 2012. 49
Tabla 19. Costos anuales de generación para SFV (20 años de tiempo de remuneración). 50
Tabla 20 Costos anuales de generación para SFV (15 años de tiempo de recuperación). 50
Tabla 21 .Costos generación eólica potencias entre 200 W y 900 W. 53
Tabla 22. Costos generación eólica potencias entre 1 kW y 4,5 kW. 54
Tabla 23. Costos generación eólica potencias entre 5 kW y 30 kW. 54
Tabla 24. Costos sistema de acumulación para energía generada según factor de carga. 55
Tabla 25. Costos totales sistemas eólicos para la generación de energía eléctrica (según capacidad del sistema de acumulación) 56
Tabla 26. Funciones de densidad de probabilidad por de irradiancia por hora. 62
Tabla 27. Funciones densidad de probabilidad energía generada por SFV en un día. 67
Tabla 28. Funciones densidad de probabilidad energía generada por SFV en un día. 68
Tabla 29. Funciones densidad de probabilidad energía generada por SFV en un día. 69
Tabla 30. Funciones de densidad de probabilidad de la energía generada por un SGE en un día por una única turbina. 74
Tabla 31. Valores tiempos de sobrecarga 76
Tabla 32. Valores de sobrecarga con irradiancia de 5 HSP y tiempos para el ejemplo planteado. ... 76
Tabla 33. Valores Xe para GD para autoconsumo residencial 83
Tabla 34. Valores Xe para GD con excedentes 84
Tabla 35. Valores Xe para GD para autoconsumo por SGE por generador 85
Tabla 36. Valores Xe para GD con excedentes por SGE 86
Tabla 37. Costos máximo kWh para SFV individual DC y SFV DC precio 2012 87
Tabla 38. Costos máximo kWh para SFV DC precio 2012 88
Tabla 39.Costos máximo kilovatio hora generado para SFV AC precio 2012 89
Tabla 40.Costos máximo kilovatio hora generado para SFV AC precio 2012 90
Tabla 41. Costos máximo kilovatio hora generado para AC 3kWp precio 2012 91
Tabla 42. Costos máximo kilovatio hora generado para AC 3kWp precio 2012 92
Tabla 43. Costos máximo kilovatio hora generado para AC 30 kWp 93
Tabla 44. Costos máximo kilovatio hora generado para AC 300 kWp 94

Tabla 45. Costos máximo kilovatio hora generado para AC 300 kWp 95
Tabla 46. Costos máximo kWh generado para SFV individual DC precio 2012..... 96
Tabla 47. Costos máximo kWh generado para SFV DC precio 2012..... 97
Tabla 48. Costos máximo kilovatio hora generado para SFV AC precio 2012 98
Tabla 49. Costos máximo kilovatio hora generado para SFV AC 3 kWpprecio 2012 99
Tabla 50. Costos máximo kilovatio hora generado para SFV AC 3 kW precio 2012..... 100
Tabla 51. Costo máximo kilovatio hora generado para SFV AC 3 kW precio 2012 101
Tabla 52. Costo máximo kilovatio hora generado para SFV AC 30 kW precio 2012 102
Tabla 53. Costo máximo kilovatio hora generado para SFV AC 30 kW precio 2012 103
Tabla 54. Costo máximo kilovatio hora generado para SFV AC 300 kW precio 2012 104
Tabla 55. Costo máximo kilovatio hora generado para SFV AC 300 kW precio 2012 105
Tabla 56. Remuneración para los SGE para la generación de energía eléctrica 1 de 3 106
Tabla 57. Remuneración para los SGE para la generación de energía eléctrica 2 de 3 107
Tabla 58. Remuneración para los SGE para la generación de energía eléctrica 3 de 3. 108
Tabla 59. Remuneración para los SGE para la generación de energía eléctrica 1 de 3 109
Tabla 60. Remuneración anual los SGE para la generación de energía eléctrica 2 de 3..... 110
Tabla 61. Remuneración para los SGE para la generación de energía eléctrica 3 de 3 111

1. INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

La ley 1715 de 2014 faculta a la CREG para la regulación de las fuentes no convencionales de energía (FNCE), su remuneración y la GD. En las ZNI la regulación vigente es la CREG 091 del 2007 [19] esta regula los costos de servicio de energía eléctrica, donde el coeficiente de Gm (ver ecuación 1.1.1) expresa la remuneración a los diferentes tipo de generadores como: diésel, pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) y sistemas fotovoltaicos (SFV) por sus servicios prestados, así mismo especifica los costos distribución de la energía como comercialización y costo final del usuario.

$$\mathrm{CUmn} = \frac{\mathrm{Gm}}{1 - \mathrm{Pp}} + \mathrm{Dmn} + \mathrm{Cm} \tag{1.1.1}$$

Donde:

- CUmn: Costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica para los usuarios conectados al nivel de tensión n, correspondiente al mes m, $/kWh.
- n: Nivel de tensión, m: Mes de prestación del servicio
- Gm: Cargo de generación en el mes de prestación de servicio m, $/kWh.
- Pp: Fracción (o porcentaje expresado como fracción) de pérdidas técnicas y no técnicas reconocidas en distribución. Las pérdidas eficientes reconocidas serán del 10% para el sistema de distribución a menos que el prestador del servicio tenga un plan aprobado de pérdidas, más las pérdidas reconocidas en la línea de interconexión en caso que exista.
- Dmn: Cargo de distribución en el mes de prestación de servicio m, en el nivel de tensión n, $/kWh, que depende de: costos de inversión en distribución, operación y mantenimiento en la distribución, costos anuales de administración.
- Cm: Cargo máximo de comercialización del mes m, $/kWh.

Para la determinación del valor del coeficiente de generación Gm, la resolución CREG-091 de 2007, reconoce a cada tipo de tecnología de generación un distinto precio de cobro, basados en: Costo inicial de inversión, tiempo de prestación de la central y una tasa interna que varía del tipo de tecnología usada (FCE, FNCE), de los costos de: administración, operación y de mantenimiento se define como los costos de las actividades intrínsecas de las mismas según factores considerados por la CREG, también se establecen algunos costos susceptibles a externalidades y varían según cada región, dando así costos de generación distintos para cada región.

1.2 PREGUNTA PROBLEMA

¿Cómo remunerar GD en las ZNI en media y baja tensión?

La implementación de la generación distribuida (GD) conlleva los siguientes inconvenientes: establecer las relaciones comerciales, la implementación económica [20], su gestión y afectación dentro de las redes de baja y media tensión [21]. En algunos países [22] se establecen regulaciones que concretan una remuneración, esta varía según de las características y necesidades donde serán

incluidas, luego para remunerar GD en Colombia es necesario identificar las necesidades, repercusiones, características de los sistemas y usuarios, tomándolas como base para proponer una remuneración.

1.3 JUSTIFICACIÓN

En los nuevos modelos de redes de distribución se contempla la implantación de pequeños centros de generación eléctrica en lugares cercanos al punto donde se le dará uso final a la energía eléctrica que estos proveen, esta práctica conocida como generación distribuida (GD) [23], pretende ser de gran ayuda índices de confiablidad de las redes de media y baja tensión, una fuente de desarrollo económico y una ayuda al medio ambiente por usar energías de bajo impacto ambiental(solar, hidráulica, biomasa, eólica, etc.).Por ende es necesario establecer una metodología de remuneración para las ZNI [19] en Colombia.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 OBJETIVO GENERAL

Proponer una metodología de remuneración para la generación distribuida en Colombia en las ZNI en media y baja tensión.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar los factores regulatorios en el escenario internacional, que permitieron la integración de GD en media y baja tensión.
- Proponer criterios de clasificación para la GD en las redes de distribución de media y baja tensión en las ZNI basados en la capacidad de generación de las centrales y la disponibilidad de los equipos de potencia de la red distribución.
- Establecer un marco de remuneración para GD en las ZNI en media y baja tensión.

1.5. MARCO TEÓRICO

1.5.1 DEFINICIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

No existe consenso, a nivel mundial de Generación Distribuida (GD), al existir factores que afectan a su definición: tecnologías empleadas, límite de potencia, conexión a red, etc. El Distribution Power Coalition of América (DPCA) la define como, cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución[24].

La Agencia Internacional de la Energía (IEA, International Energy Agency) define a la GD como unidades que generan energía eléctrica en la red de baja tensión o dentro de las compañías locales de distribución, sin embargo, no hace referencia a valores de generación a diferencia de las otras definiciones y la asocia a tecnologías como los motores, mini y micro turbinas, pilas de combustible y energía solar fotovoltaica [25].

El Congreso y Exposición Internacional sobre Distribución de Energía Eléctrica (CIRED), define la GD como todos los generadores con una capacidad máxima entre 50 MW a 100 MW, conectados al sistema eléctrico de distribución y no están despachados en forma centralizada [26].

1.5.2 REGULACIÓN DEL MERCADO

El tratamiento conceptual de la regulación admite un extenso abanico de temas en su gran mayoría de carácter técnico, relacionados con concesiones, tarifas, inversiones, mercados, desarrollos tecnológicos y otros por el estilo así, la regulación parece ser:

Una función indelegablemente estatal, ejercida principalmente sobre actividades privadas (aunque a veces también públicas) en la que está involucrado un interés social orientada a incidir sobre el comportamiento de quienes desarrollan esas actividades para preservar ese interés social, amparándose para ello en una normatividad que da fuerza ejecutiva y legitima a la intervención estatal haciendo posible en caso de incumplimiento la aplicación de sanciones [27].

1.5.3 INSTRUMENTOS DE REMUNERACIÓN COMERCIAL GD

Para la regulación de la remuneración económica de GD los instrumentos más comunes utilizados en el ámbito internacional de acuerdo a [28] son:

- Feed in Tariff (FIT): Este instrumento normativo busca establecer una tarifa especial, premio o sobre precio por la energía que un proveedor renovable inyecte a la red [29]. El gobierno nacional, provincial o municipal, interviene en el precio al que se le compra la energía al generador, con lo que este puede obtener una seguridad que le será comprada y a un precio subvencionado como para que pueda recuperar la inversión inicial [30].
- Net Metering o Medición Neta (NM) es un instrumento que permite a una central de GD, conectarse a la red eléctrica local e inyectar energía, especialmente útil aquellas tecnologías que producen energías renovables como la solar fotovoltaica y energía eólica [31].Al final del período de facturación, el cliente sólo paga por su consumo neto: el total de recursos consumidos, menos el total de recursos generados, es de aclarar que existen variaciones de NM como lo son: Aggregated Net Metering (ANM),Virtual Net Metering (VNM) , Net Billing O Facturación Neta y la Venta de Excedentes.

1.6 ALCANCE Y LIMITACIONES

Se pretende proponer una forma de remuneración para la GD en las ZNI en media y baja tensión basada en la clasificación de las centrales de GD, fundamentada en la rentabilidad de los proyectos de GD. Se excluyen a otras tecnologías de generación que no son consideradas aún de uso comercial.

1.7 ESTRUCTURA DE LA MONOGRAFÍA

Las revisiones literarias referentes a GD en los mercados, la identificación de los factores que permitieron la integración, la propuesta de clasificación de GD en las ZNI y la propuesta de un marco

tarifario paras las ZNI, se realizaron continuamente y de forma transversal para cada uno de los tres objetivos desarrollados en este trabajo.

La estructura del trabajo se divide en tres partes:

En primera instancia basada en la revisión literaria se identifica cuáles son los factores que permitieron la integración de la GD y los factores que permitieron la integración de GD en el ámbito internacional de países como EEUU, España, Alemania, Chile, Brasil y finalmente se hacen recomendaciones para el caso Colombiano.

Segundo se definen los criterios de clasificación de GD basada en la capacidad de generación de una central de GD, la relación entre la potencia instalada de la misma y la capacidad de carga del transformador aguas arriba.

Finalmente se establece el marco de remuneración para las ZNI en baja y media tensión para sistemas fotovoltaicos (SFV) y sistemas de generación eólica (SGE) a partir de la normalización de centrales de GD, la capacidad energética el recurso energético de la zona donde se encuentren y una tasa interna de retorno fijada

1.8 METODOLOGÍA DE LA MONOGRAFÍA

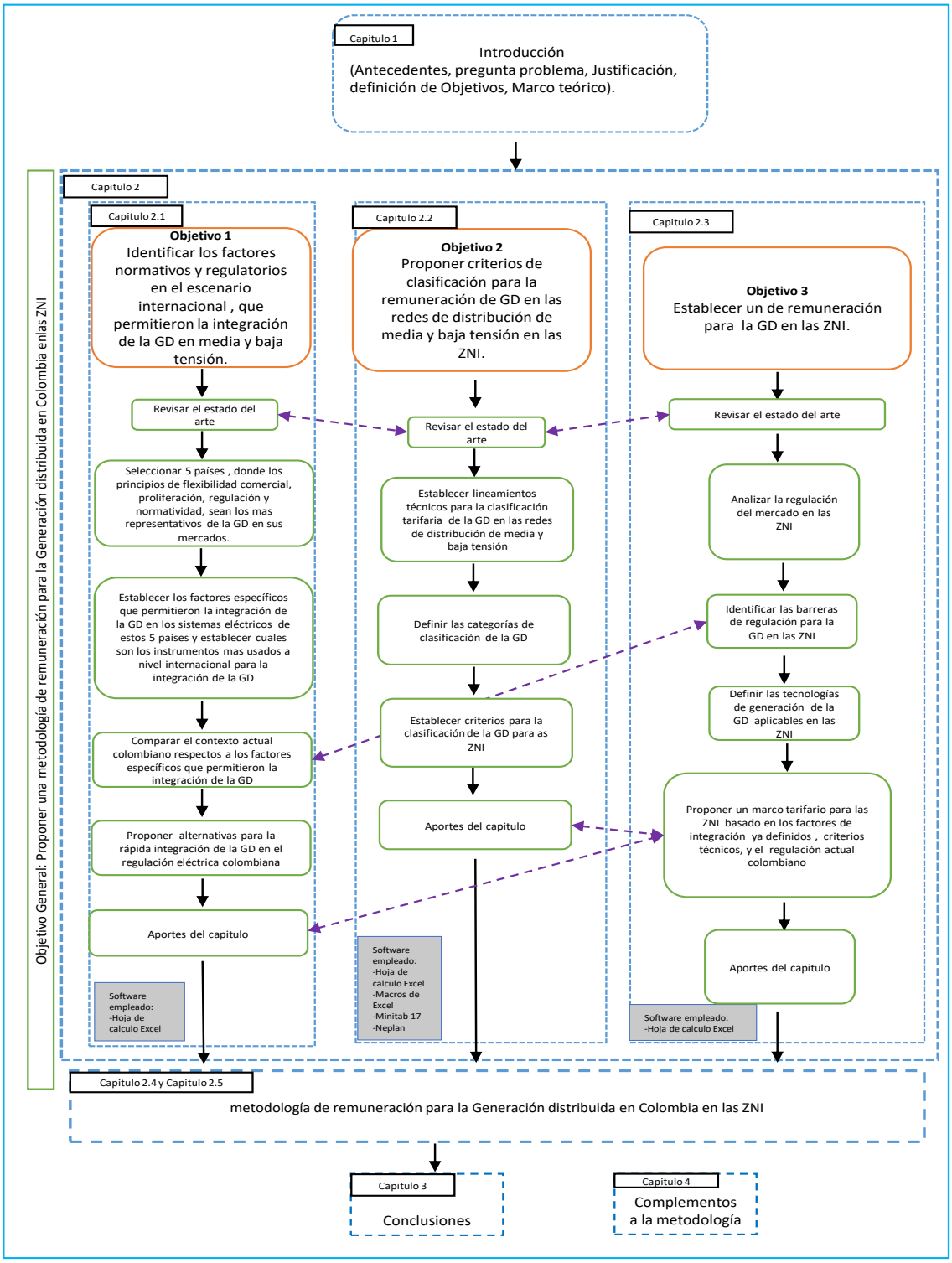

Figura 1. Resumen Metodología
Fuente: Elaboración Propia

2. PROPUESTA METODOLOGICA DE REMUNERACIÓN PARA GD EN COLOMBIA EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN

2.1 PRINCIPALES INSTRUMENTOS PARA LA INTEGRACIÓN DE GD

En la figura 2 se presentan los porcentajes de participación a nivel internacional en la generación de GD [24].

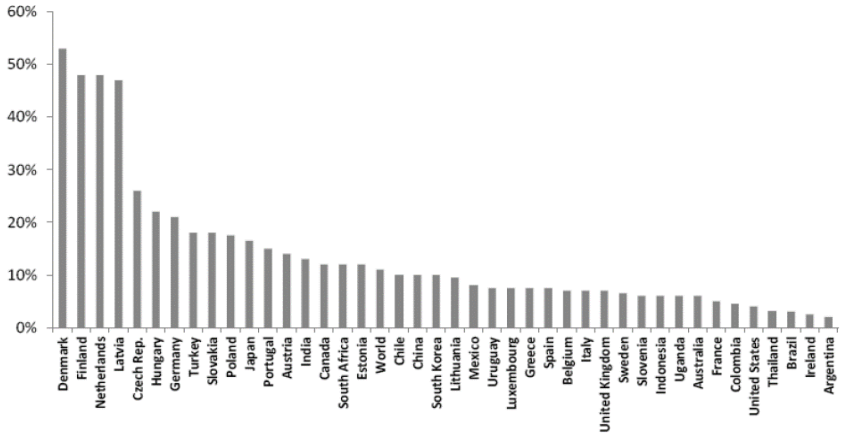

Figura 2. Porcentaje de participación en generación distribuida mundialmente.
Fuente [32]

Estos porcentajes de participación de GD en la producción de energía eléctrica en cada país son en parte el resultado de diferentes instrumentos implementados para permitir y fomentar el uso de GD [33]. En la tabla 1 se presenta un resumen de los principales instrumentos asociados a factores regulatorios y normativos para la inclusión de GD en los países de la figura 2.

País	Exención del IVA	Exención de otros impuestos locales	Impuesto sobre el carbono	Depreciación acelerada	Fondos específico	Financiación directa	El Feed in Tariff (FIT)	Net Metering (NM)	cuota obligatoria	Certificados	uso comercial	Bibliografía revisada
Dinamarca	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	[34]–[39]
Finlandia			x	x		x	x			x	x	[38]–[40]
Holanda	x	x	x	x	x	x	x	x		x	x	[37]–[39], [41], [42]
Letonia	x	x	x				x	x				[38], [39], [43], [44]
Rep. Checa	x	x	x	x	x					x		[38], [39], [45]
Hungría	x	x	x	x		x	x					[38], [39], [42], [46]
Alemania	x	x	x	x	x	x	x	x			x	[34], [38], [39], [42], [47]–[49]
Turquía	x		x			x	x					[38], [39], [50], [51]

País	Exención del IVA	Exención de otros impuestos locales	Imp. carbono	Depreciación acelerada	Fondos específico	Financiación directa	(FIT)	(NM)	cuota obligatoria	Certificados	uso comercial	Bibliografía revisada
Eslovaquia	x	x	x				x			x		[38], [39], [47], [52]
Polonia	x	x	x			x			x			[38], [39], [53], [54]
Japón				x		x	x	x	x	x		[38], [39], [55]
Portugal	x	x	x	x	x	x	x		x			[38], [39], [56], [57]
Austria			x	x	x	x	x			x		[38], [39], [47], [58], [59]
India			x	x	x	x	x	x	x	x	x	[38], [60], [61]
Canadá	x	x	x	x	x	x	x	x	x			[38]
Suráfrica	x	x	x	x		x		x	x	x		[38], [62]
Estonia			x			x	x				x	[38], [39], [63]
Chile			x		x	x		x	x	x	x	[38], [64]–[67]
China	x	x	x	x	x	x	x		x		x	[38], [39], [68]
Sur Corea	x	x	x	x	x	x		x	x	x		[38]
Lituania			x			x	x		x			[38], [39], [47], [69]
México				x	x	x			x	x	x	[38], [64], [65], [67]
Uruguay	x					x			x		x	[38], [64], [65], [67]
Luxemburgo			x	x			x					[38], [39], [47], [70]
Grecia	x	x	x	x	x	x	x		x			[38], [39], [47], [71]
España			x	x	x			x		x	x	[38], [39], [72], [73]
Bélgica			x	x	x			x	x	x		[38], [39], [74]
Italia	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		[38], [39], [47], [75], [76]
Reino Unido	x	x	x	x		x	x		x	x	x	[38], [39], [47], [77], [78]
Suecia	x	x	x	x	x	x			x	x		[38], [39], [79]
Eslovenia	x	x		x	x	x	x			x		[38], [39], [80]
Indonesia	x	x	x	x	x	x	x		x			[38], [81]
Uganda	x	x		x		x	x					[38]
Australia			x	x		x	x		x	x		[72], [82]
Francia	x	x	x	x	x	x	x			x		[38], [39], [47], [83], [84]
Colombia	x	x		x	x	x						[38], [64], [65]
EE UU	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	[38], [39], [85], [86]
Tailandia	x	x	x	x		x	x					[38]
Brasil					x	x	x	x	x		x	[38], [64], [65], [67], [87], [88]
Irlanda			x				x			x		[34], [38], [39], [89]
Argentina	x	x		x	x	x	x	x			x	[38], [64], [90]–[92]

Tabla 1. Resumen de los principales instrumentos que facilitaron la inclusión de la GD en los países donde esta tiene más participación dentro de sus matrices energéticas en el mundo.

Fuente: elaboración propia.

2.1.1 CARACTERÍSTICAS DE GD EN PAÍSES REFERENTES

En esta sección se presenta un resumen de la regulación de la GD en 5 países, la selección y su respectiva justificación es: Alemania por la rápida integración y porcentaje GD [93] [94], EEUU por la variedad y flexibilidad de sus mercados [95] [96], España por su regulación [97], Chile por su regulación [98] y Brasil por la rápida integración de GD [99].

	Participación de GD (%)	Uso de Principales instrumento para GD (%)	Potencia instalada GD (GW)	Capacidad instalada (GW)
Alemania	22	81,82	42,81	194,57
Chile	13	63,64	2,77	21,28
España	8	54,55	8,42	105,28
Colombia	6	45,45	1,01	16,87
EE.UU	5	100	54,00	1080
Brasil	3	54,55	4,43	147,73

Tabla 2. Tabla comparativa entre Colombia y países referentes.
Fuente: Elaboración propia

2.1.1.1 CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA ALEMANIA

La generación distribuida en Alemania tiene un modelo mixto de remuneración, GD se caracteriza porque tiene una fuerte remuneración, tanto a la energía eléctrica generada por la instalación e inyectada a la red remunerada desde la metodología Feed in Tariff, así como la energía auto consumida por el usuario de forma instantánea remunerada desde la metodología Net Metering [100].

Legislación: En el ámbito jurídico tiene la ley "Energiewende" [101] una estrategia de transformación de la energía en Alemania, la ley tiene como objetivo establecer un compromiso a nivel nacional para el logro de la descarbonización de la economía y la transición de la generación eléctrica a expensas de carbón y energía nuclear por la generación eléctrica basada en energías renovables para un plazo cuatro décadas. Como compromiso para el año 2022, Alemania debe desmantelar todas las centrales nucleares situadas en su territorio. En la actualidad, la cuota de las energías renovables en el balance de combustible del país es del 25%, y con esta ley se pretende cambiar la proporción de manera progresiva 50% para el año 2030, 60% para el 2040 y el 80% para el año 2050, también se pretende mejorar la eficiencia energética, de manera específica disminuir el consumo en un 25% para el año 2050, esta ley se basa en Balance neto y está enfocado para los ciudadanos [102].

Normatividad: Como se comentó en Alemania se manejan dos tipos de instrumentos de remuneración, el Net Metering para usuarios pequeños "consumidores" como forma de pago de autoconsumo contratos se estipulara el precio de recompra de energía y el Feed in Tariff la cual se subdivide en dos, la primera Feed in Tariff Premium para el autoconsumo, en el que primara en mayor medida el consumo instantáneo mayor al 30% de la energía eléctrica generada por la instalación. El

incentivo varía en función de la modalidad de potencia instalada como se observa en la figura 3 y se explica detalladamente en [100].

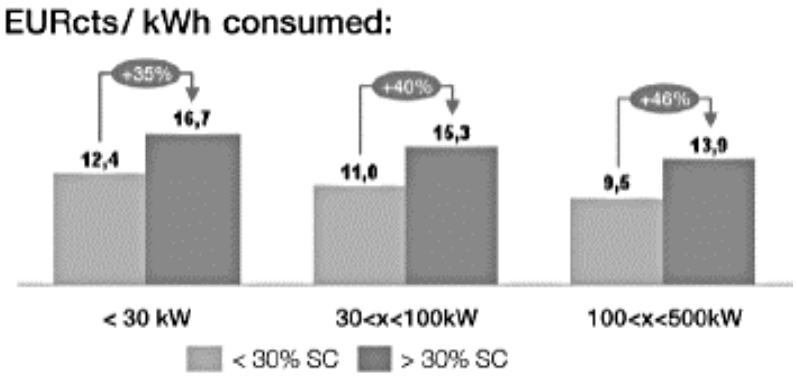

Figura 3. Sistemas de tarifas con incentivos Alemania.
Fuente:[100]

2.1.1.2 CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA ESTADOS UNIDOS

El análisis y recuento del mercado eléctrico de Estados Unidos resulta realmente valioso, debido a la estructura del sector eléctrico, existen compañías tanto privadas como oficiales prestan el servicio de electricidad en todos sus niveles [103]; también, al ser un país con una constitución federalista se observa un gran número de políticas y reglamentos estos varían de estado en estado y permiten una competencia con principios como la fiabilidad en el sistema eléctrico y la satisfacción de la demanda bajo la premisa de calidad. La interacción de todos estos actores en el mercado eléctrico estadunidense permite la implementación e integración de GD resulte más fácil.

Legislación: En marco jurídico establece el derecho a que la electricidad producida sea comprada por las compañías eléctricas existe en los Estados Unidos desde 1978 por medio de la legislación federal llamada PURPA (Public Utility Regulatory Policies Act) [104]. Pero es durante los últimos 10 años la mayoría de estados han aprobado legislación sobre la generación distribuida ya que el Energy Public Act del 2005 obliga a las empresas eléctricas a permitir la interconexión de sus clientes interesados en generar su propia electricidad [105].

En todos los estados el servicio eléctrico es considerado un servicio público ya que se presta y/o regula por el gobierno (federal, estatal o local). Pero igualmente en todos los estados la generación eléctrica está abierta a la inversión privada. La generación distribuida no se regula como un servicio público y el acceso a los usuarios para generar para autoconsumo e intercambio con la red requiere únicamente de un contrato con la empresa eléctrica.

Como consecuencia de este marco jurídico y de los beneficios se da en el año 2015 se instalaron 2,9 GW de potencia solar distribuida en el sector residencial y el comercial, llegando a representar una potencia acumulada de 11 GW [106] esto debido a el costo comercial de algunas tecnologías a

disminuido un 8% en EEUU durante el 2016 y 39% desde el 2010 [103], la segunda es el tamaño reducido de los sistemas y su continuada disminución de precios lo hacen más fácil de financiar.

Normatividad: La comercialización maneja los siguientes factores, Balance neto (Net Metering) lanzado por primera vez en los EE.UU. a inicios de los ochenta, el Net Metering, o balance neto es, junto con el Renewable Portfolio Standards, el más significativo impulso para que los consumidores instalen plantas de generación renovable, especialmente fotovoltaica, en el sector doméstico. Actualmente está regulado por el Energy Policy Act de 2005 y parte de su éxito reside en la simplicidad administrativa y tecnológica requerida, puesto que tan sólo requiere un contador bidireccional [106].

Primas a la renovable (Feed-In Tariff), es un mecanismo de incentivo directo mediante el cual les permite a los "Prosumidores" puedan vender la electricidad generada al comercializador con el quienes tengan contratado su suministro. El precio de venta de dicha electricidad es muy variable y depende tanto de la legislación estatal como del comercializador [85]. En el caso de Feed-in Tariff una vez se establezca un contrato es necesario establecer un tiempo mínimos de prestación del servicio que permitan al Prosumidor recuperar la inversión inicial, basado en la confiabilidad de los sistemas generación.

Dada la relativa independencia a la hora de establecer las tarifas usadas por medio de la metodología Feed-in Tariff por su carácter federal se pueden tener un gran número de ofertas tal como se muestra en la tabla 3:

Estado	Tarifa FiT (USD/kWh)
California	0.17-0.38
California	0.08929
Hawái	0.19-0.22
Indiana	0.138-0.17
Vermont	0.1096-0.1249
Washington	0.19-0.22

Tabla 3. Metodología Feed-in Tariff en los Estados Unidos
Fuente: [85]

Incentivos:

- Industry recruitement y support: Este tipo de incentivos agrupa aquellos programas de incentivos financieros establecidos por algunos estados con objeto de desarrollar el tejido manufacturero requerido por las energías renovables y la eficiencia energética, dentro de su territorio. Generalmente se llevan a cabo mediante bonificaciones fiscales, exenciones fiscales y subvenciones.
- Investment Tax Credit:(ITC): El Crédito Fiscal por Inversión o investment tax credit, en inglés, es una medida a la que se pueden acoger los sujetos pasivos del impuesto, tanto residenciales como comerciales, quienes reciben un crédito por valor del 30% del coste del

sistema de generación en sus impuestos federales. Los créditos fiscales estatales funcionan de manera análoga, pero aplican a los impuestos estatales, el valor del crédito varía de un estado a otro y puede limitare exclusivamente al sector residencial o al comercial. Existe además una variación de estos créditos fiscales aplicada a la generación de las plantas (¢/kWh) y se extiende por un número de años [107].

- Loan Programs: Se trata de programas implementados a nivel estatal, gobiernos locales o utilities y consisten en la concesión de un préstamo con un interés bajo que facilita la financiación necesaria para comprar equipos y/o sistemas de energía renovable y/o eficiencia energética. a diferencia de los incentivos en efectivo directos, los loan programs no reducen el precio de los equipos, pero facilitan su compra extendiendo el coste del sistema durante un periodo de tiempo.
- Property Assessed Clean Energy (PACE): Es un tipo de financiación implementado se en unos 27 estados de Estados Unidos. Bajo este mecanismo algunos condados o estados conceden al propietario de una vivienda un crédito que éste devolverá pagando, durante 15-20 años, un impuesto a la propiedad más elevado. En caso de venta la deuda fiscal de dicha vivienda se transmitiría al nuevo propietario.
- Property Tax Incentives: Incluye las exenciones, reducciones y los créditos. La mayoría consisten en no considerar el valor añadido de la energía renovable a la hora de valorar la propiedad a efectos de impuestos.
- Rebates: Se denomina reembolso, descuento o rebate, en inglés, al dinero que devuelven al consumidor por la compra de un determinado equipo de generación o por implementar medidas específicas de eficiencia energética. Esta medida se puede establecer tanto a nivel de estado como voluntariamente por las utilities.
- Strike Price: Es el precio de la electricidad basado en el coste de inversión de una determinada tecnología de generación baja en carbono.

2.1.1.3 CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA ESPAÑA

Bajo la complementariedad entre los modelos de generación centralizado y distribuido para el desarrollo del sistema eléctricos se dio un aumento en las fuentes de energías renovables ejemplos de esto son: la capacidad instalada de España para el año 2008 era de 95.648 MW, de los cuales 29.200 MW correspondían a generación distribuida (cerca de un 30.53%), repartidos entre cogeneración, renovables y biomasa. Generalmente, las centrales de generación inferior a 50 MW y la generación mediante fuentes de energía renovables se compone de 50.885 instalaciones solares fotovoltaicas, 946 hidroeléctricas y 1761 corresponden a eólicas [108]. Entre 2004 y 2011, se ha pasado de tener 5.175 puntos de generación eléctrica a más de 60.000. Obviamente, no todos ellos corresponden a instalaciones de generación distribuida pero dan idea de la proliferación de centrales de generación instaladas en España durante la última década [109]; Esto demuestra que las políticas implementadas en España han cumplido con el objetivo de introducir los recursos energético distribuidos (DER) dentro del mercado español eléctricos.

Legislación: En cuanto al marco jurídico está la Ley 24/2013 del sector eléctrico regula, por primera vez en la normativa española, el autoconsumo de energía eléctrica, hasta ahora no tenían marco legal

ni reglamento específico, aunque básicamente se limita a definir las tres posibles modalidades de autoconsumo. Esta ley detalla el autoconsumo de forma muy amplia al establecer que se trata de "el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor" [110]. A diferencia de la propuesta de Real Decreto de autoconsumo, no especifica si el neto ha de ser horario, mensual o anual.

Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, este regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

Normatividad: En España la incorporación de GD ha llevado a la modificación de aspectos normativos para satisfacer los problemas propios de la proliferación de GD en los sistemas eléctricos como sugerencia en [111] una regulación de la tarifa debe tener como principios: considerar que sus medidas regulatorias propuestas deberían facilitar la eficiencia global del sistema, el auto consumidor debería pagar por la red de distribución, en función del tramo de tensión al cual se conecte y el nivel de tensión conectado, establecer máximos de potencia instalada e inyectada en los nodos para que sea en la menor medida posible el usar el sistema de distribución.

Incentivos: Régimen especial de generación de electricidad con fuentes renovables propone la adaptación del marco retributivo para la energía eléctrica generada con energías renovables ,contemplan unos niveles de retribución a la generación eléctrica que permitan la obtención de unas tasas razonables de rentabilidad de la inversión [112]. Para su determinación se tienen en cuenta los aspectos técnicos y económicos específicos de cada tecnología, la potencia de las instalaciones, el número de horas anuales de funcionamiento y su fecha de puesta en servicio, todo ello si se utilizan criterios de eficiencia económica en el sistema.

2.1.1.4 CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN CHILE

Legislación: La generación distribuida, en Chile posee una regulación especificada a través de la Ley N° 20.571 de 2012 [113].Esta legislación otorga el derecho a los clientes de las empresas distribuidoras a producir su propia energía con el fin de fomentar el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en Chile se regula el pago de las tarifas eléctrica de las generadores residenciales", según la norma los usuarios tienen derecho a inyectar excedentes de energía a la red de distribución y se remunere dicha inyección, la capacidad instalada por cliente no puede superar los 100 kW [113] .

La ley 20.571 establece un proceso de conexión ver figura 4 en el que se establecen 9 pasos para en un transcurso promedio de ocho meses se pueda estar generando "Propia energía", se establecen 6 formularios donde se encuentras en la SEC, para ser diligenciado por los Clientes, Instaladores y Distribuidores.

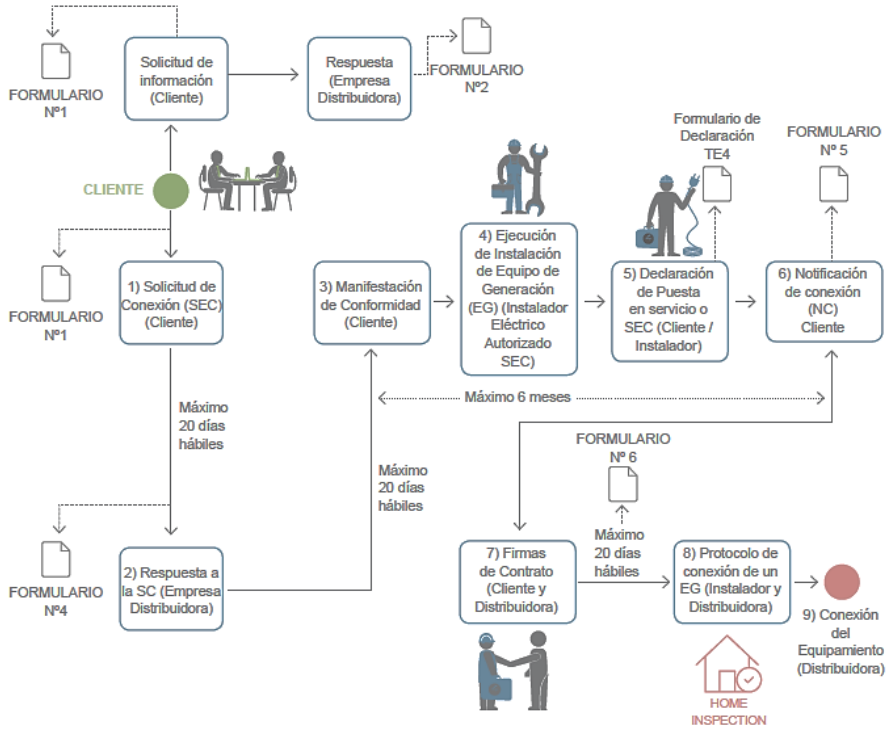

Figura 4. Proceso de conexión ley 20571
Fuente: [114].

El Decreto supremo N° 244 de 2006 define las diferentes ERNC desde su capacidad instalada y sistema de transporte de energía como se observa en la figura 5.

- (MGNC): Medios de generación no convencionales. Potencia (9 a 20 MW), sistema de distribución y transmisión.
- (PMG): Pequeños medios de generación. Potencia (0 a 9 MW), Sistema de transmisión.
- (PMGD): Pequeños medios de generación distribuida. Potencia (0 a 9 MW), Sistema de distribución.

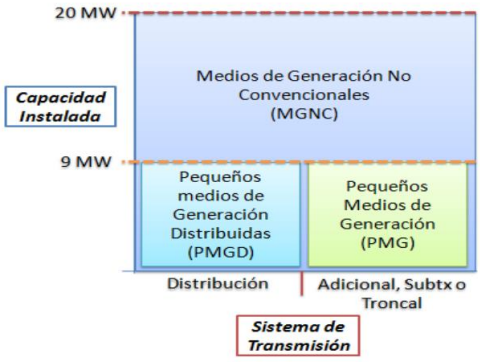

Figura 5. Capacidad instalada y sistema de transporte de energía según ERNC
Fuente: Definición de ERNC DR 244. [114]

Ley N°20.257 - 2008 (Ley de Energías Renovables No Convencionales) obliga a las empresas que comercializan energía eléctrica con distribuidoras u otros clientes, a realizar una oferta mínima del 10% de energía proveniente de fuentes renovables no convencionales o de centrales hidroeléctricas con potencia inferior a 40.000 kW [114].

Normatividad: En Chile se implementó un Net-billing (Facturación neta)y el Net-Metering (Balance neto) esto es debido a que la norma se basa especialmente en un autoconsumo, esto deja dos posibilidades al usuario: genera menos de lo consumido o consumir más de lo generado. "Si el pequeño productor de ERNC ha consumido de la red, más energía de la inyectada, la distribuidora eléctrica factura de forma normal la diferencia (Precio electricidad consumida de la red – valorización de la electricidad inyectada a red)"

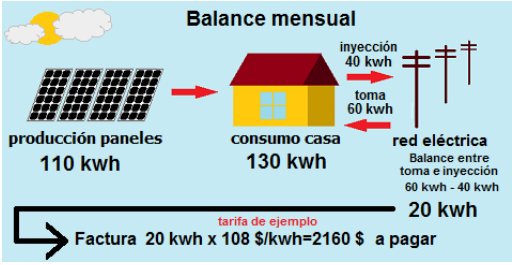

Figura 6**.** Balance mensual negativo.
Fuente:[115]

Si el pequeño productor de ERNC ha inyectado más energía a la red de la que ha consumido, la diferencia a favor del pequeño productor (valorización de la energía inyectada menos Precio de la energía tomada de red) queda almacenada virtualmente y se descontará al precio de las facturas de meses siguientes. La ley determina la valorización resultante a favor del pequeño productor de ERNC deberá ajustarse mes a mes conforme al IPC. Si el saldo a favor del cliente no puede ser descontado en el plazo de tiempo determinado en el contrato, el monto será pagado en dinero al pequeño productor por la concesionaria" [115].

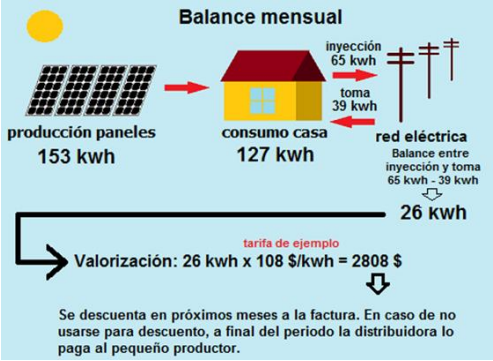

Figura 7. Balance mensual Positivo.
Fuente [50]

2.1.1.5 CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA BRASIL

Legislación: Para Brasil la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha definido a través de la Resolución Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, las reglas para el acceso de la generación distribuida a los sistemas de distribución de energía eléctrica y al sistema de compensación de energía eléctrica, es decir, al sistema Net Metering o Balance Neto. Dicha resolución ha dividido los generadores en dos categorías:

- Micro generación distribuida: son las centrales generadoras con potencia instalada menor o igual a 100 kW, que utilicen fuentes basadas en energía solar, hidráulica, eólica, biomasa o cogeneración calificada.
- Mini generación distribuida: son las centrales generadoras con potencia instalada superior a 100 kW e inferior o igual a 1MW, que utilicen fuentes basadas en energía solar, hidráulica, eólica, biomasa o cogeneración calificada

Normatividad: El sistema de compensación se define como la energía activa transferida a la red de distribución por una unidad consumidora, a ser posteriormente compensada con el consumo de la misma cantidad de energía por la misma unidad consumidora u otra de la misma titularidad. Los créditos de energía acumulados son válidos por un período de 36 meses [116]. Si en la unidad consumidora existe la medición con discriminación horaria, la energía introducida en la red en un cierto horario podrá ser compensada en otro horario, en este caso la diferencia de tarifa se deberá tener en cuenta. En el caso donde el consumidor elija por compensar los créditos en otra unidad consumidora de su titularidad, esta deberá ser suministrada por la misma distribuidora, no se permite la compensación en unidades consumidoras ubicadas en otra área de concesión.

Incentivos:

- Decoupling de receita: La ruptura de la relación entre los ingresos y el volumen de energía vendida, provocando la rotación de los distribuidores no es afectado por la adopción de políticas de eficiencia energética [117].
- Energy efficiency rate design: Diseño de aranceles para motivar a los consumidores a hacer inversiones en eficiencia energética. Por ejemplo, si los consumidores hacer inversiones en eficiencia energética reducen la congestión del sistema de distribución o el pico de la demanda, el operador puede compensar al consumidor por los beneficios que dichas inversiones aportan al sistema [118].
- Energy efficiency obligations: bonos a las metas de eficiencia energética establecidas para los distribuidores, se logra mediante el ahorro de energía por parte de los consumidores
- Performance incentives: Los pagos o ajustes de tarifas, a los distribuidores por lograr ciertos objetivos. Esta práctica de los incentivos financieros puede combinarse con otros métodos.
- Integrated resource planning: Proceso en el cual el regulador exige a los distribuidores invertir en la eficiencia energética como parte de su planificación de la energía.

2.1.2 FACTORES QUE HAN PERMITIDO LA INTEGRACIÓN DE GD

Entre los distintos factores de integración consultados se destacan los instrumentos creados para facilitar la inclusión de GD en sus respectivos contextos, estos se pueden dividir en cuatro grandes grupos: el primero de carácter legislativo, el segundo de carácter económico, el tercero de carácter normativo y por ultimo de carácter investigativo donde una adecuada coordinación de los mismo permite la inclusión de GD [119].

2.1.2.1 INSTRUMENTOS DE CARÁCTER LESGISLATIVO

Entre los instrumentos legislativos más importantes se destacan las leyes afines a GD y tienen como principio establecer un marco jurídico para facilitar la integración de la misma por medio de una planeación política donde permita la diversificación la matriz de generación ampliándola a una con GD. Además proponer mecanismos de ayuda a la GD para competir con la generación centralizada. Estos instrumentos pueden ser estructuras tarifarias que consideren las externalidades de cada tipo de fuente de energía, más incentivos y normatividad adecuada para que GD pueda competir en condiciones similares con el resto de opciones de generación.

2.1.2.2 INSTRUMENTOS DE CARÁCTER ECONÓMICO

Los instrumentos económicos funcionan como un complemento de los instrumentos legislativos, estos definen las ventajas y beneficios económicos que implicarían usar estos tipos de tecnología, para así intentar motivar su implementación, las figuras más representativas usadas en este tipo de políticas son: exención del IVA, exención del impuesto sobre los combustibles, beneficios fiscales de importación/exportación, exención nacional de impuestos locales, de impuesto sobre el carbono y depreciación acelerada.

También en algunos casos se crean instrumentos para la adecuación del uso de GD y su intervención los más usuales son:

- Subastas: ventas reguladas por el gobierno que se utilizan para contratar energías renovables.
- Tarifa regulada: Existen tarifas reguladas para los productores de electricidad renovable cualificados.
- Prima: Existe el pago de una prima para los productores de electricidad renovable cualificados.

Es necesario resaltar que la implementación de algunas de estas políticas tiene como objetivo establecer dineros públicos para facilitar la implementación de estas tecnologías y tales como:

- Fondo específico: Fondo público existente dedicado exclusivamente a financiar los proyectos de energías renovables donde cumplan con los criterios establecidos.
- Fondo elegible: Fondo público existente que puede financiar determinados proyectos de energías renovables.

- Apoyo previo a la inversión: Apoyo directo o indirecto suministrado para estudios de viabilidad, mapeo de recursos y otras actividades previas a la inversión.
- Financiación directa: Financiación directa que incluye subsidios, subvenciones, inversiones directas y contratos directos, suministrada a los proyectos de energía renovable elegibles.
- Cobertura de divisa: Políticas en vigor para protegerse de la volatilidad de las divisas; generalmente denomina los beneficios de las políticas en dólares estadounidenses.

2.1.2.3 INSTRUMENTOS DE CARÁCTER NORMATIVO

Este tipo de instrumentos se encargan de establecer en forma más específica la relación de GD con el sistema eléctrico y el mercado energético, entre los instrumentos normativos hay de dos tipos: económicos y técnicos. En el ámbito económico: la remuneración, la composición y gestión dentro del mercado eléctrico; en el ámbito técnico: la definición y asignación de las funciones de GD dentro del sistema eléctrico, las condiciones para su buen uso (equipos necesarios), y criterios de mínimos de calidad.

Los instrumentos de remuneración comúnmente aplicados a nivel internacional son:

El Feed in Tariff (FIT) establece que el estado interviene en determinar los precios a los cuales se va a comprar la energía a los generadores definidos en GD sea de manera nacional o regional, así le es más fácil para los generadores establecer tiempos donde se recupera la inversión inicial. Esto es de gran ayuda debido a que la mayoría de las energías renovables o tecnologías no convencionales de GD requieren de una gran inversión inicial, forma bastante útil para realizar estudios de viabilidad económica e incentiva la inversión hacia este campo. La metodología FIT surgió por primera vez en Estados Unidos en 1978, y de allí se expandió a más de 50 países y estados, como Alemania, España y Dinamarca, donde se destacan por el éxito de su implementación [120].

El otro sistema tarifario es el Net Metering (NM), Este mecanismo ha probado ser eficiente en el desarrollo de infraestructura para generar electricidad renovable en Europa, Japón, Canadá y los Estados Unidos. En países como Costa Rica, Argentina y Brasil se está empezando a probar dicha política [120] en algunos países existen pequeñas variaciones del NM que permiten un mejor acople del usuario con el sistema y así mismo un mejor desempeño del sistema eléctrico, algunos de estas variaciones son:

- Aggregated Net Metering (ANM) Permite a cualquier participante del Net Metering utilice créditos energéticos generados de un solo sistema en la facturación de diferentes medidores.
- Virtual Net Metering (VNM) Permite a diferentes participantes del Net Metering reciban los beneficios de una misma instalación generadora de energía, de manera que los kWhs generados son acreditados de manera proporcional a diferentes facturas. Por ejemplo, múltiples tiendas de un centro comercial compartan los créditos de un mismo sistema fotovoltaico sobre el techo del lugar.
- Venta de Excedentes: establece la posibilidad al generador distribuido pueda vender su excedente a la empresa eléctrica, y en casi todos los casos este excedente es comprado con una tarifa de “costo evitado”. El “Avoided Cost”, o costo evitado, es en esencia el costo

marginal en que incurriría la empresa de servicios eléctricos para producir o comprar una unidad eléctrica más. Los generadores distribuidos reducen la necesidad de las empresas eléctricas de generar esa electricidad ellos mismos y por esta razón se les compra dicha electricidad a la tarifa del costo evadido.

Entre las normatividad de acceso y requerimientos para la integración con la red de energía eléctrica se tiene:

- Descuento/exención en la transmisión: Exenciones o descuentos en vigor en las tasas de transmisión para los productores de electricidad renovable cualificados.
- Transmisión prioritaria/dedicada: Transmisión prioritaria en caso de congestión de la red y/o líneas de transmisión dedicadas para los productores de electricidad renovable cualificados.
- Acceso de red: garantizada o regulada el acceso a la red para los productores de electricidad renovable cualificados.
- Despacho preferente: La electricidad de los productores de energía renovable cualificados se despacha primero.
- Otros beneficios de red: como exenciones de planificación o de otras tasas para los productores de energía renovable cualificados.
- Cuota: Se han establecido legalmente cupos obligatorios de generación de electricidad renovable.
- Sistema de certificados: Se ha establecido un sistema de certificados de energías renovables para, mediante canje, cumplir con la cuota. Implementado únicamente con una cuota (lo contrario no es aplicable).

2.1.2.4 INSTRUMENTOS DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO

Son aquellos acciones por parte de los estados u organizaciones no gubernamentales al disponer recursos, para que la academia en su función y/o entes privados investigue, con el fin de crear nuevas tecnologías y solucionar los problemas presentados con las tecnologías presentes. Entre estas políticas, las más comunes implementadas por los estados según The International Renewable Energy Agency (IRENA) [64] son:

- Ley/programa de energía solar térmica: Una ley o programa específico en vigor para fomentar la energía solar térmica.
- Ley/programa de electricidad solar: Una ley o programa específico en vigor para fomentar la electricidad solar.
- Ley/programa de energía eólica: Una ley o programa específico en vigor para fomentar la energía eólica.
- Ley/programa de energía geotérmica: Una ley o programa específico en vigor para fomentar la energía geotérmica.
- Ley/programa de biomasa: Una ley o programa específico en vigor para fomentar la bioenergía para generación eléctrica o suplir los servicios ofrecidos.

2.1.3 INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN COLOMBIA

2.1.3.1 MARCO LEGISLATIVO

En la actualidad se cuenta con la Ley 1715 de 2014 cuyo objetivo principal es introducción de la generación a partir de fuentes no convencionales (FNCE) mediante la participación en zonas no interconectadas, quedando excluida la generación distribuida pero otorgando a la CREG la facultad de regular a las FNCE y GD, como resultado de esto se tiene la resolución 121 de 2017 regula la remuneración para los generadores distribuidos [26]. Además la ley 1715 obliga a la CREG a establecer las condiciones de cooperación y coordinación entre los sectores privado y público para que las FNCE sean usadas en el sistema eléctrico y su control tenga como directrices las leyes 142 y 144 de 1994.

2.1.3.2 MARCO NORMATIVO

En el ámbito técnico, en Colombia existen varias normas y guías publicadas por el ICONTEC enfocadas en el establecimiento de procedimientos para los sistemas de generación y su relación con la red de distribución, los más habituales dentro de GD son los SFV y SGE.

Ejemplos de estas normar y guía son en el caso de los SFV:

- NTC 2050, sección 690: Las disposiciones de esta Sección se aplican a los sistemas fotovoltaicos de generación de energía eléctrica, incluidos los circuitos eléctricos, unidad o unidades de regulación y controladores de dichos sistemas. Los sistemas solares fotovoltaicos a los que se refiere esta Sección pueden estar interconectados con otras fuentes de generación de energía eléctrica o ser autónomos y tener o no acumuladores.
- NTC 2883, Módulos Fotovoltaicos (Fv) De Silicio Cristalino Para Aplicación Terrestre. Calificación Del Diseño Y Aprobación De Tipo.
- NTC 5549, Sistemas Fotovoltaicos Terrestres. Generadores De Potencia. Generalidades Y Guía.
- NTC 2959, Guía Para Caracterizar Las Baterías De Almacenamiento Para Sistemas Fotovoltaicos.
- NTC 5627, Componentes De Acumulación, Conversión Y Gestión De Energía De Sistemas Fotovoltaicos. Calificación Del Diseño Y Ensayos Ambientales.
- NTC 4405, Eficiencia Energética. Evaluación De La Eficiencia De Los Sistemas Solares Fotovoltaicos Y Sus Componentes.
- GTC 114, Guía De Especificaciones De Sistemas Fotovoltaicos Para Suministro De Energía Rural Dispersa En Colombia.
- NTC 5710 Protección Contra Las Sobretensiones De Los Sistemas Fotovoltaicos Productores De Energía.

En el caso de los sistemas eólicos son:

- GTC 172 Energía Eólica. Guía Para Generación De Energía Eléctrica, Esta Guía se preparó con el objeto de suministrar información de referencia para aquellas personas interesadas en utilizar la energía eólica para producir electricidad.
- NTC 5725, Aerogeneradores. Requisitos de diseño para aerogeneradores pequeños (2009-11-18), Esta norma aborda la filosofía de seguridad, el aseguramiento de la calidad y la integridad de la ingeniería, también específica los requisitos de seguridad para aerogeneradores pequeños, incluyendo diseño, instalación, mantenimiento y operación en condiciones externas específicas.

Y otras normas que, aunque no utilicen terminología usadas en GD pueden fácilmente adaptarse para su uso, como ejemplo:

- NTC 2050 sección 705 Fuentes De Generación De Energía eléctrica Interconectadas, Esta trata de la instalación de una o más fuentes de generación de energía eléctrica operada en paralelo con una o varias fuentes primarlas de electricidad. Nota. Son fuentes primarias de energía eléctrica las centrales eléctricas, los grupos electrógenos autónomos, etc.

Existe bastante normatividad técnica respecto a algunas tecnologías de generación (FNCE) que pueden ser utilizadas para aplicaciones relacionadas con GD, sin embargo, es necesario complementar las normas existentes y formular reglamentos técnicos para los otros tipos de tecnologías usadas en GD; además se considera necesario crear normas o guías técnicas donde resuman o citen los criterios mínimos, para la planificación y ejecución adecuada de una central de GD. Otra recomendación es incluir en la presente normatividad la modificación de los criterios de diseño, mantenimiento y ejecución de la construcción de redes de distribución, viviendas y otras edificaciones, que permiten la posibilidad de tener GD en un futuro próximo.

2.1.3.3 INSTRUMENTOS ECONÓMICOS

Es necesario asegurar que los sistemas de generación a partir de FNCE para GD posean la mayor cantidad de incentivos posibles otorgados por el estado, condicionado a las instalaciones tener un alto nivel de eficiencia en sus tecnologías correspondientes. Debido al riesgo que implica para un ciudadano asumir los costos de una central de GD, es necesario utilizar leyes donde se ofrezcan incentivos o beneficios ayudando económicamente la implementación de estos recursos por parte del ciudadano interesado.

En Colombia la ley 1715 de 2014 cuenta con incentivos donde son tratados en mayor detalle en el Estatuto Tributario: artículo 158-2 donde instaura: quienes realicen directamente inversiones en control y mejoramiento del medio ambiente, tendrán derecho a deducir anualmente de su renta el valor de dichas inversiones que hayan realizado en el respectivo año gravable, previa acreditación que efectúe la autoridad ambiental respectiva, en la cual deberán tenerse en cuenta los beneficios ambientales directos asociados a dichas inversiones, deducción por inversiones en control y mejoramiento del medio ambiente. El valor a deducir por este concepto en ningún caso podrá ser superior al veinte por ciento (20%) de la renta líquida del contribuyente, determinada antes de restar el valor de la inversión. En el Artículo 428 definen en su inciso I: La importación de maquinaria y

equipos destinados al desarrollo de proyectos o actividades que sean exportadores de certificados de reducción de emisiones de carbono y que contribuyan a reducir la emisión de los gases efecto invernadero y por lo tanto al desarrollo sostenible. El Decreto 2143 de donde plantea diferentes beneficios tributarios al utilizar FNCE, entre los cuáles se encuentra: impuestos sobre la renta, exclusión de IVA, exención de aranceles, aspectos. La Resolución 045 de 2016 que especifica los requisitos para aplicar a los beneficios de deducción de IVA e impuestos arancelarios de todos los equipos, maquinarias y servicios relacionados con FNCE, según listado publicado con la resolución. Se permite la renovación de la certificación que permite la exención del IVA y aranceles.

Es necesario establecer en qué medida los incentivos presentes se pueden modificar o si es necesario crear otros, para hacer más atractiva económicamente la instalación de GD basadas en tecnología de FNCE, siempre y cuando cumpla con lo establecido por una normatividad. Como complemento a estas políticas económicas se deben establecer tasas de intereses especiales por parte de entidades financieras para el financiamiento de proyectos relacionados con GD basadas en FNCE.

2.1.3.4 PLANES NACIONALES DE IMPLEMENTACIÓN DE GD O FNCE.

En Colombia como principales acciones de inclusión de GD se tienen:

- La ley 1715 de 2014 en los artículos 8 (reconocimiento de inyecciones de energía la red), articulo 10 (creación de fondo de energía no convencional), y del articulo 15 al 23 (apoyos generales para la biomasa, la energía eólica, la geotermia, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la energía de los mares y más detallados para la energía solar) [121].
- Ley 697 de 2001 establece que es voluntad del Estado colombiano promover el desarrollo de las FNCE en las ZNI [122].
- El Plan Energético Nacional Colombia 2014 [123] que posibilita GD desde una perspectiva técnica y legislativa.
- Plan de acción indicativo 2017-2022 [124].
- La Resolución MEM 18-0919 de 2010 estableció metas equivalentes para el caso de las ZNI, consistentes en una participación de 20% y 30% de FNCE en las capacidades de generación allí instaladas, para los años 2015 y 2020[125].
- Plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (PDFNCE) 2010 [126].
- Plan de Ciencia Tecnología e Innovación para el Desarrollo de la Energía Sustentable en Colombia[127].

No obstante como lo comenta en su informe IRENA [64] en contraste con la tendencia mundial de generación distribuida casi todos los países de América a exención de Paraguay tienen en su marco legal para FNCE y/o de GD y se aprecia para América latina unos bajos porcentajes de GD a nivel mundial, aunque estas legislaciones sean necesarias, se aclara que cada una de estas leyes es construida e implementada para satisfacer las necesidades específicas, y se concluye que lo realmente decisivo para la integración de GD es la creación de instrumentos específicos y como estos se ejecutan.

2.2 CRITERIOS DE CLASIFICACIÓN PARA LA GD DENTRO DE LAS ZNI

2.2.1 CLASIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En la tabla 4 se muestra las características para la clasificación establecidas en [128] y los autores que han usado algunos de estas.

Características de Clasificación	Bibliografía Consultada
Potencia nominal	[129]–[137]
Ubicación	[137]–[139]
Propósito de GD	[129], [130], [137]–[142]
Áreas de suministro	[131], [134], [143]–[145]
Tecnología empleada	[136], [137], [140], [142], [146]
Impacto ambiental producido	[137], [147]
Modo de funcionamiento	[135], [136], [139], [148]
Propiedad	[130], [137], [138], [143]
Afectación a la red	[137], [139], [149], [150]

Tabla 4. Clasificaciones de GD según diferentes autores

Fuente: Elaboración Propia

Con base en las clasificaciones de GD, se crea una remuneración para cada tipo central de GD, por ende, las características establecidas para la clasificación comercial de GD son:

- El propósito de la GD.
- Potencia nominal.
- Afectación a la red.

Si se usa la característica propósito de GD se puede establecer la función que cumplirá la central de GD, la característica potencia nominal permite estimar los aportes energéticos de la central con la cual se establece la relación con los consumo asociados del Prosumidor y el nodo al cual se está conectado; la característica afectación a la red permite limitar la GD con el fin de aprovechar los equipos del sistema a la par de mantener los estándares de seguridad y calidad de la red de distribución.

El autor define las siguientes clases de GD para la remuneración:

- **GD para autoconsumo**: Suple total o parcialmente el consumo de energía eléctrica del usuario (baja tensión).
- **GD con excedentes**: conectada en baja tensión y tiene una intención suplir un consumo energético propio y debido a sus características (potencia instalada, disponibilidad del recurso energético y consumo), puede entregar excedentes mínimos de energía a la red, sin requerir equipos adicionales (baja tensión).

- **GD comercial**: es aquella que tienen como único fin vender energía a partir de inyección de potencia a la red de distribución local (baja y media tensión) o como sistema aislado.

2.2.2 CRITERIO POR ENERGÍA GENERADA

La cantidad de energía generada por una central de GD (SGE y SFV únicas tecnologías tratadas debido a su madurez tecnológica,) permite establecer la función que su Prosumidor pretende realizar. Para establecer el criterio que define a la GD para autoconsumo y GD con excedentes, por energía generada, se parte de lo siguiente:

- El Prosumidor que quiera tener una central de **GD para autoconsumo**, debe satisfacer su consumo energético como usuario a partir de la energía generada por su central de GD.
- El Prosumidor que quiera ofrecer un servicio energético basado en una central de **GD con excedentes** debe satisfacer su consumo energético y procurar entregar una cantidad de energía a la red no menor que dicho consumo.

Como la GD reduce los costos a los usuarios por consumo de energía, para las distribuidoras habrá una disminución de sus ingresos teniendo aún que cumplir con las responsabilidades actuales la ley 142 de 1994. Para la GD para autoconsumo esta condición es válida porque es el propósito de la central GD, pero para la GD con excedentes la distribuidoras se encargarían de nuevas actividades tales como: nuevos equipos de control medición y protección entre otros, relacionados con GD dentro de las redes de baja y media tensión.

Como solución a este inconveniente se propone que las centrales de GD con excedentes entreguen a la red un mínimo de energía igual al consumido así las empresas distribuidoras tendrán un escenario económico muy parecido al actual en términos de costos fijos; y si además la central GD produce un excedente de energía mayor al consumo del usuario, la distribuidora obtendrá beneficio económico. Para establecer los valores de potencia instalada en la cual la central de GD pueda satisfacer el consumo o entregar un aporte a la red mayor a dos veces el consumo por parte de usuario se parte que la cantidad de energía generada depende de la potencia instalada de la GD y la disponibilidad del recurso. Para establecer las potencias mínimas es necesario establecer la potencias instalas y la disponibilidad del recurso energético, que cumplen con la condición mínimas cantidades de energía suministradas por las centrales de GD, estas tienen como fuentes de energía (viento e irradiancia) respectivamente, fenómenos trabajado a través de modelos estocásticos (ver sección 4.1 y 4.2), luego toda central de GD tiene asociada una FDP que precisa la cantidad de energía generada en un determinado tiempo y condiciones.

Como ejemplos en la sección 4.1 y 4.2 en las tablas 28 a la 31 se encuentran el desarrollo de algunas FDP dependiendo de la potencia instalada y de las disponibilidades del respectivo recurso energético, además se muestran las variables y el método para estimar las probabilidades de una central de GD de un tecnología especifica con una disponibilidad de recurso en de generar energía en un periodo de tiempo.

2.2.2.1 CRITERIO DE ENERGIA GENERADA PARA GD PARA AUTOCONSUMO (SFV Y SGE)

De las FDP de energía generada, se determinan los valores Xe (ver ecuación 2.2.1) para cada una de las configuraciones (potencia instalada, irradiancia, velocidad de viento), donde exista una probabilidad del 50% de generar una energía mayor a los valores Xe.

$$P(X \geq Xe) = 0.5 \tag{2.2.1}$$

Donde:

- P es la función de densidad de probabilidad de energía generada de la central de GD.
- Donde X son todos los valores de energía generada mayores a Xe que cumplen la condición establecida.
- Xe valor mínimo que cumple la condición establecida.

Condición:

$$Xe \geq Dg \tag{2.2.2}$$

- Xe es el valor para cada configuración (potencia instalada, recurso energético) que cumple la condición establecida.
- Dg es el promedio al año de la energía consumida por mismo el usuario en un día (actualizado cada año).

Entonces: Si cumple la condición que Xe es mayor o igual a Dg, la central de GD se define como GD para autoconsumo (ver sección 4.4 tabla 33 y 35). Si no cumple esto no se le serán reconocidas como central de GD.

2.2.2.2 CRITERIO DE ENERGIA GENERADA PARA GD CON EXCEDENTES (SFV Y SGE)

Entonces se define que la energía generada en cantidad X por una central de GD debe tener una probabilidad del 70% de generar una cantidad de energía mayor a Xe (ecuación 2.2.3).

$$P\ (X \geq Xe) = 0.7 \tag{2.2.3}$$

Donde:

- P es la función de densidad de probabilidad de energía generada por la central de GD.
- Donde X son todos los valores de energía generada mayores a Xe que cumplen la condición establecida.
- Xe valor mínimo que cumple la condición establecida.

Condición:

$$Xe \geq 2Dg \tag{2.2.4}$$

Donde:

- Xe es el valor para cada configuración (potencia instalada y recurso energético) que la cumple la condición establecida.
- Dg es el promedio al año de la energía consumida por mismo el usuario en un día. (se recomienda su actualización cada año)

Entonces: Si cumple la condición Xe mayor o igual a 2Dg, la central de GD es considerada GD con excedentes (ver sección 4.4 tabla 34 y 36). Si no cumple esto se la aplicara el criterio GD para autoconsumo para su clasificación.

2.2.2.3 CRITERIO DE ENERGIA GENERADA PARA GD COMERCIAL

Para el caso de GD comercial se aclara que esta tiene el fin de vender la energía producida ya sea conectada a la red de media o baja tensión la mínima potencia instalada queda a juicio del propietario de la central de generación.

2.2.3 CRITERIO POR DISPONIBILIDAD DE POTENCIA

El autor propone, para evitar la conexión de centrales de GD en baja tensión de potencia superiores a las soportables por los equipos presentes, para que las empresas de distribución no modifiquen sus transformadores de media tensión se establecen potencias máximas instaladas aguas abajo de la subestación de distribución.
Supóngase una central de GD con excedentes cuyo punto de conexión común es en baja tensión, la potencia máxima suministrada por esta a la red de media tensión está limitada por la capacidad de sobrecarga del transformador, encontrado aguas arriba, y de la carga requerida en el mismo nodo aguas abajo del trasformador, luego la máxima potencia inyectada a la red por las centrales de GD será la suma de estas cargas.

75% de la carga antes del pico					
Horas	24	8	4	2	1
% sobrecarga	1,01	1,17	1,33	1,54	1,79
30	30	35	40	46	54
45	45	53	60	69	81
75	76	88	100	116	134
112,5	114	132	150	173	201
150	152	176	200	231	269
225	227	263	299	347	403

Tabla 5. Rangos permitidos de sobrecarga en transformadores sin pérdida de vida útil (Transformadores Trifásicos).

Fuente: [151]

Existen 2 casos y la aplicación de su correspondiente criterio por disponibilidad de potencia. El primer caso plantea como: la máxima potencia generada por una central de GD es aquella no superior a la potencia soportable por el transformador en estado de sobrecarga durante un tiempo determinado, este criterio se justifica como medida de seguridad en los casos donde sea muy probable que todas las cargas del nodo puedan ser desconectadas o el consumo del nodo sea muy bajo y pueda terminar comportándose como un nodo donde solo haya GD aguas abajo del transformador, así este criterio permite a la central de GD poder entregar una máxima potencia sin depender las cargas conectadas al mismo nodo.

Criterio disponibilidad de potencia por cargabilidad:

$$\sum_{n=1}^{m} PGD_n \leq Pts \tag{2.2.5}$$

Donde:

- Pts es la potencia máxima permitida en el transformador en condición de sobrecarga en KVA en un determinado tiempo.
- PGD es la potencia máxima que puede ser inyectada por centrales de GD en KVA.
- M el número de prosumidor es con GD con excedentes aguas abajo del(os) trasformador(es) de distribución.

El segundo caso plantea como la central de GD puede satisfacer las necesidades energéticas de los consumidores aguas abajo del mismo transformador al cual se encuentra conectado y entregar a la red la potencia máxima posible. Este criterio, aunque toma ventaja de las condiciones de carga del transformador, supone una dependencia directa del despacho energético de las centrales de GD por las cargas conectadas en el mismo nodo, es decir en caso tal de existir una desconexión de las cargas al transformador sería necesario limitar la potencia entregada por la central de GD al límite de cargabilidad del trasformador y de no ser posible desconectar la central de GD de la red como medida de protección para los equipos de la red.

Criterio disponibilidad de potencia por cargabilidad:

$$\sum_{n=1}^{m} PGD_n \leq Pts + PD \tag{2.2.6}$$

Donde:

- Pts es la potencia nominal permitida en el transformador en condición de sobrecarga en KVA en un tiempo determinado.
- PD es la potencia mínima de la carga en el nodo durante el periodo donde la central de GD está entregando energía, de 6 am hasta 6 pm si es SFV y la menor de todo día si es SGE.
- PGD es la potencia máxima a ser inyectada por centrales de generación distribuida kVA.

- M el número de prosumidor es con GD con excedentes aguas abajo del(os) trasformador(es) de distribución

Para las centrales de GD basadas en SFV y SGE sin sistemas de acumulación, debido que la potencia generada es fluctuante, da como resultado, escenarios donde se pueden dar condiciones de riesgo por sobrecarga dependiendo del tiempo de duración y la máxima potencia. Para definir este tiempo se retoma que las centrales basadas en SGE de gran potencia en óptimas condiciones de generación alcanzan a trabaja con un factor de carga de (0,4) equivale de 9 horas diarias a potencia nominal, para el caso de pequeño SGE su factor de carga oscila entra 0,30 y 0,15 equivalente a 7,2 horas y a 3,6 [152] luego el tiempo máximo de potencia nominal inyectada está definida por el factor de carga de cada central. Para el caso de las centrales basadas en SFV, la inyección de potencia y el tiempo de inyección, está relacionada con la irradiancia de la zona estimada por el HSP de esta misma.

Según [153] la función de radiación solar relativa con 1 como máximo ecuación 2.2.7.

$$I(t) = a(t-b)^2(c-t)^2 e^{-d(t-e)^2} \tag{2.2.7}$$

Dónde: a es igual a 0.03124, b es igual a 6.455579, c es igual a 17.82398, d es igual a 0.0095, e es igual a 11,09898.

Se realiza el ajuste para que dependa del HSP se tiene:

$$I(t) = HSP * 0{,}00015938(t-6{,}455579)^2(17{,}82398-t)^2 11{,}09898^{-0{,}0095(t-11{,}09898)^2} \tag{2.2.8}$$

Luego la potencia entregada en función del tiempo es:

$$\mathrm{P(t)} = \mathrm{Pp} * \mathrm{HSP} * 0{,}00015938(\mathrm{t}-6{,}455579)^2(17{,}82398-\mathrm{t})^2 11{,}09898^{-0{,}0095(\mathrm{t}-11{,}09898)^2} \tag{2.2.9}$$

Dónde: Pp (t) es la potencia en determinado tiempo en kVA. Y Pp es la potencia instalada de la central a la red en kVA.

Se aclara para los niveles de irradiancia que llevan a un estado de saturación de los paneles [154] la ecuación de potencia debe ser ajustada, ya con esto establecido se determinan el número de horas donde la central de GD ya SFV o SGE puede entregar una potencia máxima aprovechado la características del transformador aguas arriba. En la sección 4.3 se realiza un caso de la aplicación del criterio por disponibilidad de potencia.

2.3 MARCOS TARIFARIOS PARA LA GD EN COLOMBIA

2.3.1 TECNOLOGÍAS DE GD Y APLICACIONES EN REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÒN

Las tecnologías de GD se pueden dividir en las de generación y las de almacenamiento, existe una subdivisión dada a las tecnologías para la generación, esta subdivisión se basa en la tipo de recurso utilizado para los procesos de generación de energía eléctrica, las que usan recursos para fines de

combustión se consideran convencionales como: cogeneración, turbinas de gas, motores de combustión interna y micro turbinas; y aquellas basadas en producción de energía a partir de recursos renovables como: Solar, Eólica, Biomasa, geotérmica y PCH conocidas como "no convencionales", otra división considerada es por su grado de desarrollo tecnológico.

Tecnologías de generación:

- Tecnologías maduras: motor alternativo (convencional), turbina de gas (convencional), mini hidráulica (no convencional), eólica (no convencional), solar térmico (no convencional), fotovoltaico (no convencional), residuos urbanos (convencional).
- Tecnologías semi maduras: biomasa (convencional), micro turbina (convencional), pila de combustible (no convencional).
- Tecnologías emergentes: marina no convencional, geotérmica no convencional.

Sistemas de almacenamiento

- Tecnologías maduras: bombeo, baterías.
- Tecnologías semi maduras: almacenamiento térmico volante de inercia, aire a presión.
- Tecnologías emergentes: hidrogeno, superconducción (SMES), súper condensadores.

Entre las diferentes aplicaciones de la generación distribuida en el sistema eléctrico se tienen:

Generación para soporte de la red de distribución Es la generación que sirve como soporte a la red de distribución ante pérdidas del suministro de energía eléctrica para aquellas cargas sensibles, como lo son hospitales e industrias, de esta forma se aumenta la confiabilidad del sistema eléctrico [155].

Generación en isla: Esta clase de generación es propia de poblaciones aisladas, encontradas por fuera del sistema interconectado nacional, debido a obstáculos geográficos que dificultan el suministro de energía, de manera que conectarse a la red es muy costoso y se requiere de una central capaz de generar la energía necesaria para dicha población [155].

Generación para picos de carga: El costo de la energía eléctrica varía según de la curva de demanda y la generación disponible para los diferentes periodos del día. Por tanto, este tipo de generación es usada para reducir los costos de energía en los periodos donde se presenten picos de demanda, principalmente en el sector industrial. Esto implica que la industria podría generar su propia energía en los picos de demanda donde costo del kilovatio es más caro y autoabastecer su demanda a un precio menor [155].

Generación combinada de energía térmica y eléctrica (CHP): Este tipo de generación es un proceso de un alto nivel de eficiencia eléctrica al producirse simultáneamente energía eléctrica y energía térmica. Es ampliamente utilizado en los hospitales e industrias [139].

Generación para carga base: Este tipo de generación es continua e interconectada a la red, por medio de lo cual se puede interactuar con el sistema: suministra parte de la energía requerida y aumenta la confiabilidad, al mejorar los perfiles de voltaje y reducción de pérdidas [155].

Análisis de aplicación de las tecnologías de GD:

Biomasa: Gran parte de la biomasa actual es producto secundario de actividades humanas, la disposición de este material es abundante y además permite su almacenamiento, estas condiciones hacen que la gestión energética ofrecida por estas centrales pueda ser coordinada en las redes de distribución de baja y media tensión ofreciendo servicios de generación para soporte de la red de distribución, generación en isla (si el lugar posee biomasa por actividad humana), generación para picos de carga y los servicios complementarios [156].

No obstante, aunque la biomasa libera pocos gases efecto invernadero en comparación con otras tecnologías de combustión, carece de sentido usarla para generación para carga base, porque, aunque no es más costosa en comparación con las otras tecnologías de GD, no ofrece el beneficio ambiental proporcionado por las otras sí. Una opción es aprovechar el siguiente hecho: en ciertos tipos de industria, algunos de los desechos de los procesos de producción son biomasa, la industria interesada por la eficiencia, le sería más fácil usar esta fuente de energía para satisfacer sus necesidades energéticas propias más que en su comercialización. Ejemplo de esto son los usuarios industriales donde a cada kilovatio producido y consumido ahorraría la contribución al servicio públicos establecido por la CREG en resolución 225 del 1997 con un costo es aproximado al 20% de la tarifa.

Mini Centrales Hidroeléctrica (PCH): Se caracterizan por ser tecnologías sencillas, de fácil adaptación e instalación, reducido costo de operación y mantenimiento, moderado o nulo impacto ambiental y larga vida útil, haciéndolas soluciones viables para pequeñas poblaciones no interconectadas con condiciones de topografía, pluviometría e hidrológica convenientes [157] esto permite decir, que si existe la disponibilidad fluvial se pueden construir pequeñas centrales a filo de agua [158] y cumplir las funciones de generación en isla y generación para carga base, la generación para soporte se puede realizar pero estará condicionada, en el sentido de las disponibilidad fluviales futuras, porque al no usar embalses no se puede tener certeza sobre la cantidad de energía ofrecida por esta tecnología en un determinado futuro, en cuanto al uso de PCH para picos de carga, carece de sentido usar una PCH para ciertas horas del día, si el recurso está disponible, es renovable y esta puede generar energía todo el día con la misma potencia por más tiempo y genera mayores utilidades.

Sistema Fotovoltaico SFV: El criterio que constituye el uso de los SFV es la variación irradiancia solar afectada por factores como ubicación geográfica (latitud, exposición, inclinación del suelo), atmosféricos (nubosidad, polución), y los más importantes la estación del año y las horas de día [159]. Dado que muchos SFV no contaran con sistemas de almacenamiento de energías por los costos adicionales generados por estos, una gran parte de SFV presentaran servicio generación para carga base, en el caso de tener algún sistema de almacenamiento se podrían usar en como generación para soporte de la red de distribución y como generación en isla si es estrictamente necesario.

La generación para picos de carga no es económicamente atractiva, primero el costo de la baterías incrementa considerablemente el valor de la instalación, además en Colombia la tarifa eléctrica no depende de la hora y el SFV entregara la totalidad de energía producida a la red, mientras pueda, no tiene sentido práctico tomar una parte de la energía del SFV suministrado a la red para almacenarla y después dársela en las horas picos de demanda eléctrica si el valor de kWh no depende de la hora del día.

Mini Eólica SGE: En el caso del uso de mini eólicas el principal problema es la variabilidad del viento sujeta a accidentes geográficos, vegetación, construcciones, cambios de temperatura entre otros. Razón por la cual estos sistemas serian usados para carga base, carga pico isla con la adicción de equipos de almacenamiento.

Una vez ya explicadas las características propias de cada una de las tecnologías aplicadas en GD y los múltiples usos de estas dentro de las redes de media y baja tensión, en la tabla 6 a modo de resumen se encontraran las prácticas consideradas para GD.

Tipo de tecnología	Generación para soporte de la red de distribución	Generación en isla	Generación para picos de carga	CHP	Generación para carga base
Biomasa (micro turbina y motores alternativos)	F	F	F	C	I
Pequeña Central Hidroeléctrica	C	F	C	I	F
Central sistema fotovoltaico	C	C	C	I	F
Central mini eólica	C	C	C	I	F
Dispositivos de almacenamiento	C	I	C	I	I

factible	F	condicionada	C	irrealizable	I

Tabla 6. Resumen de aplicación de tecnologías de GD para sus Aplicaciones en las redes de media y baja tensión.

Fuente: elaboración propia.

2.3.2 MARCO TARIFARIO PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN ZONAS NO INTERCONECTADAS ZNI

La metodología tarifaria reguladora a estas zonas [160] está establecida por la Resolución CREG-091 del 2007, dicha resolución, permite la inclusión de centrales de diferentes tecnologías y diferentes potencias instaladas (incluidas las definidas en este trabajo como GD), según la regulación las características propias de cada central establecen los costos de las actividades de generación, así mismo detalla los costos distribución de la energía como comercialización y costo final del usuario. En la ecuación 2.3.1 se muestra la estructura tarifaria vigente en el 2017:

(2.3.1)

$$CUmn = \frac{Gm}{1 - Pp} + Dmn + Cm$$

Donde:

- CUmn: Costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica para los usuarios conectados al nivel de tensión n, correspondiente al mes m, $/kWh.
- n: Nivel de tensión, m: Mes de prestación del servicio
- Gm: Cargo de generación en el mes de prestación de servicio m, $/kWh.
- Pp: Fracción (o porcentaje expresado como fracción) de pérdidas técnicas y no técnicas reconocidas en distribución. Las pérdidas eficientes reconocidas serán del 10% para el sistema de distribución a menos que el prestador del servicio tenga un plan aprobado de pérdidas, más las pérdidas reconocidas en la línea de interconexión en caso que exista.
- Dmn: Cargo de distribución en el mes de prestación de servicio m, en el nivel de tensión n, $/kWh, que depende de: costos de inversión en distribución, operación y mantenimiento en la distribución, costos anuales de administración.
- Cm: Cargo máximo de comercialización del mes m, $/kWh.

La GD por SFV bajo la regulación actual, quedaría cobijada por una metodología Feed in Tariff (FIT), La GD por PCH facturación neta donde la resolución CREG-091 de 2007, establece que las remuneraciones para las FNCE son:

Para PCH:

Tipo de solución	Rango de potencias kW		$/kWh	AOM
	mínimo	máximo		
micro-turbinas	1	100	270,24	44,78
mini centrales	100	1000	198,18	44,78
pequeña centrales	1000	10000	108,09	44,78

Tabla 7. Regulación PCH COP diciembre del 2006
Fuente: [19]

Para SFV:

solución energética implementada	rango de potencias kW		$/Vp-mes	AMO $/wp mes
	mínimo	máximo		
individual DC	0,05	0,1	386,67	188,06
individual AC	0,075	0,5	371,2	188,06
centralizado Aislado	0,3	10	260,88	188,06
centralizado Aislado a red sin acumulación	10	1000	145,12	4,35

Tabla 8. Regulación de SFV COP diciembre del 2012
Fuente: [19]

Para SGE: no está contemplada en la regulación actual.

Para sistemas a partir de Biomasa: En caso de utilizarse biocombustibles, hasta cuando la Comisión establezca los costos correspondientes se podrán utilizar los costos máximos establecidos para generación con base en ACPM [161].

Determinación de coeficiente de Distribución Dm:

Nivel de tensión	Componente de inversión	Componente de AOM	Total
n=1	64,17 $/kWh	12,04 $/kWh	77,21 $/kWh
n=2	10,38 $/kWh	2,42 $/kWh	12,8 $/kWh

Tabla 9. Coeficiente de distribución COP diciembre del 2006
Fuente: [19]

Nota: no incluye los costos de conexión del usuario al respectivo sistema de distribución, costos de equipos auxiliares y transformadores elevadores requeridos por el generador para conectarse a la red.

Determinación de coeficiente de comercialización Cm o base de comercialización corresponde a un valor mensual de 3,834 por factura (COP diciembre del 2006), si el comercializador instala medidores de energía se adicionará la suma de 2000 COP a los usuarios beneficiados durante 5 años.

$$\mathrm{Cm} = \frac{\mathrm{Cmt}}{\mathrm{CFM}_{t-1}} \tag{2.3.2}$$

Donde:

- Cmt es el cargo máximo base de comercialización para el mes M del año expresado en $/factura.
- CFMt-1 es consumo facturado medio en cada mercado en el año t-1 (total de kWh vendido a los usuarios dividido por el total de facturas expedidas)

Nota: todos los valores de los coeficientes son actualizados de acuerdo al IPC de año correspondiente.

Es clara la existencia de una regulación para facilitar la inclusión de GD a partir de FNCE, (aunque no la mencione el termino GD), pero como comenta la publicación: “Ha sido efectiva la promoción de soluciones energéticas en las zonas no Interconectadas (ZNI) en Colombia?” [162], cerca del 96,3% de la potencia instalada para las ZNI utiliza generadores diésel, es necesario cambiar este paradigma, debido al incremento en el valor de los combustible usados en forma progresiva en los últimos años [163], esto provocaría un aumento en los costos de generación afectando a estas comunidades. Si no se cambia generaría un aumento en forma progresiva en el pago por parte de los usuarios o la contribución por parte de estado, en contraparte se tiene como la generación de energía a partir de FNCE continua reduciendo sus costos debido a nuevas tecnologías, haciéndola más rentable frente a las generación FCE, que al promover el uso de las misma, diversifica la matriz de generación eléctrica de cada región resumiéndose en una mejora en la calidad del servicio prestado y en última instancia en la calidad de vida de las comunidades residentes en estas zonas.

El principal inconveniente de la actual regulación para la generación a partir de SFV es su remuneración, basada en las siguientes características [164] para los SFV y de ahí determinar el valor a pagar a cada central:

- tasa interna de retorno 18,19 %.
- horas de sol al día 4,8.
- disponibilidad de la planta 98 %.
- periodo de recuperación de la inversión 20 años.
- mantenimiento, operación, administración anual 3 % de la inversión inicial.
- eficiencia de inversor 95 %.

SFV	Inversión (US$/kWp)	Inversión COP/kWp 2010	Potencia(kWp)
individual DC	14000	36696038,4	0,05
	11000	28832601,6	0,1
individual AC	14000	36696038,4	0,075
	10000	26211456	0,5
centralizado aislado	11867	31105134,84	0,3
	5000	13105728	10
centralizados aislados a red sin acumulación	7500	19658592	10
	750	1965859,2	1000

Tabla 10. Costos unitarios por tecnología
Fuentes: [165]

Solución energética implementada	Rango kW		$/Vp-mes	AMO $/wP mes
	mínimo	máximo		
individual DC	0,05	0,1	448,5	218,13
individual AC	0,075	0,5	430,55	218,13
centralizado Aislado	0,3	10	301,57	218,13
centralizado Aislado a red sin acumulación	10	1000	168,32	5,05

Tabla 11. Regulación tarifaria para SFV para el diciembre del 2010
Fuente: [19]

Con los valores de las tablas 10 y 11, teniendo en cuenta las características definidas en [164] se procede a realizar los cálculos de: inversión inicial, energía generada en un año, remuneración anual y el costo por kilovatio generado bajo la actual regulación CREG 097.

Solución energética implementada	Rango kW		Inversión inicial máxima, mínima potencia	Inversión inicial máxima, máxima potencia	Energía anual kWh, mínimo potencia	Energía anual kWh, máximo potencia	$/kWh	Costo anual potencia mínima	Costo anual potencia máxima
	Mínimo	Máximo							
individual DC	0,05	0,1	2021311	4042622	87,6365	175,273	4439,82	381150	762300
individual AC	0,075	0,5	2956602	19710685	131,45475	876,365	4329,4658	557514	3716760
centralizado Aislado	0,3	10	9921844	330728165	525,819	17527,3	3632,1065	1870920	62364000
centralizado Aislado a red sin acumulación	10	1000	65198326	4180562302	17527,3	1752730	1211.7	20804400	2080440000

Tabla 12. Según la actual regulación, los costos de los SFV máximos y su utilidad
Fuente: elaboración propia

Observaciones sobre la resolución actual:

- Sí la inversión de cada SFV es menor a la estipulada implicaría como la tasa interna de retorno (TIR 18,19%), es mayor en la práctica, luego no se obtiene ningún beneficio por usar tecnologías más baratas por parte de los usuarios finales.
- Si se comparan los valores precio por kilovatio hora obtenidos de la tabla 12 con los establecidos por la CREG en cada región para generación diésel tabla 13, solo el sistema centralizado aislado a red sin acumulación 1211,7 $/kWh (2010), ofrece una tarifa considerada una opción competitiva en los departamentos como Chocó y Vaupés.

	Departamento	Costo máximo de prestación de servicio $/kWh 2010	Costo máximo de prestación de servicio con subsidio		
			tipo 1	tipo 2	tipo 3
1	Amazonas	738,13	1107,20	1099,82	1092,44
2	Antioquia	736,17	1104,26	1096,90	1089,54
3	Caquetá	773,06	1159,59	1151,87	1144,14
4	Casanare	772,74	1159,11	1151,39	1143,66
5	Cauca	767,52	1151,28	1143,61	1135,94
6	Chocó	893,2	1339,80	1330,88	1321,95
7	Guainía	468,15	702,23	697,55	692,87
8	Guaviare	730,95	1096,43	1089,12	1081,81
9	Meta	753,15	1129,73	1122,20	1114,67
10	Nariño	748,25	1122,38	1114,90	1107,42
11	Putumayo	628,12	942,18	935,90	929,62
12	Vaupés	1243,17	1864,76	1852,33	1839,90
13	Vichada	760,99	1141,49	1133,88	1126,27

Tabla 13. Costos máximos de prestación por plantas diésel por departamento con y sin subsidios
Fuente: [166]

Esto es debido a que la irradiancia del Chocó promedio anual es inferior a la utilizada en la ecuación de la CREG (ver figura 8) no se genera la cantidad de energía establecida, esto provocaría el incumplimiento con el pago establecido a el SFV, entonces es necesario aumentas el valor de kilovatio hora, para compensar el pago al final de mes para cumplir lo establecido, por esta regulación al establecer el pago por potencia pico. Según regulación actual (precios 2010): costo centralizado aislado a red sin acumulación es igual a 1211,7 $/kWh, al tomar valores de la irradiancia de la región (3,5 HSP), en este caso se tendría: energía en un año es igual a 1287 kWh por cada kWp (ecuación 2.3.34), una remuneración en un año igual a 2080400 $ por cada kWp (ecuación 2.3.33), luego el precio del kilovatio hora real seria 1616,5 $/kWh.

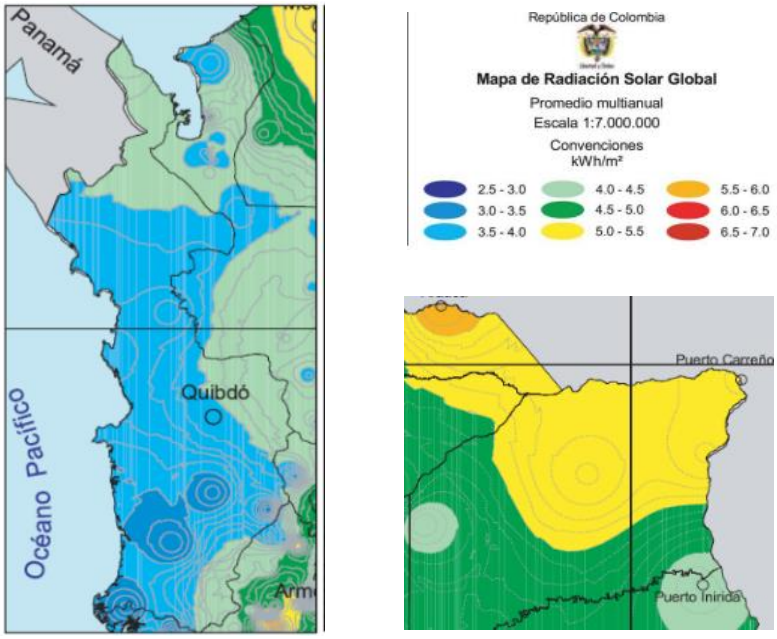

Figura 8. Atlas de Radiación Solar de Colombia (IDEAM, 2005) modificada por el autor

Fuente: [167]

Otra consideración tenida en cuenta es el costo de la generación en los lugares donde la radiación solar diaria supera la establecida por la resolución, ejemplo de esto es Vichada (ver figura 8), donde se produce más energía de la calculada, por ende los precios de kilovatio hora generados deberían ser menores a los establecidos, pero debido al que el precio resultante de kilovatio hora con la ecuación actual de la CREG es mayor al precio kilovatio hora por la generación diésel, por ende no se considera siquiera como opción económicamente viable.

Si se tomar el valor de la radiación solar del departamento 5,5 HSP (ver figura 8) y se calcula: la energía en un año (ecuación 2.3.34) da como resultado 2038.9 kWh por cada kWp, la remuneración aplicando los lineamientos el flujo de caja usado en [164] es de 2080400 $ por cada kWp (ecuación 2.3.33), luego el precio del kilovatio generado debería ser de 1020.4 $/kWh.

la actual regulación para los SFV en las ZNI dificulta la competencia con otras tecnologías por generalizar la disponibilidad del recurso. No obstante bajo la remuneración actual cambiando coeficiente de irradiancia por los niveles propios de cada región en los estudios realizados por Gómez Natalia en [166] se explica que la regulación actual genera competitividad por parte de las tecnologías FNCE frente a las tecnologías FCE.

2.3.2.1 PROPUESTA DE REMUNERACIÓN COMERCIAL PARA GD POR SFV EN ZNI

Para realizar la remuneración para SFV, es necesario definir los parámetros usados para establecer el valor de kilovatio hora producido, estos son:

- Costo inicial de inversión, para los SFV típicos según sus diferentes características y costos de cada uno de elementos que los constituyen.
- El uso de una tasa interna de retorno 18,19 % fijada por ley [165].
- Horas de sol al día promedio anual que dependerá de la ubicación geográfica donde se implementará dicho proyecto.
- Energía generada en un año (eficiencia de sistema conversión).
- Disponibilidad de la planta 98 % al año.
- Periodo de recuperación de la inversión 20 años y 15 años.
- Mantenimiento, operación, administración anual 3 % de la inversión inicial.

Los costos iniciales de los SFV se calculan usando como referencia la información suministrada por el informe final de EMA para la CREG [168], costos indicativos de la generación eléctrica en Colombia UPME, Resolución No.097 CREG y catálogos de diferentes productores [169], se determinara los costos implicados en la implementación de la diferentes disposiciones de los SFV (potencia pico, control, regulación y autonomía).

Componente	Tipo	Unidades	Ecuación de precios en COP	Rango	
				Valor inferior	Valor superior
Módulos	Amorfo	Vatios	y =1000x + 350000	100	150
	Si mono		y = 0,4664x^2 + 2191,1x + 212326	75	300
	Si poli		y = 2,4476x^2 + 3994x - 6263,9	200	325
Reguladores	MPPT	Amperios	y = 192,93x^2 + 17392x - 84005	15	60
	PWM		y = 10,143x^2+10115x+87320	5	60
Batería	AGM	Amperios hora	y =392,72x + 87426	500	3000
	OPzS		y = 0,1231x^2 + 253,56x + 484848	2100	2700
inversores	Sinusoidal-modificada	Vatios	y = 0,053x^2 + 247,97	400	2300
	Sinusoidal- pura		y = 0,1863x^2 + 214,4x + 765138	180	3000
	Conectado a red		y = -4,2299x^2 + 8612.3 - 976097	240	1100

Tabla 14. Precio de los componentes de un SFV (2012).
Fuente: [168]

Planta tipo	% Costo FOB
30 kWp	10
300 kWp	7
3 MWp	5

Tabla 15. Costo por obras civiles.
Fuente: [170]

	50 Wp	300 Wp	3 kWp	30 kWp	300 kWp	3 MWp
Evaluación	150	300	1.590	8.400	15.000	30.000
Reporte	-	-	1.590	6.300	6.000	6.000
Viajes	-	-	1.200	4.800	9.600	18.000
Total	**150**	**300**	**4.380**	**19.500**	**30.600**	**54.000**

Tabla 16. Costo en dólares de estudios de investigación por tipo de planta.
Fuente: [170]

Costos por gastos complementarios (estructuras,montaje,cableado) 20,8 de la inversion inicial[171].

Tipos de instalación con sus componentes reconocidos según [172]:

- SFV 50 Wp de DC para ZNI: Instalación tipo de 50 Wp DC (con rango hasta 100 Wp) en donde todos los equipos consumidores son de DC, para suplir las necesidades de un grupo familiar pequeño de escasos recursos, en donde el costo de la instalación incluye los equipos consumidores.
- SFV 300 Wp de DC/AC para ZNI: Instalación tipo de 300 Wp DC y AC (con rango hasta 1.000 Wp), en donde se pueden instalar algunos equipos consumidores de AC y por lo tanto se requiere un inversor. Esta instalación está considerada para suplir las necesidades de un hogar un poco más grande y sólo se toman en cuenta los equipos DC dentro del costo de inversión.
- SFV 3 kWp de AC para ZNI: Instalaciones medianas de 3 kWp como planta tipo (con rango hasta 10 kW). Esta planta tipo está conformado por un SFV centralizado para atender 10 usuarios (viviendas) con los servicios básicos.
- SFV 30 kWp de AC: Instalaciones medianas de 30 kWp como planta tipo (con rango entre 10 y 100 kWp). Son generadores en electrificaciones rurales centralizadas, o conectadas a red en edificios, normalmente integrados en la arquitectura de los mismos, instalaciones diseñadas por arquitectos innovadores y realizadas por comunidades de vecinos, empresas constructoras o corporaciones públicas y privadas que desean incorporar energía fotovoltaica en sus edificios o construcciones emblemáticas como valor añadido.(baja o media tensión)
- SFV 300 kWp de AC: Esta planta tipo está conformado por un SFV interconectado a la red de media tensión, con una potencia instalada de 300 kWp. (Media tensión)

Estimación de costos de los SFV

Nota: Los costos estimados se realizaron satisfaciendo las disposiciones finales para diferentes tipos de SFV, optando por la opción más económica, de manera similar esto se aplicará para todos equipos si estos son de carácter modular.

SFV	Rango de potencia w		Rango de costos SFV		Costos de obras de ingeniería		Rango de costo más gastos complementarios	
individual dc	50	300	839546,675	1071934	x	x	1014172,383	1294896,272
SFV DC	300	1000	1175113,18	3083684,7	x	x	1419536,721	3725091,118
SFV AC	300	1000	1362845,7	3100868,7	x	x	1646317,606	3745849,39
AC para ZNI	3000	10000	8100837,5	27141555	x	x	9785811,7	32786998,44
AC para ZNI 30 kWp	30000	100000	91932168	294282501	9193216,8	29428250,1	120247275,7	384921511,3
AC para ZNI 300 kWp	100000	300000	294282501	870279642	29428250,1	87027964,2	384921511,3	1138325772

Tabla 17. Costos constitutivos de un SFV en COP 2012.
Fuente: elaboración propia

SFV	Rango de potencias vatios		Rango de costos de inversión COP	
individual dc	50	300	1014172,38	1630596,272
SFV DC	300	1000	2090936,72	4396491,118
SFV AC	300	1000	2317717,61	4417249,39
AC para ZNI	3000	10000	19588251,7	42589438,44
AC para ZNI 30 kWp	30000	100000	163888276	428562511,3
AC para ZNI 300 kWp	100000	300000	453404311	1206808572

Tabla 18. Costos totales para la implementación de un SFV COP 2012.
Fuente elaboración propia

Al usar la ecuación 2.3.33 se calculan los valores de costos anuales de generación para cada solución energética establecida.

$$costos\ de\ inversiòn = \sum_{n=1}^{No\ de\ años} \left(\frac{remuneraciòn\ anual}{(1+0{,}1819)^n} \right) \qquad (2.3.33)$$

SFV	Potencia en vatios	Remuneración anual (COP)	mantenimiento anual (COP)	costo anual de generación(COP)
Individual dc	50	191238,16	5737,1448	196975,3048
	300	307474,58	9224,2374	316698,8174
SFV DC	300	394279,02	11828,3706	406107,3906
	1000	829027,58	24870,8274	853898,4074
SFV AC	300	437042,12	13111,2636	450153,3836
	1000	832941,88	24988,2564	857930,1364

SFV	Potencia en vatios	Remuneración anual (COP)	mantenimiento anual (COP)	costo anual de generación(COP)
AC para ZNI	3000	2693673,1	80810,193	2774483,293
	10000	8030908,81	240927,2643	8271836,074
AC para ZNI 30 kWp	30000	30903713,37	927111,4011	31830824,77
	100000	80812205,49	2424366,165	83236571,65
AC para ZNI 300 kWp	100000	85496517,79	2564895,534	88061413,32
	300000	227562746,9	6826882,408	234389629,3

Tabla 19. Costos anuales de generación para SFV (20 años de tiempo de remuneración).

Fuente: elaboración propia.

SFV	Potencia en vatios	Remuneración anual (COP)	mantenimiento anual (COP)	costo anual de generación(COP)
Individual dc	50	200852,3843	6025,57153	206877,9559
	300	322932,428	9687,972841	332620,4009
SFV DC	300	414100,8314	12423,02494	426523,8563
	1000	870705,751	26121,17253	896826,9235
SFV AC	300	459013,7903	13770,41371	472784,204
	1000	874816,8355	26244,50507	901061,3406
AC para ZNI	3000	3879367,193	116381,0158	3995748,209
	10000	8434651,176	253039,5353	8687690,712
AC para ZNI 30 kWp	30000	32457353,06	973720,5917	33431073,65
	100000	84874922,57	2546247,677	87421170,25
AC para ZNI 300 kWp	100000	89794731,87	2693841,956	92488573,82
	300000	239003135,9	7170094,076	246173229,9

Tabla 20 Costos anuales de generación para SFV (15 años de tiempo de recuperación).
Fuente: elaboración propia.

Calculo de energía generada para SFV para ZNI en un año sigue la ecuación 2.3.34:

$$Ea = \eta * Hsp * D * F * Pp \qquad (2.3.34)$$

Dónde:

- Pp = potencia instalada.
- η = eficiencia de conversión del SFV.
- Hsp = hora solar pico, días del año (365).
- F = factor de uso de la planta (0,98).

En la sección 4.5 se establece el **marco tarifario a los aportes de energía por SFV a la red**, a partir de la disponibilidad de recurso solar (irradiancia) en las ZNI (figura 11) y el tipo de central (potencia y categoría) y el tiempo de recuperación de la inversión, en este se determinan los costos máximos las actividades de generación de energía eléctrica por SFV en ZNI.

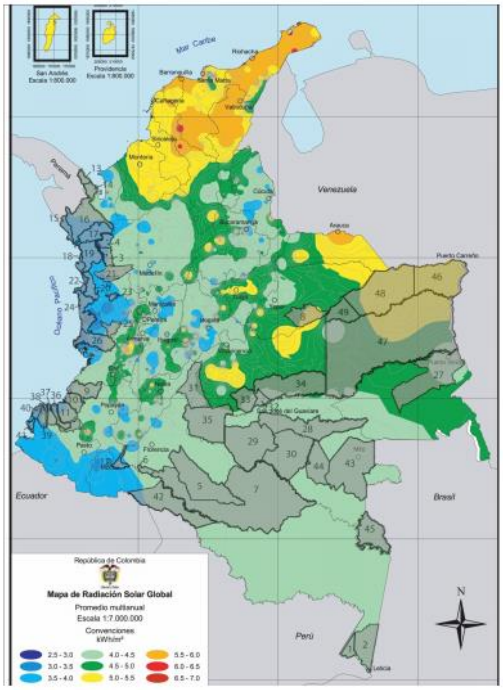

Figura 9 .Mapa. Irradiancia solar promedio anual sobre zonas no interconectadas
Fuente: [166].

2.3.2.2 PROPUESTA DE REMUNERACIÓN COMERCIAL PARA LA GD POR SGE EN ZNI

Para realizar una estimación económica de los costos de implementación de una solución energética basada en sistemas eólicos para la producción de energía eléctrica, es necesario identificar los costos de dicha solución, explícitos tales como: obras civiles, equipos electromecánicos, equipos eléctricos, honorarios, acondicionamiento, imprevistos y terrenos.

Según ABB en [173], los componentes básicos de un aerogenerador de eje horizontal son: pala, soporte de la pala, actuador del ángulo de paso, buje, cubierta, soporte principal, eje principal, multiplicador, dispositivos hidráulicos de refrigeración, frenos mecánicos, generador, convertidor de potencia y dispositivos eléctricos de control, protección y seccionamientos, estructura de la góndola, torre de soporte, mecanismo actuador de la orientación.

Los criterios son:

- Costo inicial de inversión, para los sistemas eólicos, a partir de los costos de cada uno de elementos que los constituyen.
- El uso de una tasa interna de retorno 18,19% fijada por ley [165].
- Periodo de recuperación de la inversión 20 años y 15 años

- Mantenimiento, operación, administración anual.
- Energía generada en un año (factor de carga).
- Sistema de acumulación con capacidad de con capacidad de almacenar un día de energía producida y cambio de sistema de acumulación cada 5 años.

Los costos porcentuales de los componentes para sistema eólicos de generación eléctrica según [174] son:

- Turbina del 64 % al 87 %.
- Conexión a red del 9 % al 14 %.
- Construcción del 4 % al 10%.
- Otros costos del 4% al 10 %.
- Los costos de mantenimiento y operación según[175] son: 39,55 dólares por kilovatio instalado al año.

Nota: al realizar la conversión de dólares a pesos para el año 2013 y el ajuste por IPC para el 2012 se obtiene, que el costo de mantenimiento por kilovatio instalado es de 75,738 COP/kWp (2012).

Para el cálculo de los costos de implementación de sistemas eólicos, se presenta la conocida economía de escala, la cual indica como a mayor potencia instalada menor serán los costos por unidad de potencia instalada. Con ayuda de catálogos de turbina de generación de varios fabricantes [176]–[181], y como complemento la información suministrada por Deloitte [174], se establece una relación entre la potencia instalada y los costos de los sistemas de generación. En este caso se han establecido tres rangos según su potencia instalada, estos son: 200 W a 1000 W de 1kW a 5 KW y de 10KW a 30 KW, y se asignó un costo porcentual de la turbina dentro el sistema completo del 64%, respectivamente.

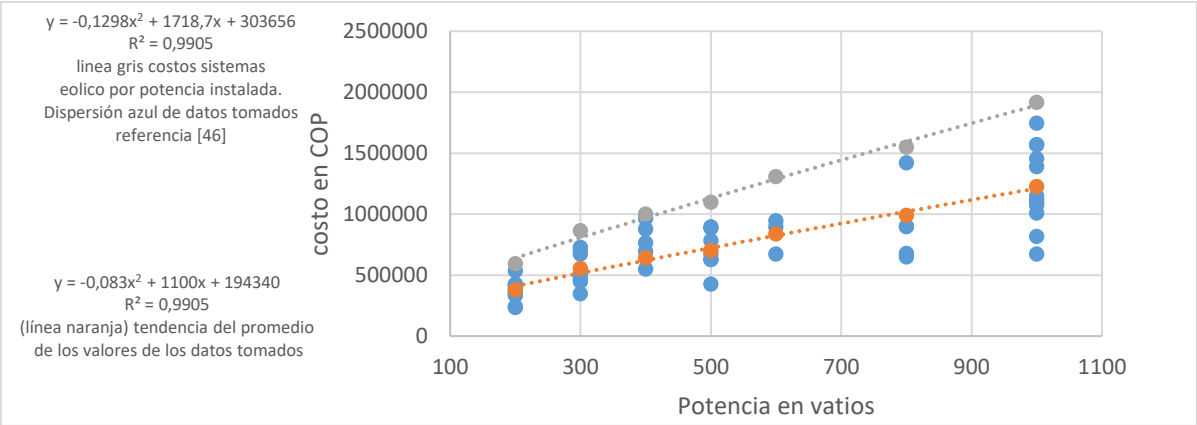

Figura 10. Gráfica de dispersión y tendencia del costo vs potencia instalada de sistemas eólicos para la generación de energía eléctrica 200 W a 1kW.
Fuente. Elaboración propia

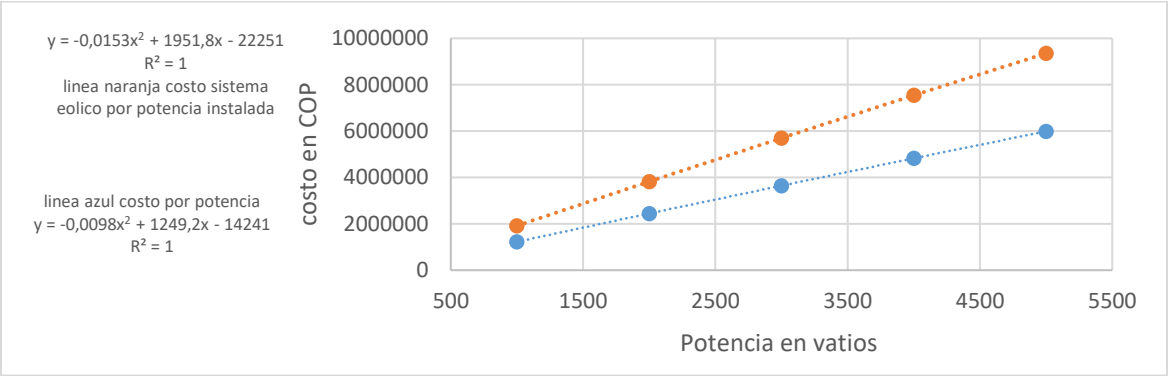

Figura 11. Gráfica de tendencia del costo vs potencia instalada de sistemas eólicos para la generación de energía eléctrica de 1kW a 5 kW.
Fuente: Elaboración propia

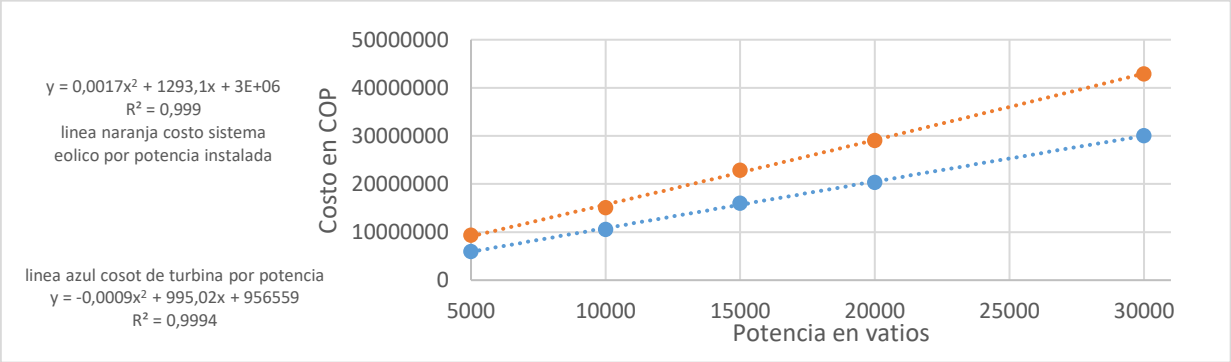

Figura 12. Gráfica de tendencia del costo vs potencia instalada de sistemas eólicos para la generación de energía eléctrica de 5kW a 30 kW.
Fuente. Elaboración propia

Con los criterios anteriormente establecidos para la estimación de costos como: de inversión inicial figuras 10 a 12, mantenimientos en 20 años y una TIR del 18,19% se obtiene:

potencia instalada (w) por turbina	inversión inicial (COP)	Mantenimiento (COP)	costos sin sistema de acumulación (COP)
200	625656,61	302952	928608,61
300	811894,21	454428	1266322,21
400	985285,21	605904	1591189,21
500	1145829,61	757380	1903209,61
600	1293527,41	908856	2202383,41
700	1428378,61	1060332	2488710,61
800	1550383,21	1211808	2762191,21
900	1659541,21	1363284	3022825,21

Tabla 21 .Costos generación eólica potencias entre 200 W y 900 W.

Fuente: elaboración propia

Potencia instalada (w) por turbina	Inversión inicial (COP)	Mantenimiento (COP)	Costos sin sistema de acumulación (COP)
1000	1681652,97	1514760	3196412,97
1500	2441095,47	2272140	4713235,47
2000	3195324,97	3029520	6224844,97
2500	3944341,47	3786900	7731241,47
3000	4688144,97	4544280	9232424,97
3500	5426735,47	5301660	10728395,47
4000	6160112,97	6059040	12219152,97
4500	6888277,47	6816420	13704697,47

Tabla 22. Costos generación eólica potencias entre 1 kW y 4,5 kW.

Fuente: elaboración propia

Potencia instalada (w)) por turbina	Inversión inicial (COP)	Mantenimiento(COP)	Costos sin sistema de acumulación (COP)
5000	7485319,1	7573800	15059119,1
10000	14389840,6	15147600	29537440,6
15000	20994962,1	22721400	43716362,1
20000	27300683,6	30295200	57595883,6
25000	33307005,1	37869000	71176005,1
30000	39013926,6	45442800	84456726,6

Tabla 23. Costos generación eólica potencias entre 5 kW y 30 kW.

Fuente: elaboración propia

Potencia instalada (w)) por turbina	Factor de carga						
	[0-0,1]	(0,1-0,15]	(0,15-0,2]	(0,2-0,25]	(0,25-0,3]	(0,3-0,35]	(0,35-0,4]
	costos sistemas de acumulación con cambios cada 5 años (COP)						
100	99237,13	105142,69	111048,26	116953,82	122859,38	128764,95	134670,51
200	111048,26	122859,38	134670,51	146481,64	158292,77	170103,89	181915,02
300	122859,38	140576,08	158292,77	176009,46	193726,15	211442,84	229159,53
400	134670,51	158292,77	181915,02	205537,28	229159,53	252781,79	276404,05
500	146481,64	176009,46	205537,28	235065,10	264592,92	294120,74	323648,56
600	158292,77	193726,15	229159,53	264592,92	300026,30	335459,68	370893,07
700	170103,89	211442,84	252781,79	294120,74	335459,68	376798,63	418137,58
800	181915,02	229159,53	276404,05	323648,56	370893,07	418137,58	465382,09
900	193726,15	246876,23	300026,30	353176,38	406326,45	459476,53	512626,60
1000	205537,28	264592,92	323648,56	382704,20	441759,83	500815,47	559871,11
1500	264592,92	353176,38	441759,83	530343,29	618926,75	707510,21	796093,67
2000	323648,56	441759,83	559871,11	677982,39	796093,67	914204,95	1032316,23
2500	382704,20	530343,29	677982,39	825621,49	973260,59	1120899,68	1268538,78
3000	441759,83	618926,75	796093,67	973260,59	1150427,50	1327594,42	1504761,34
3500	500815,47	707510,21	914204,95	1120899,68	1327594,42	1534289,16	1740983,89

Potencia instalada (W) por turbina	Factor de carga						
	[0-0,1]	(0,1-0,15]	(0,15-0,2]	(0,2-0,25]	(0,25-0,3]	(,3-0,35]	(0,35-0,4]
	costos totales del proyecto SGE (COP)						
4000	559871,11	796093,67	1032316,23	1268538,78	1504761,34	1740983,89	1977206,45
4500	618926,75	884677,13	1150427,50	1416177,88	1681928,26	1947678,63	2213429,01
5000	677982,39	973260,59	1268538,78	1563816,98	1859095,17	2154373,37	2449651,56
10000	1268538,78	1859095,17	2449651,56	3040207,95	3630764,35	4221320,74	4811877,13
15000	1859095,17	2744929,76	3630764,35	4516598,93	5402433,52	6288268,11	7174102,69
20000	2449651,56	3630764,35	4811877,13	5992989,91	7174102,69	8355215,47	9536328,26
25000	3040207,95	4516598,93	5992989,91	7469380,89	8945771,86	10422162,84	11898553,82
30000	3630764,35	5402433,52	7174102,69	8945771,86	10717441,04	12489110,21	14260779,38

Tabla 24. Costos sistema de acumulación para energía generada según factor de carga.
Fuente: elaboración propia

Nota: Los costos de la tabla 24 se realizaron teniendo en cuenta, el almacenamiento de la potencia generada en un día promedio, una capacidad descarga del 70% de las baterías y una eficiencia del inversor de 95%. Debido a que la capacidad de los equipos de acumulación para un SGE depende de la energía generada y no de la potencia instalada del mismo, se establece como bajo diferentes estimaciones de energía generada el precio de las centrales de SGE varía debido a sus equipos de acumulación.

- El factor de carga, se define como la relación entre la energía generada por un aerogenerador, durante determinado período de tiempo y la producida si durante ese mismo período de tiempo estuviese en actividad ininterrumpida a su potencia nominal.

En la tabla 25, se presentan la variación de los costos de implementación de las centrales bajo diferentes factores de carga.

Potencia instalada (W) por turbina	Factor de carga						
	[0-0,1]	(0,1-0,15]	(0,15-0,2]	(0,2-0,25]	(0,25-0,3]	(,3-0,35]	(0,35-0,4]
	costos totales del proyecto SGE (COP)						
100	974996,92	998619,18	1022241,44	1045863,69	1069485,95	1093108,20	1116730,46
200	1372801,64	1420046,15	1467290,66	1514535,17	1561779,68	1609024,19	1656268,70
300	1757759,75	1828626,51	1899493,28	1970360,05	2041226,81	2112093,58	2182960,35
400	2129871,26	2224360,28	2318849,30	2413338,33	2507827,35	2602316,37	2696805,39
500	2049691,25	2079219,07	2108746,89	2138274,71	2167802,53	2197330,35	2226858,17
600	2835554,48	2977288,01	3119021,55	3260755,08	3402488,62	3544222,15	3685955,68
700	3169126,19	3334481,98	3499837,77	3665193,56	3830549,35	3995905,14	4161260,93
800	3489851,30	3678829,35	3867807,39	4056785,44	4245763,48	4434741,53	4623719,57
900	3797729,81	4010330,11	4222930,42	4435530,72	4648131,02	4860731,32	5073331,62
1000	4018562,08	4254784,64	4491007,20	4727229,75	4963452,31	5199674,86	5435897,42

Potencia instalada (W) por turbina	Factor de carga						
	[0-0,1]	(0,1-0,15]	(0,15-0,2]	(0,2-0,25]	(0,25-0,3]	(,3-0,35]	(0,35-0,4]
	costos totales del proyecto SGE (COP)						
1500	5771607,14	6125940,97	6480274,81	6834608,64	7188942,48	7543276,31	7897610,15
2000	7519439,20	7991884,31	8464329,42	8936774,53	9409219,65	9881664,76	10354109,87
2500	9262058,25	9852614,64	10443171,03	11033727,42	11624283,82	12214840,21	12805396,60
3000	10999464,31	11708131,98	12416799,65	13125467,32	13834134,99	14542802,65	15251470,32
3500	12731657,36	13558436,31	14385215,26	15211994,21	16038773,15	16865552,10	17692331,05
4000	14458637,42	15403527,65	16348417,87	17293308,10	18238198,32	19183088,55	20127978,77
4500	16180404,48	17243405,98	18306407,49	19369408,99	20432410,49	21495412,00	22558413,50
5000	17896958,53	19078071,32	20259184,10	21440296,88	22621409,66	23802522,44	24983635,23
10000	34611595,73	36973821,29	39336046,86	41698272,42	44060497,98	46422723,55	48784949,11
15000	51152742,79	54696081,14	58239419,48	61782757,83	65326096,18	68869434,52	72412772,87
20000	67394489,86	72118940,98	76843392,11	81567843,24	86292294,37	91016745,49	95741196,62
25000	83336836,92	89242400,83	95147964,74	101053528,65	106959092,56	112864656,47	118770220,38
30000	98979783,98	106066460,68	113153137,37	120239814,06	127326490,75	134413167,44	141499844,13

Tabla 25. Costos totales sistemas eólicos para la generación de energía eléctrica (según capacidad del sistema de acumulación)

Fuente: elaboración propia

En la sección 4.6 se establece **el marco tarifario a los aportes de energía por SGE a la red**, basados en la disponibilidad de recurso eólico (factor de carga) y la potencia instalada por turbina, donde se especifica el pago máximo reconocido a las actividades de generación de energía eléctrica por sistema eólicos para su generación. Para SGE de más de una turbina se recomienda que todas estas sean de las mismas características para su remuneración conjunta de no ser así la remuneración de cada una de ellas se realizara de manera individual.

2.4 METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LAS ZNI.

La metodología de remuneración radica en clasificar las centrales de GD en las ZNI dentro de las clases definidas por medio de los criterios ya expuestos y posteriormente asignarles una remuneración según el tipo de central normalizada y la disponibilidad del recurso energético.

GD para autoconsumo: su remuneración será a través de instrumento Net Metering.

GD con excedentes: los excedentes a la red se reconocerán según los marcos tarifarios basándose en: la tecnología de generación (SGF o SFV, el tipo de instalación, la disponibilidad del recurso energético donde se encuentre y el tiempo de recuperación que el Prosumidor escoja).

GD comercial: la energía vendida se reconocerán acorde con los marcos tarifarios basados en: el tipo de tecnología de generación (SGF o SFV, el tipo de instalación, la disponibilidad del recurso energético donde se encuentre y el tiempo de recuperación que el generador escoja).

En la figura 13 se explica cómo es el proceso de asignación:

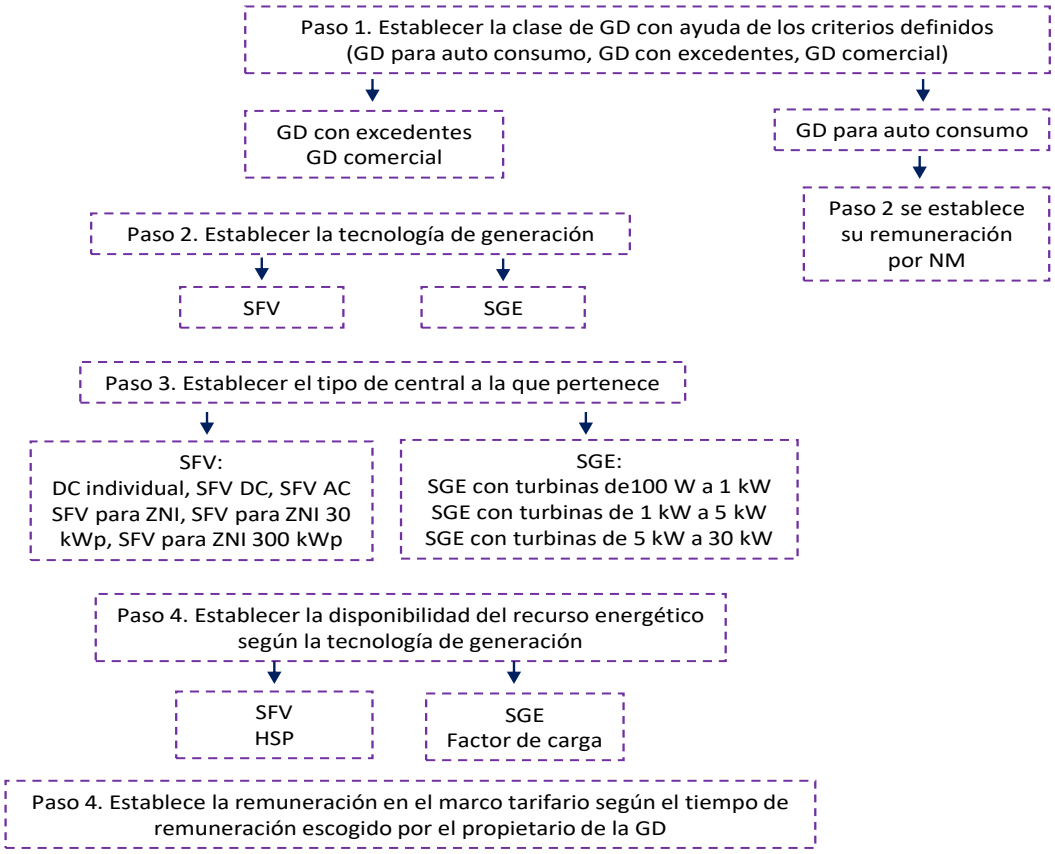

Figura 13. Proceso de asignación de remuneración para GD en el ZNI

En la figura 14 se resume la metodología de remuneración para GD en las ZNI.

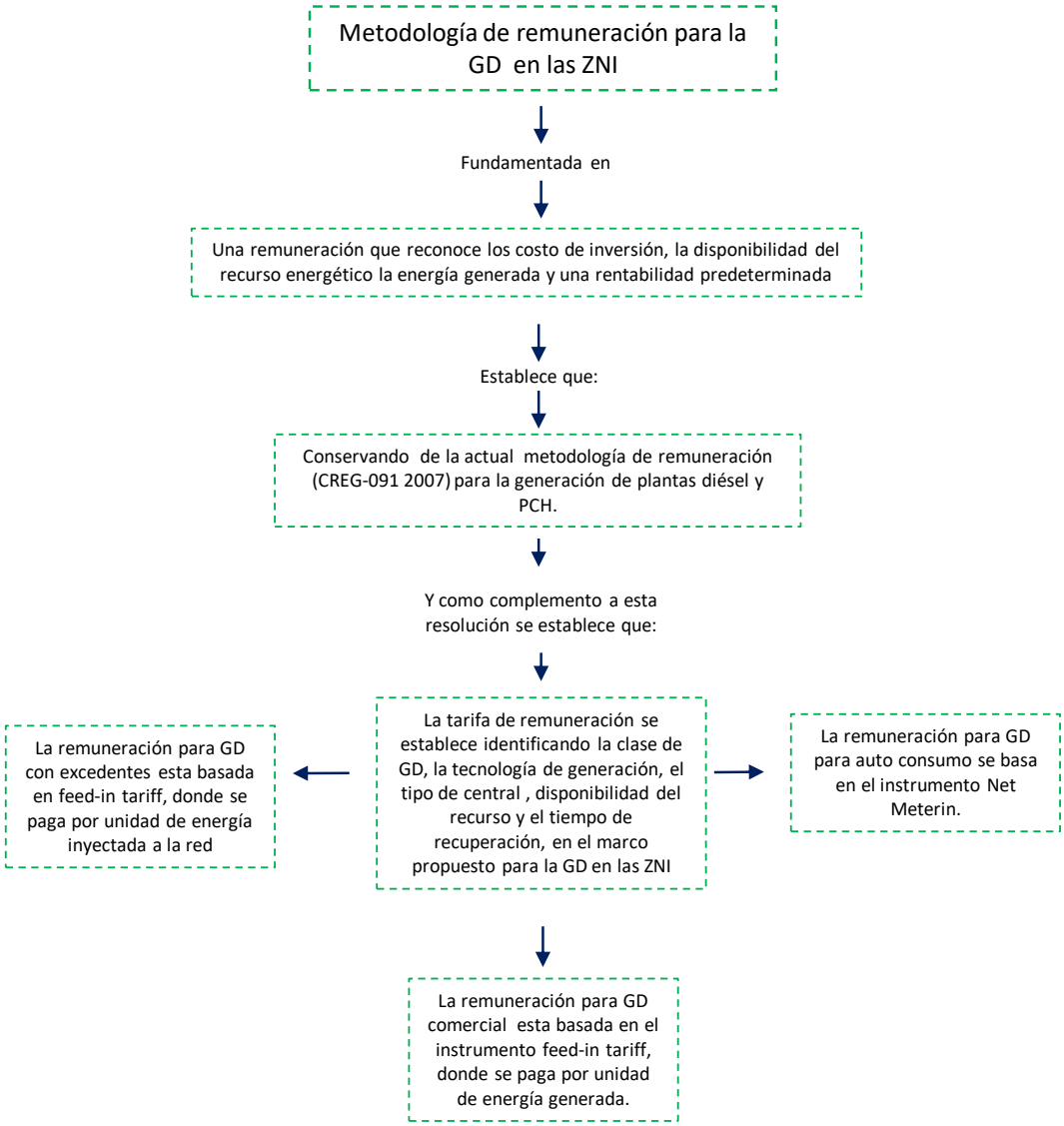

Figura 14. Resumen metodología de remuneración para GD en las ZNI

3. CONCLUSIONES

Los factores identificados usados para la integración de GD pueden clasificase en cuatro grupos de instrumentos: los de carácter legislativo, normativo, económicos e investigativo, donde la correcta implementación y satisfacciones de las necesidades particulares para cada contexto permiten la inclusión de GD, como es el caso Colombiano donde los cambios climáticos evidenciados demandan un cambio del modelo de generación de energía eléctrica, acorde a esto se expide la ley 1715 de 2014 (instrumento legislativo) reglamentaria de las FNCE, posteriormente la resolución CREG 121 donde establece entre otras cosas la remuneración para la GD.

La clasificación de las centrales de GD según la energía generada por su respectivo criterio ofrece alternativas para inclusión de GD teniendo en cuenta las necesidades de consumidores, comercializadores y prosumidores así facilitan su proliferación de GD. La clasificación por disponibilidad de potencia según su respectivo criterio, establece la máxima potencia a instalar en un circuito de distribución de baja tensión con el fin de ser consumida en lugares cercanos, al usar como criterios la potencia de sobrecarga del o de los transformadores del nodo y la naturaleza de la fuente de energía, se logra aprovechar la configuración del sistema para que la centrales de GD puedan conectarse en baja tensión con una suficiente potencia, sin obligar a las empresas de distribución a modificar la redes más de lo necesario.

En la elaboración de la metodología de remuneración para las ZNI se evidencian tres cosas, la primera se debe al actual marco tarifario para los sistemas fotovoltaicos en el ZNI pues no es el más adecuado para la proliferación de GD debido a una tarifación por potencia instalada, esto impide aprovechar las múltiples ventajas ofrecidas con la implementación de esta tecnología. La segunda excluye el uso de otros tipos de tecnologías actualmente en etapa de desarrollo ya avanzado, y deben ser consideradas como posibles soluciones a las necesidades energéticas de estas regiones a través de la regulación de las mismas y marcos tarifarios correspondientes; La tercera es la alta dependencia de los precios de la electricidad del costo de los combustibles usados en la generación de estas zonas y obliga a la nación a completar dicho pago por medio de subsidios, los cuales se incrementan con transcurrir del tiempo.

Como respuesta a esto se propuso una marco tarifario para GD a partir de SFV y de SGE aprovechando la disponibilidad del recurso y reduciendo la dependencia de los combustibles usados, y de los costos de la electricidad en beneficio de las comunidades residentes. Además ofrece al propietario de dicha central una buena rentabilidad, sin caer en abusos por el cobro de la prestación del servicio para los usuarios. Para el caso de las centrales hibridas de GD (solares, eólicas) es necesario distinguir entre los aportes energéticos y las características de cada tipo de tecnología de generación para su correspondiente remuneración.

Los aportes académicos de este trabajo son: Para el caso específico colombiano se propuso funciones de densidad de probabilidad basadas en la potencia instalada (ver secciones 4.1 y 4.2) el sistema de generación implementado y disponibilidad del recurso energético. Estas funciones modelan la

cantidad de energía generada en un día por una Unidad de GD; propone que los límites de potencia para las centrales en los nodos de baja tensión dependan del tiempo de sobrecarga de los transformadores y la máxima potencia inyectada por la unidad.

4. COMPLEMENTOS A LA METODOLOGÍA

4.1. ESTIMACIÓN DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE UN SFV

En el caso de los SFV la irradiación solar es fuente de energía en el proceso de generación de energía eléctrica, como se ve en la figura 18, esta irradiancia tiene la cualidad de comportarse bajo ciertos patrones.

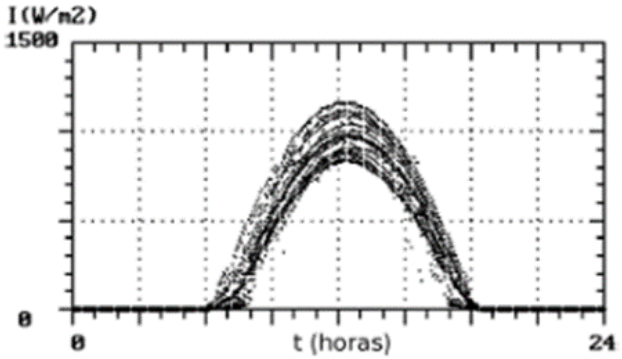

Figura 15. Dispersión Irradiancia Por Horas.
Fuente:[182].

En [183] se afirma como los valores de irradiancia en una hora determinada se le puede asignar una función de densidad de probabilidad para establecer su comportamiento con la excepción que lo dicho en [183] es una caracterización propia de los valores tomados en la ciudad de Bogotá, estos son puede ser útiles para establecer relaciones con otros lugares y permitir el modelamiento de los mismos, debido a la dependencia de la irradiancia de factores como condiciones atmosféricas y la posición del sol respecto el horizonte [184] como caracterización propia de las condiciones ambientales y como está modifica la irradiancia de una zona determinada se tienen el valor hora solar pico (HSP) establece la irradiancia total en un día para una zona específica tomando en cuenta las propias de este lugar. Una relación de [183] es que la suma de las esperanzas de cada función de densidad de probabilidad es muy cercano al valor de HSP de Bogotá (información de fácil acceso, atlas de radiación solar de la UPME), con esto se pueden establecer relaciones entre el HSP de Bogotá con otros HSP de otras zona de interés y posteriormente establecer la irradiancia por hora para las diferentes zonas de interés. Se muestra en la tabla 26 el tipo de función de densidad de probabilidad (FDP) para cada hora y el coeficiente obtenido de la prueba de Anderson-Darling de la irradiancia.

Hora	Irradiancia	
	Ajuste	Coeficiente A-D
6 a 7	Log normal	2,0378
7 a 8	Gamma	0,7752
8 a 9	Weibull	2,9365
9 a 10	Beta	4,172

Hora	Irradiancia	
	Ajuste	Coeficiente A-D
10 a 11	Max extreme	4,9255
11 a 12	Max extreme	3,006
12 a 13	Gamma	1,3905
13 a 14	Gamma	1,0283
14 a 15	Beta	0,6386
15 a 16	Weibull	1,9045
16 a 17	Weibull	1,0772
17 a 18	Log normal	0,5334

Tabla 26. Funciones de densidad de probabilidad por de irradiancia por hora.

Fuente: [183]

Al usar los valores obtenidos en estas funciones, se le realizaran ajustes para poderse usar en otros lugares confrontando con la información de fuentes oficiales como: promedios mensuales de irradiación global media recibida en superficie para las principales ciudades del país (Wh/m^2 por día) anexo de atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia, de esta forma se pueden establecer las funciones de densidades para los diferentes valores de HSP. A continuación, se realizará el ajuste, para que los polinomios establecidos puedan ser usados para cualquier lugar si se conoce el valor de HSP de dicho lugar:

Ajuste de función por HSP

$$\mathrm{HSPp} \cong \sum_{n=t}^{tf} \frac{\mathrm{HSP}}{3637} * \mathrm{fn}(p_n) \qquad 0 \leq \mathrm{Pn} \leq 1 \tag{4.1.1}$$

Donde:

- HSPp es la irradiancia diaria en la zona de interés (vatios* hora/ metros cuadrados).
- HSP es irradiancia promedio de la zona de interés.
- Fn es el polinomio para la hora n evaluado en Pn.
- Donde t y tf es la primera hora del día con radiación solar y la última hora del día con radiación solar respectivamente.

Con estas nuevas funciones, se pueden construir un conjunto de datos suficientemente extenso para elaborar funciones de densidad de probabilidad para cada HSP requerido, a continuación, se muestra el algoritmo usado y el resultado de dicho análisis realizado usando el en Minitab 17 ®, y las FDP obtenidas.

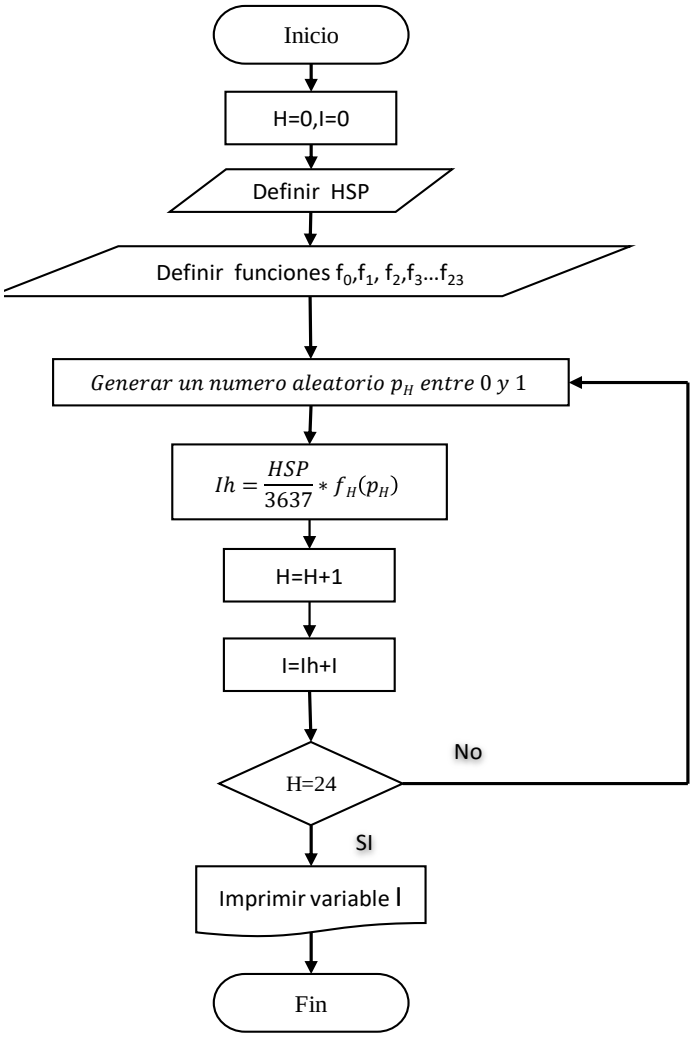

Figura 16. Algoritmo de generación de irradiancia en un día

Dónde: H son la hora del día, I es la irradiancia acumulada en el día.

La figura 17 fue elaborada con ayuda del software Minitab 17 ®, establece bajo cual distribución en particular se comportan los datos en este caso la FDP es de tipo Gamma con Forma 52,67, Escala de 0,08873, Valor umbral de -0,6729, N es número de datos usados en el análisis y A-D coeficiente Anderson-Darling

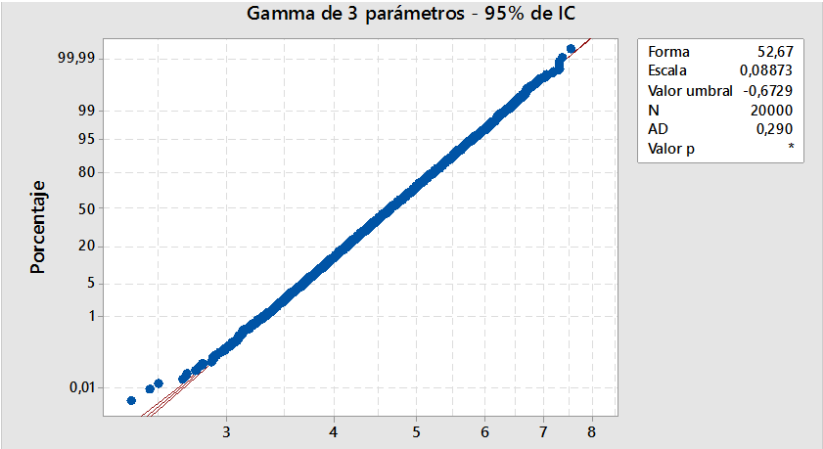

Figura 17. Gráfica resultados de análisis de datos para 4 HSP.
Fuente: elaboración propia

.

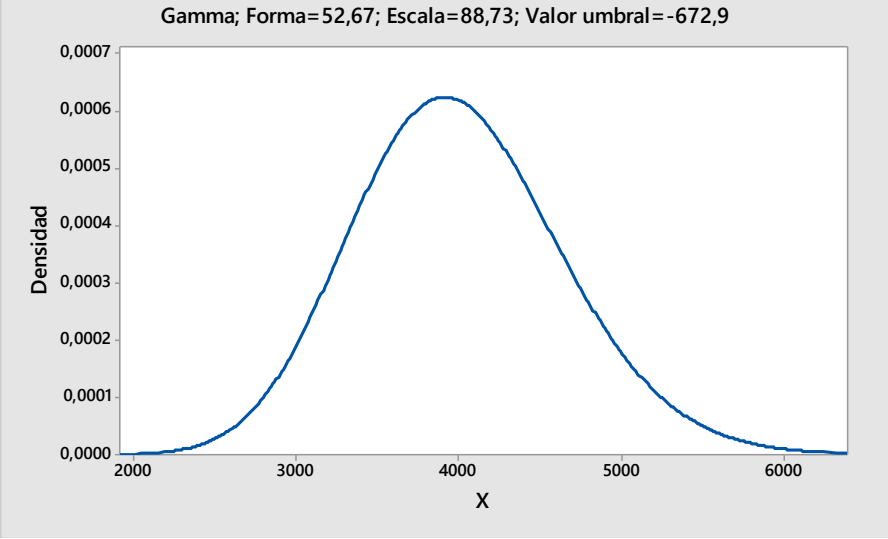

Figura 18. Gráfica Función de densidad de probabilidad para 4 HSP.
Fuente: elaboración propia

Nota: la figura 18 en el eje X las unidades son valores de irradiancia en W*hora/m^2

Al aplicar la ecuación de potencia generada de un SFV, se determina la función de densidad para establecer el comportamiento de la potencia generada a partir de una potencia instalada y de la FDP de la irradiancia.

$$Ea = \eta * Hsp * F * Pp \tag{4.1.2}$$

Donde:

- Ea es la energía generada en un día (kWh).
- η es eficiencia del inversor y regulador (0.95) [185].
- Hsp es el valor aleatorio originado a partir de la función de densidad de probabilidad (horas).
- F: factor de planta (0.98).
- Pp es potencia instalada (kW).

En la figura 19 se explica el algoritmo usado para la construcción permitiendo establecer una FDP a la energía generada en un día por un SFV a partir de la irradiancia de la zona y la potencia instalada del SFV

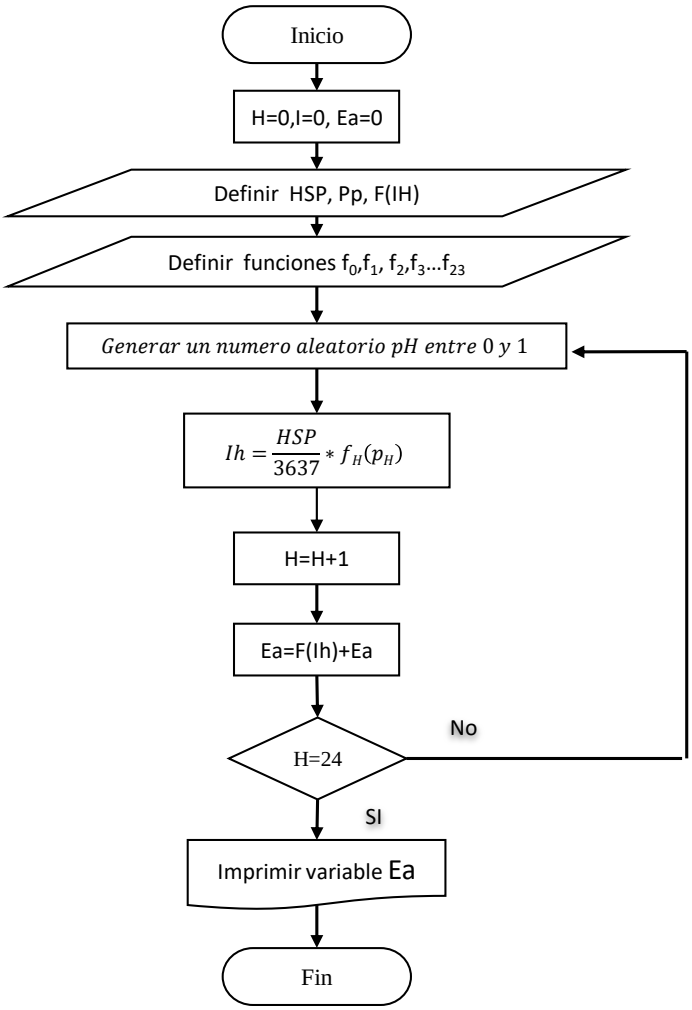

Figura 19. Algoritmo para determinar el valor de energía en un día

Dónde: H son la hora del día, Ea energía generada en un día.

Con esto se obtienen los suficientes datos para realizar un nuevo análisis y establecer las funciones de densidad de probabilidad que establece la energía generada por un SFV en un día.

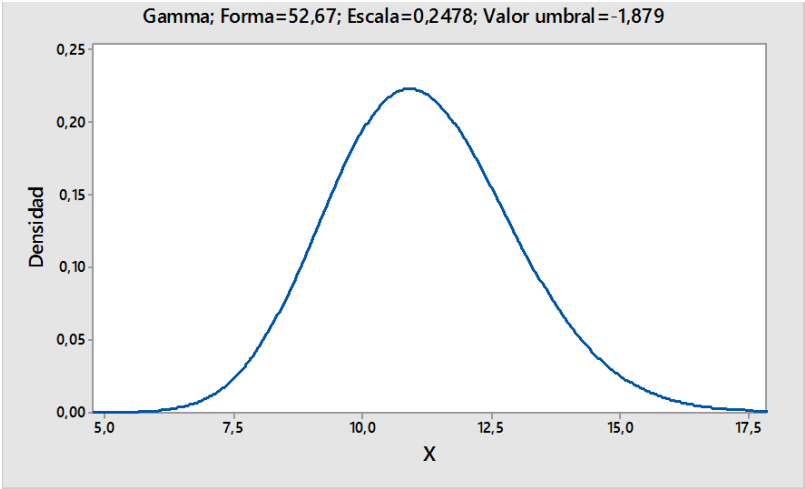

Figura 20. Gráfica función de densidad de probabilidad energía generada (kWh) en un día por un SFV (para HSP 4 y Pp de 3kw, el eje X está en unidades de energía kWh).

Fuente: elaboración propia

En las tablas 27, 28 y 29 se muestran los parámetros de las diferentes funciones de densidad de probabilidad que se originan debido a la diferente configuración de potencia instalada e irradiancia consideradas.

potencia en vatios	FDP 3			FDP 3,5			FDF 3,6			FDP 3,7			FDP 3,8			FDP 3,9		
500	Gamma			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	62,82	0,0286	-0,3441	1,105	0,086	-1,398	56,56	0,0355	-0,3357	52,21	0,03802	-0,2618	56,23	0,03801	-0,369	62,83	0,03682	-0,4987
700	Gamma			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	60,82	0,04005	-0,4005	1,442	0,086	-1,957	56,56	0,04977	-0,4699	52,21	0,05322	-0,3665	56,23	0,05322	-0,5167	62,83	0,05155	-0,6982
800	Gamma			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	60,82	0,04577	-0,5506	1,575	0,086	-2,237	56,56	0,05688	-0,5371	52,21	0,06083	-0,4188	56,23	0,06082	-0,5905	62,83	0,05891	-0,7979
1000	Log-normal			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	1,718	0,08552	-2,596	1,87	0,086	-3,003	56,56	0,07637	-0,7211	52,21	0,08167	-0,5623	56,23	0,08166	-0,7928	62,83	0,0791	-1,071
1200	Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	60,82	0,06865	-0,8259	61,47	0,0799	-0,9922	56,56	0,08532	-0,8056	52,21	0,09124	-0,6282	56,23	0,09123	-0,8857	62,83	0,08837	-1,197
1500	Gamma			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	60,82	0,08581	-1,032	2,204	0,086	-4,194	56,56	0,1067	-1,007	52,21	0,1141	-0,7853	56,23	0,114	-1,107	62,83	0,1105	-1,496
1700	Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	60,82	0,09726	-1,17	61,47	0,1132	-1,406	56,56	0,1209	-1,141	52,21	0,1293	-0,89	56,23	0,1292	-1,255	62,83	0,1252	-1,696
2000	Gamma			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	60,82	0,1144	-1,377	2,494	0,086	-5,592	56,56	0,1422	-1,343	52,21	0,1521	-1,047	56,23	0,1521	-1,476	62,83	0,1473	-1,996
2500	Gamma			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	60,82	0,143	-1,721	2,715	0,086	-6,991	56,56	0,1778	-1,678	52,21	0,1901	-1,309	56,23	0,1901	-1,845	62,83	0,1841	-2,249
3000	Gamma			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	60,82	0,1716	-2,065	2,897	0,086	-8,389	56,56	0,2133	-2,014	52,21	0,2281	-1,571	56,23	0,2281	-2,214	62,83	0,2209	-2,992
3500	Gamma			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	60,82	0,2002	-2,409	3,051	0,086	-9,787	56,56	0,2489	-2,35	52,21	0,2661	-1,832	56,23	0,2661	-2,583	62,83	0,2577	-3,491
4000	Gamma			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	60,82	0,2288	-2,753	3,185	0,086	-11,18	56,56	0,2844	-2,685	52,21	0,3041	-2,094	56,23	0,3041	-2,952	62,83	0,2946	-3,99
4500	Gamma			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	60,82	0,2574	-3,097	3,303	0,086	-12,58	56,56	0,32	-3,021	52,21	0,3422	-2,356	56,23	0,3421	-3,321	62,83	0,3314	-4,488
5000	Gamma			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	60,82	0,286	-3,441	3,408	0,086	-13,98	56,56	0,3555	-3,357	52,21	0,3802	-2,618	56,23	0,3682	-3,69	62,83	0,3682	-4,987

Tabla 27. Funciones densidad de probabilidad energía generada por SFV en un día.
Fuente: elaboración propia

potencia en vatios	FDP 4			FDP 4,1			FDP 4,2			FDP 4,3			FDP 4,4			FDP 4,5		
500	Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	52,67	0,0413	-0,3132	53,87	0,04171	-0,3382	52,56	0,04338	-0,3235	60,56	0,04135	-0,5021	46,41	0,04845	-0,2004	62,1	0,04286	-0,5616
700	Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	52,67	0,05783	-0,4385	53,87	0,05839	-0,4735	52,56	0,06074	-0,4529	60,56	0,05789	-0,703	46,41	0,06783	-0,2806	62,1	0,06	-0,7863
800	Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Log-normal			Gamma		
	52,67	0,06609	-0,5012	53,87	0,06674	-0,5411	52,56	0,06941	-0,5176	60,56	0,06616	-0,8034	1,673	0,09841	-2,077	62,1	0,06857	-0,8986
1000	Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	52,67	0,08873	-0,6729	53,87	0,0896	-0,7265	52,56	0,0932	-0,6949	60,56	0,08883	-1,079	46,41	0,1041	-0,4305	62,1	0,09206	-1,207
1200	Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	52,67	0,09913	-0,7518	53,87	0,1001	-0,8117	52,56	0,1041	-0,7763	60,56	0,09924	-1,205	46,41	0,1163	-0,481	62,1	0,1029	-1,348
1500	Gamma			Log-normal			Log-normal			Log-normal			Log-normal			Gamma		
	52,67	0,1239	-0,9397	2,3	0,09149	-4,292	2,334	0,09091	-4,487	2,417	0,0856	-5,251	2,302	0,09841	-3,894	62,1	0,1286	-1,685
1700	Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	52,67	0,1404	-1,065	53,87	0,1418	-1,15	52,56	0,1475	-1,1	60,56	0,1406	-1,707	46,41	0,1647	-0,6814	62,1	0,1457	-1,91
2000	Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	52,67	0,1652	-1,253	53,87	0,1668	-1,353	52,56	0,1735	-1,294	60,56	0,1654	-1,42	46,41	0,1938	-0,8017	62,1	0,1714	-2,247
2500	Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	52,67	0,2065	-1,566	53,87	0,2086	-1,691	52,56	0,2169	-1,617	60,56	0,2068	-2,511	46,41	0,2422	-1,002	62,1	0,2143	-2,808
3000	Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	52,67	0,2478	-1,879	53,87	0,2503	-2,029	52,56	0,2603	-1,941	60,56	0,2481	-3,013	46,41	0,2907	-1,202	62,1	0,2571	-3,37
3500	Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	52,67	0,2891	-2,193	53,87	0,292	-2,367	52,56	0,3037	-2,264	60,56	0,2895	-3,515	46,41	0,3391	-1,403	62,1	0,3	-3,932
4000	Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	52,67	0,3304	-2,506	53,87	0,3337	-2,706	52,56	0,3471	-2,588	60,56	0,3308	-4,017	46,41	0,3876	-1,603	62,1	0,3428	-4,493
4500	Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	52,67	0,3717	-2,819	53,87	0,3754	-3,044	52,56	0,3904	-2,911	60,56	0,3722	-4,519	46,41	0,436	-1,804	62,1	0,3857	-5,055
5000	Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	52,67	0,413	-3,132	53,87	0,4171	-3,382	52,56	0,4338	-3,235	60,56	0,4135	-5,021	46,41	0,4845	-2,004	62,1	0,4286	-5,616

Tabla 28. Funciones densidad de probabilidad energía generada por SFV en un día.

Fuente: elaboración propia

potencia en vatios	FDP 4,6			FDP 4,7			FDP 4,8			FDP 4,9			FDP 5			FDP 5,5			FDP 6		
500	Log-normal			Log-normal			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	1,322	0,09101	-1,625	1,259	0,09897	-1,353	1,379	0,09011	-1,751	49,45	0,05194	-0,2917	50,42	0,05265	-0,3256	55,85	0,05465	-0,5	59,08	0,05799	-0,6319
700	Log-normal			Log-normal			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	1,658	0,09101	-2,275	1,595	0,09897	-1,895	1,715	0,09011	-2,451	49,45	0,07272	-0,4084	50,42	0,07371	-0,4558	55,85	0,0765	-0,7	59,08	0,08119	-0,8847
800	Log-normal			Log-normal			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	1,792	0,09101	-2,6	1,729	0,09897	-2,165	1,849	0,09011	-2,801	49,45	0,08311	-0,4667	50,42	0,08424	-0,5209	55,85	0,08743	-0,8	59,08	0,09279	-1,011
1000	Log-normal			Log-normal			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	2,086	0,09101	-3,49	2,0224	0,09897	-2,907	2,143	0,09011	-3,761	49,45	0,1039	-0,5834	50,42	0,1131	-0,6994	55,85	0,1174	-1,074	59,08	0,1246	-1,358
1200	Log-normal			Log-normal			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	2,197	0,09101	-3,899	2,134	0,09897	-3,248	2,254	0,09011	-4,201	49,45	0,1247	-0,7	50,42	0,1264	-0,7814	55,85	0,1311	-1,2	59,08	0,1392	-1,1517
1500	Log-normal			Log-normal			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	2,42	0,09101	-4,874	2,358	0,09897	-4,06	2,477	0,09011	-5,252	49,45	0,1558	-0,8715	50,42	0,1579	-0,9768	55,85	0,1639	-1,5	59,08	0,174	-1,896
1700	Log-normal			Log-normal			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	2,545	0,09101	-5,524	2,483	0,09897	-4,602	2,602	0,09011	-5,952	49,45	0,1766	-0,9917	50,42	0,179	-1,107	55,85	0,1858	-1,7	59,08	0,1972	-2,149
2000	Log-normal			Log-normal			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	2,708	0,09101	-6,499	2,645	0,09897	-5,414	2,765	0,09011	-7,002	49,45	0,2078	-1,167	50,42	0,2106	-1,302	55,85	0,2186	-2	59,08	0,232	-2,528
2500	Log-normal			Log-normal			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	2,931	0,09101	-8,124	2,868	0,09897	-6,767	2,988	0,09011	-8,753	49,45	0,2597	-1,458	50,42	0,2632	-1,628	55,85	0,2732	-2,5	59,08	0,29	-3,16
3000	Log-normal			Log-normal			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	3,113	0,09101	-9,748	3,051	0,09897	-8,121	3,17	0,09011	-10,5	49,45	0,3117	-1,75	50,42	0,3159	-1,954	55,85	0,3279	-3	59,08	0,3479	-3,792
3500	Log-normal			Log-normal			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	3,268	0,09101	-11,37	3,205	0,09897	-9,474	3,324	0,09011	-12,25	49,45	0,3636	-2,042	50,42	0,3685	-2,279	55,85	0,3825	-3,5	59,08	0,4059	-4,424
4000	Log-normal			Log-normal			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	3,401	0,09101	-13	3,338	0,09897	-10,83	3,458	0,09011	-14	49,45	0,4155	-2,333	50,42	0,4212	-2,605	55,85	0,4372	-4	59,08	0,4639	-5,055
4500	Log-normal			Log-normal			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	3,519	0,09101	-14,62	3,456	0,09897	-12,18	3,576	0,09011	-15,75	49,45	0,4675	-2,625	50,42	0,4738	-2,93	55,85	0,4918	-4,5	59,08	0,5219	-5,687
5000	Log-normal			Log-normal			Log-normal			Gamma			Gamma			Gamma			Gamma		
	3,624	0,09101	-16,25	3,62	0,09897	-13,53	3,681	0,09011	-17,51	49,45	0,5194	-2,917	50,42	0,5265	-3,256	55,85	0,5465	-5	59,08	0,5799	-6,319

Tabla 29. Funciones densidad de probabilidad energía generada por SFV en un día.
Fuente: elaboración propia

Nota: nombre del tipo de distribución y los parámetros de definición:

Gamma		
forma	escala	umbral

Log-normal		
ubicación	escala	umbral

4.2 ESTIMACIÓN DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE UN SGE

En el caso de los SGE es el viento la fuente de energía en los procesos de generación de energía eléctrica, en el cual sus características (densidad, y velocidad), determinan la energía disponible a ser convertida por medio de una turbina acoplada a un generador donde la velocidad es el factor de mayor ponderación para estimar la energía generada por SGE. La distribución de Weibull describe con bastante confiabilidad la distribución de la velocidad del viento para un intervalo de un mes aproximadamente.

La función de densidad de probabilidad está dada por la ecuación 4.2.1:

$$f(x;\lambda;k) = \begin{cases} 0, & x < 0 \\ \frac{k}{\lambda}\left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} e^{\left(\frac{-x}{\lambda}\right)^{k}}, & x \geq 0 \end{cases} \quad \text{con } k, \lambda > 0 \tag{4.2.1}$$

Fuente: [186]

Donde:

- k es el parámetro de forma de la curva, λ corresponde al parámetro de escala.

Estos parámetros deben ser calculados según el mes, dado que las velocidades de viento esperadas varían de acuerdo a las estaciones del año y otros factores.

La distribución de Rayleigh también es la distribución de probabilidad utilizada a menudo para la velocidad del viento, cuya función de distribución depende de un parámetro ajustable - el parámetro de escala determina la velocidad media del viento de la distribución, y es idéntica a la distribución de Weibull con un parámetro de forma igual a 2. Determinada la función reguladora del comportamiento de las velocidades del viento, para saber la potencia producida por medio de un aerogenerador, es necesario establecer las curvas de potencia generada del aerogenerador. Estas curvas establecen la potencia generada en relación con las velocidades de viento experimentada en el buje. A continuación se muestran algunas curvas promedio de los valores de potencia generada de los sistemas más comunes (incluidas la eficiencia de rendimiento mecánico y el rendimiento de generador y la eficiencia de inversor), obtenidas de diferentes catálogos en todo el proceso de conversión de los aerogeneradores [179], [187]–[191]. Nota: se aclara como las funciones mostradas en las gráficas corresponden a la tendencia obtenidas del valor mínimo hasta el valor de máximo de potencia a entregar por dicha turbina.

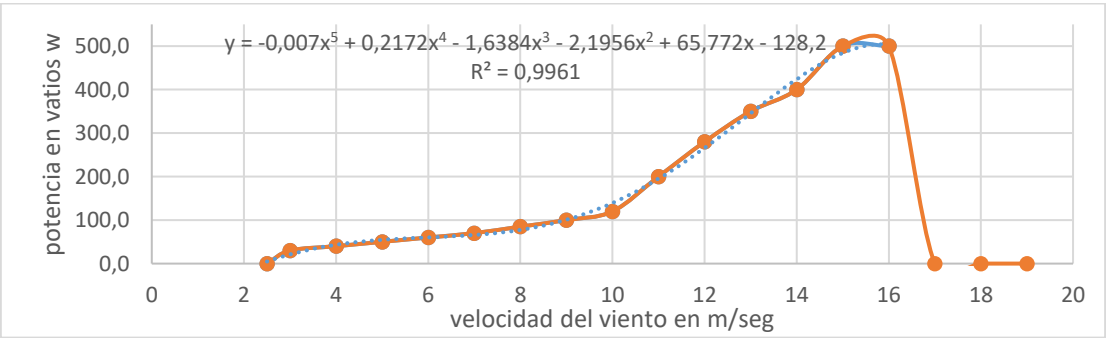

Figura 21. Gráfica curva de potencia 300 W.
Fuente: elaboración propia

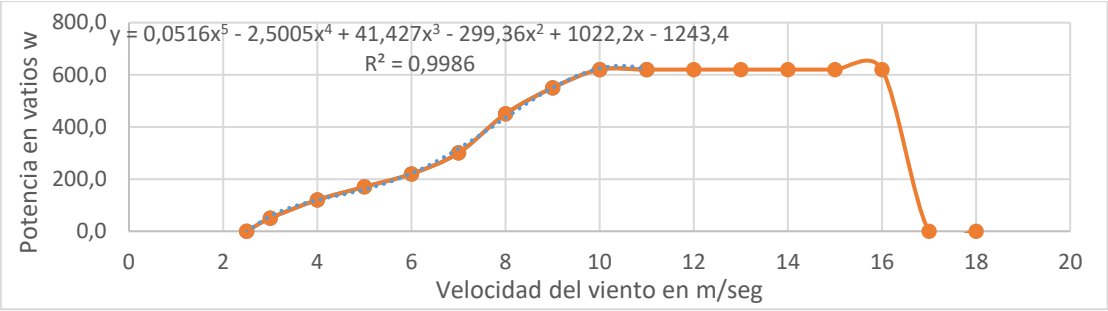

Figura 22. Gráfica curva de potencia 500 W.
Fuente: elaboración propia

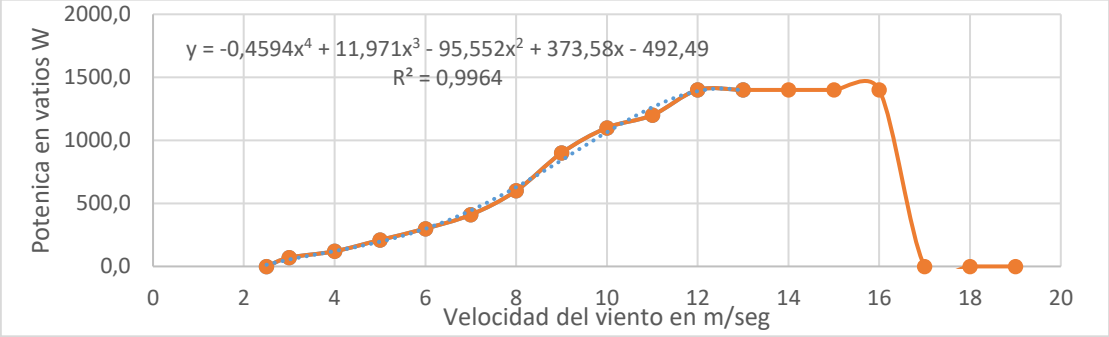

Figura 23. Gráfica curva de potencia 1000 W.
Fuente: elaboración propia

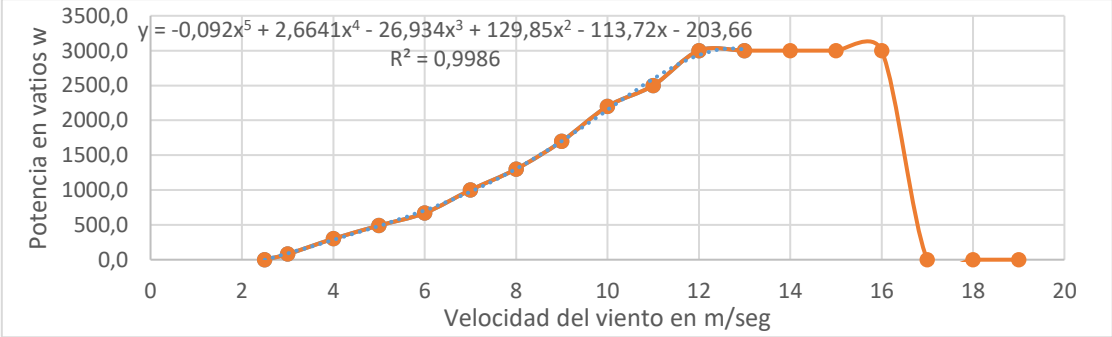

Figura 24. Gráfica Curva de potencia 2000 W.
Fuente: elaboración propia

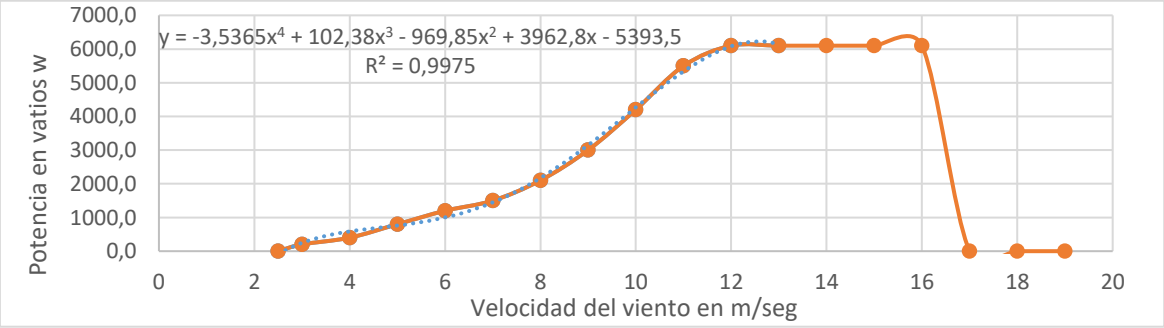

Figura 25. Gráfica curva de potencia 5000 W.
Fuente: elaboración propia

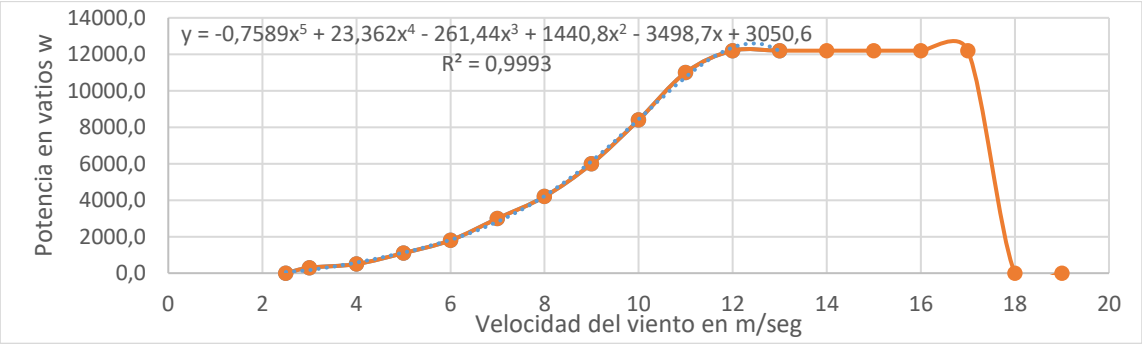

Figura 26. Gráfica curva de potencia 10 kW.
Fuente: elaboración propia

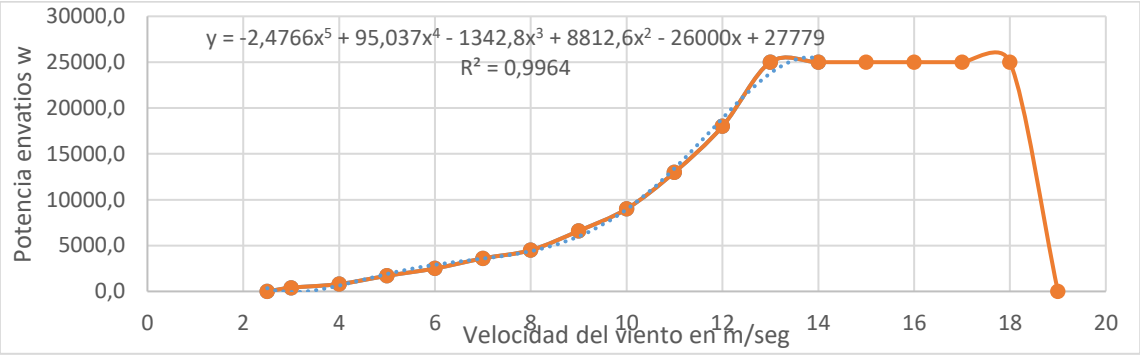

Figura 27. Gráfica curva de potencia 20 kW.
Fuente: elaboración propia

Con las funciones de las figura 22 a la 27, y las restricciones de los equipos del sistema de generación, se plantean las FDP de la energía generada a partir SGE como el mostrado en la figura 28, en la figura 29 se detalla el algoritmo utilizado.

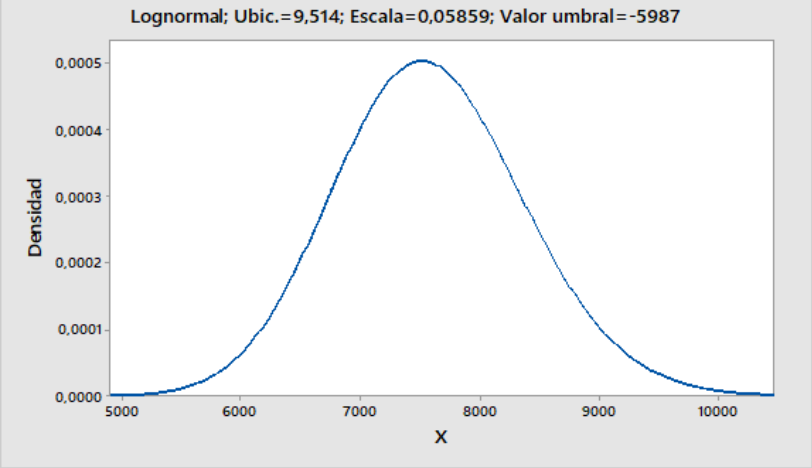

Figura 28. Gráfica función densidad de probabilidad energía generada por un SGE en el transcurso de un día Potencia instala 5 kW velocidad media del viento 3m/seg.

Fuente: elaboración propia

.

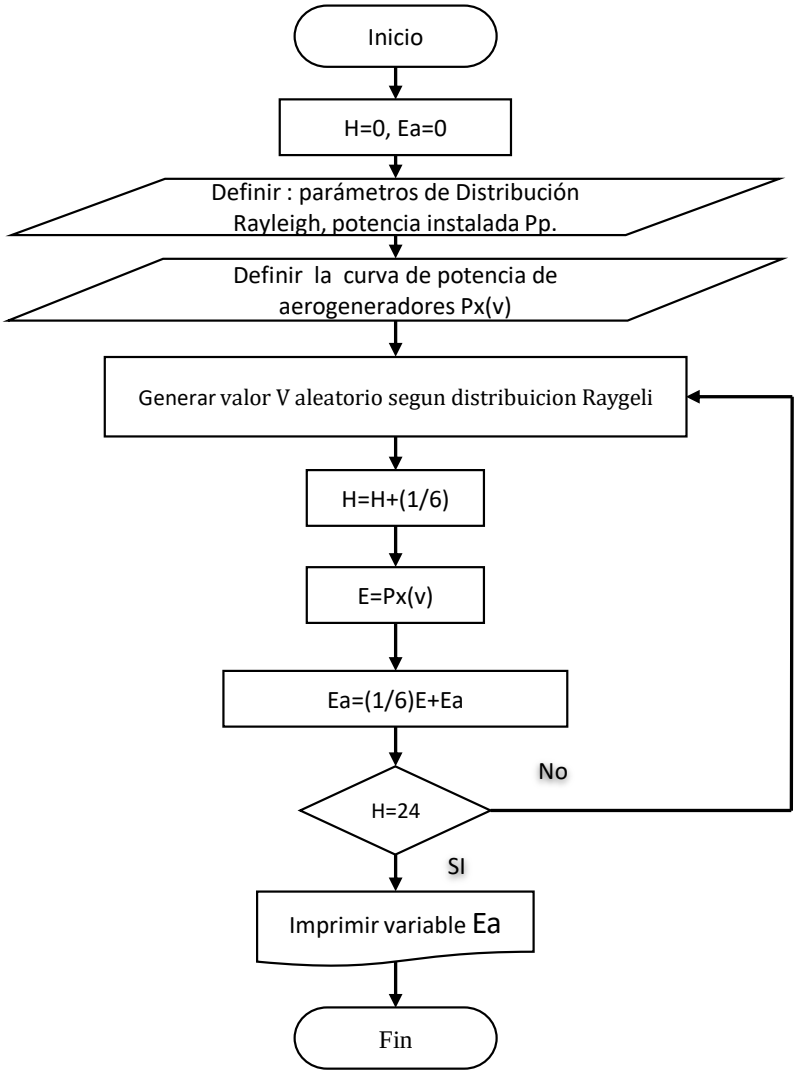

Figura 29. Algoritmo para determinar la energía generada en un día

Dónde: H es la hora del día. Ea es la energía generada en el día

A continuación se muestran en las tablas los parámetros de las diferentes funciones de densidad, configuraciones de potencia instalada de las turbinas y velocidades de los vientos considerados

	velocidad media en m/seg																				
potenicia	2			2,5			3			3,5			4			4,5			5		
300	6,563	0,03952	-571,1	7,334	0,02495	-1185	7,452	0,0261	-1209	7,3	0,03451	-805,8	7,255	0,04346	-574,8	0,0916	0,07113	-0,076	0,2005	0,08048	-0,000771
500	7,134	0,06496	-737,7	8,148	0,03488	-2441	8,324	0,03968	-2502	8,347	0,05074	-1909	8,92	0,03538	-4425	2,16	0,0358	-4,833	2,446	0,03029	-6,945
1000	7,035	0,07604	-607,4	7,563	0,07454	-807,6	8,088	0,06692	-1365	8,268	0,07894	-1055	8,914	0,05508	-3459	2,282	0,05287	-4,487	2,82	0,03668	-10,18
2000	7,767	0,0835	-1320	8,595	0,06264	-2992	9,21	0,04996	-5786	9,405	0,0564	-5794	9,682	0,05478	-7206	3,014	0,0537	-8,733	3,431	0,04088	-16,57
5000	8,834	0,0559	-4610	9,315	0,05225	-6408	9,514	0,05859	-5987	9,814	0,06039	-7318	9,986	0,07038	-6675	3,334	0,07181	-8,097	3,801	0,0541	-19,67
10000	8,143	0,124	-1001	9,131	0,08802	-3686	9,494	0,1024	-3161	9,996	0,09561	-5621	10,64	0,07074	-17607	4,038	0,07136	-22,46	4,423	0,05575	-40,61
20000	8,249	0,1575	2074	9,587	0,08548	-8630	10,29	0,0657	-17035	10,65	0,06492	-21420	10,57	0,09495	-8322	3,982	0,09539	-11,1	4,315	0,09051	-17,98
	velocidad media en m/seg																				
potencia	5,5			6			6,5			7			7,5			8			8,5		
300	0,318	0,09062	0,07297	0,682	0,07594	-0,286	1,084	0,0581	-1,022	1,18	0,05947	-1,083	1,229	0,0621	-1,031	1,602	0,04568	-2,386	1,86	0,03736	-3,684
500	2,552	0,03023	-7,189	3,034	0,01906	-14,98	3,744	0,00958	-36,04	3,459	0,01324	-25,29	4,241	0,0062	-62,81	3,556	0,01262	-28,33	4,411	0,00541	-75,68
1000	2,785	0,04291	-8,266	3,088	0,035	-12,77	3,19	0,03371	-14,05	3,665	0,02178	-27,9	3,704	0,02183	-28,76	4,824	0,007323	-112,1	4,431	0,01111	-71,3
2000	3,783	0,03229	-26,88	4,066	0,02703	-38,72	3,942	0,03244	-29,75	4,211	0,0261	-43,86	4,458	0,02116	-61,36	5,903	0,005369	-337,8	4,922	0,014	-110,6
5000	4,035	0,05027	-26,06	4,477	0,03602	-52,25	4,431	0,04104	-43,62	4,882	0,02773	-87,44	4,908	0,02813	-87,71	5,284	0,0198	-147,1	4,91	0,02989	-83,98
10000	4,635	0,0514	-51,04	4,715	0,05273	-51,34	5,271	0,03291	-127	5,515	0,0271	-174,9	5,649	0,02453	-206,5	5,265	0,03738	-113	6,036	0,01968	-315,8
20000	4,735	0,07385	-40,79	4,938	0,06863	-52,73	5,223	0,05772	-83,55	5,604	0,04304	-155,8	5,626	0,04549	-150,1	5,666	0,04642	-151,7	5,817	0,04094	-191,3
	velocidad media en m/seg																				
potencia	9			9,5			10			10,5			11			11,5			12		
300	1,833	0,0432	-3,379	2,662	0,02255	-10,74	2,957	0,01763	-15,56	2,565	0,0269	-9,294	3,448	0,01149	-27,73	2,565	0,0269	-9,294	2,661	0,02691	-10,76
500	7,752	0,00019	-2320	3,591	0,01261	-29,85	4,246	0,00671	-63,57	4,074	0,008051	-52,7	3,495	0,01435	-27,11	2,673	0,0329	-8,855	3,104	0,02147	-16,9
1000	5,069	0,00602	-146	5,137	0,00585	-155,7	4,554	0,01069	-80,63	5,073	0,0065	-145,8	4,527	0,01115	-78,11	5,073	0,0065	-145,8	4,186	0,01604	-52,28
2000	5,275	0,01007	-168,4	7,143	0,001658	-1235	6,572	0,00294	-684,9	4,992	0,01461	-117,4	4,979	0,0149	-116	5,274	0,01117	-166,4	5,638	0,00794	-252,8
5000	5,905	0,01115	-314,1	5,697	0,0145	-241,1	5,862	0,0124	-294,3	5,393	0,02008	-163,3	5,804	0,01341	-276	5,878	0,01262	-302,2	5,227	0,02409	-132,8
10000	6,518	0,01248	-572,5	6,301	0,01575	-439,8	6,89	0,00879	-876,9	6,897	0,008779	-885,3	6,584	0,0122	-621,4	6,284	0,0167	-435,7	5,71	0,02954	-204,2
20000	5,784	0,04388	-174,8	6,54	0,02414	-527,8	6,167	0,03531	-312,9	6,574	0,02439	-555	6,131	0,03877	-303,1	5,927	0,04804	-223,6	6,114	0,03998	-306,7

Tabla 30. Funciones de densidad de probabilidad de la energía generada por un SGE en un día por una única turbina.
Fuente: elaboración propia

Convenciones: Todas la FDP son de tipo log-normal luego los parámetros que las definen son: ubicación, escala y umbral, donde corresponde a la intercepción entre las filas de potencia instalada con las columnas de velocidad media correspondientemente, ejemplo: la FDP de 1kW con Velocidad media de 2 m/seg, La FDP es log-normal y su parámetros son: ubicación: 7.035, su escala: ,07604 y su umbral:-607,4. NOTA: las FDP de energía generada por SGE en la tabla 30 que tiene como velocidad media los valores de: 2, 2.5, 3, 3.5 y 4 están en unidades Wh, mientras las demás trabajan con unidades kWh.

4.3 ANÁLISIS DE CLASIFICACIÓN POR DISPONIBILIDAD DE POTENCIA

A manera de ejemplo se toma un trasformador con una capacidad de potencia de nominal de 112,5 KVA donde alimenta 110 usuarios estrato 3 con una carga máxima diversificada de 840 VA con el perfil de carga de la figura 31, con factor de potencia 0,95 y una carga de servicios comunes de 42 KVA constante con factor de potencia 0,9 [192].

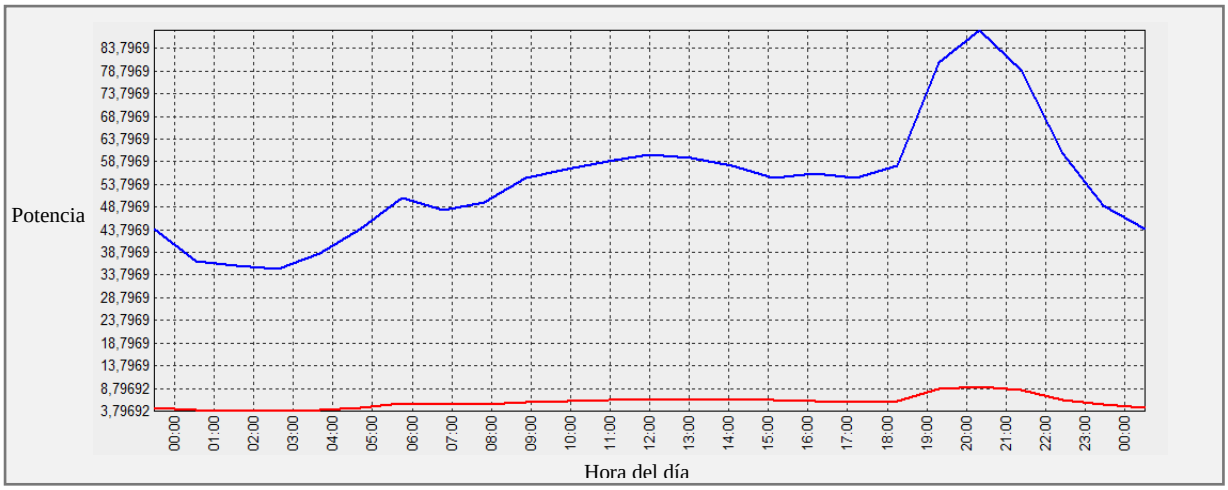

Figura 30. Perfil de carga cargas residenciales potencia máxima 87,78 KVA Donde la línea azul es la potencia activa y la línea roja es la potencia reactiva.
Fuente: elaboración propia

El sistema simulado se presenta a continuación:

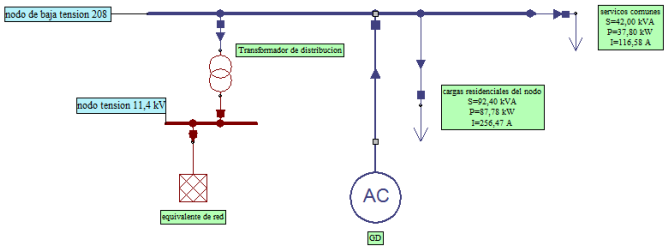

Figura 31. Sistema de distribución simulado en software. Fuente. Elaboración propia usando software Neplan ®

Si se aplica el criterio 1 de disponibilidad de potencia se tiene que la potencia máxima del transformador en condición de sobrecarga siendo una zona donde los rangos permitidos de sobrecarga en transformadores sin pérdida de vida útil donde la carga promedio es de 75%, basados en los datos de las tablas “Rangos permitidos de sobrecarga en transformadores sin pérdida de vida útil”,[151] donde se realizó una regresión que permite determinar los valores de los rangos permitidos de sobre carga para tiempos determinados.

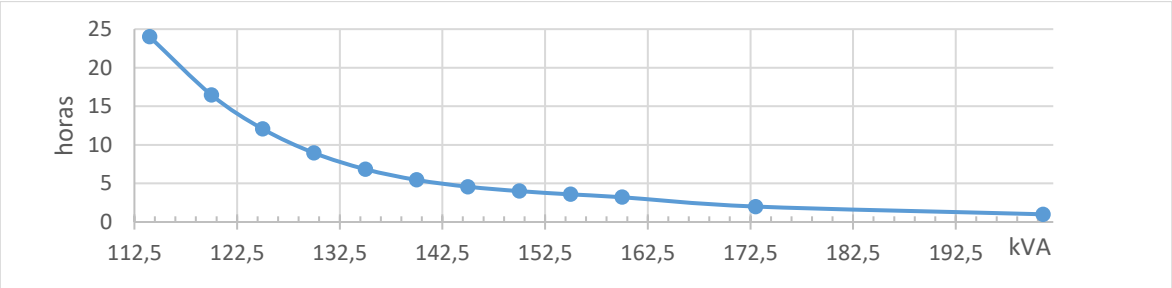

Figura 32. Función de sobrecarga permitida para 112,5 kVA
Fuente: elaboración propia

Pp KVA	114	120	125	130	135	140	145	150	155	160	173	201
Horas de sobrecarga permitidas	24	16,48	12,06	8,95	6,84	5,45	4,57	4	3,58	3,21	2	1

Tabla 31. Valores tiempos de sobrecarga.

Fuente: elaboración propia

Para valores intermedios se recomienda hacer una interpolación lineal entre los 2 valores más cercanos al de interés.

Para el caso de SVF con un HSP de 5 se determina los tiempos donde se superan los límites potencia nominal de transformador, para cada condición ver tabla 32.

Ya con esto se determina la duración total de las diferentes saturaciones, Se usó un factor de seguridad de 1,25 de para el en tiempo de sobrecarga que la central producida por la centra de GD por SFV.

Pp kVA	Horas de sobrecarga permitidas	Tiempo de sobrecarga en horas	Tiempo con factor de seguridad en horas
114	24	-	-
120	16,48	-	-
125	12,06	-	-
130	8,95	-	-
135	6,84	0,6	0,75
140	5,45	1,4	1,75
145	4,57	2	2,5
150	4	2,4	3
155	3,58	2,8	3,5
160	3,21	3	3,75
173	2	3,6	4,5
201	1	4,48	5,6

Tabla 32. Valores de sobrecarga con irradiancia de 5 HSP y tiempos para el ejemplo planteado.

Fuente: elaboración propia

Con los datos de la tabla 31 se determina la máxima potencia instalada sin que se produzca una condición de sobre carga para el transformador. Si se Realiza un análisis un poco más profundo, se determina que la potencia máxima instalada en este nodo es de 157 KVA con un tiempo de sobre carga permitida durante 3,5 horas.

En el caso de las centrales de GD por SGE es el factor de carga diario el que determina su tiempo de sobre carga. Supóngase un factor de carga de 0,22 con este valor se supone que la central de GD puede entregar su máxima potencia durante 5,2. Posteriormente se construye una tabla con los valores permitidos de sobrecarga por tiempo y de manera similar a los SFV se selecciona la potencia donde el valor de tiempo de sobrecarga se aproxima más al valor de horas de sobrecargas permitidas por debajo luego en este caso la potencia máxima para SGE seria 141 KVA.

En condiciones normales con GD los perfiles de carga tienen el siguiente comportamiento para el caso de GD por SFV según su la función de potencia de 156 kVA con irradiancia de 5 HSP. Para el caso de GD por SGE se modelan de tal forma que entreguen su potencia nominal durante un periodo de 24 horas.

Caso 1, 100% del cupo por SFV, condiciones normales.

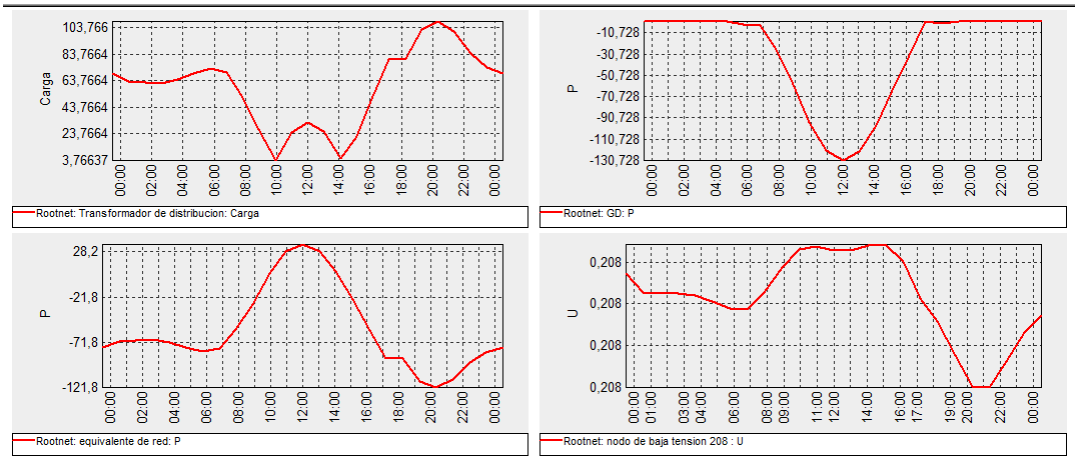

Figura 33. Carga del transformador, potencia inyectada generación GD potencia activa inyectada de la red, y perfil de tensión el nodo de baja tensión.

Fuente: elaboración propia

Como ve en la gráfica, en condiciones normales de operación el transformador no presenta en ningún momento una sobrecarga y el nodo se convierte en uno de generación desde la 9:30 am hasta las 2.30 pm.

Caso 2, 100 % de cupo SFV en condiciones extremas, se considera la desconexión de servicios auxiliares y de carga de los usuarios residenciales durante el transcurso del día.

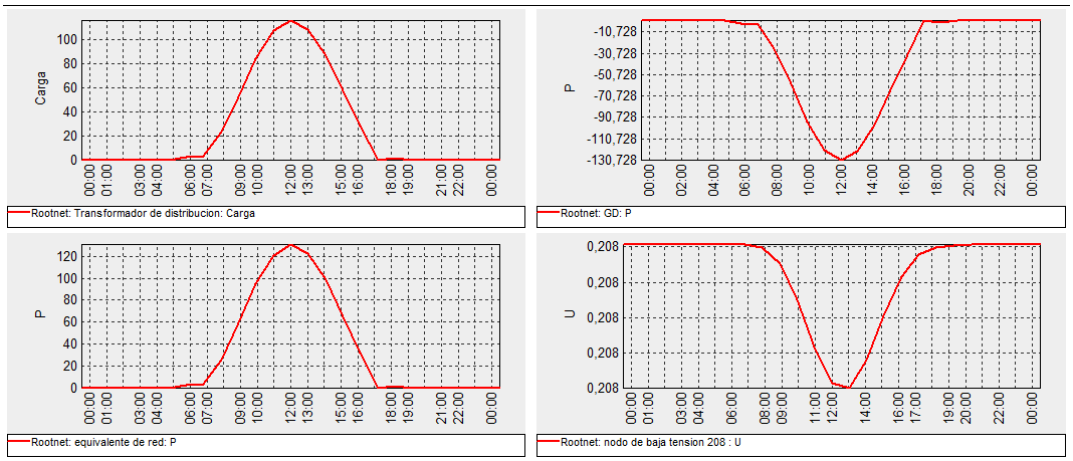

Figura 34. Gráficas, carga del transformador, potencia activa inyectada de la red, potencia reactiva inyectada de la red y perfil de generación GD.

Fuente: elaboración propia

Como se ve en la figura 34 el transformador presenta de una sobre carga durante 3 horas que no compromete su vida útil, luego su sobrecarga máxima es de 127 kVA durante una hora.

Caso 3., 100 % de cupo SFV en condiciones extremas de irradiancia (7 HSP) (probabilidad de ocurrencia del 1%)

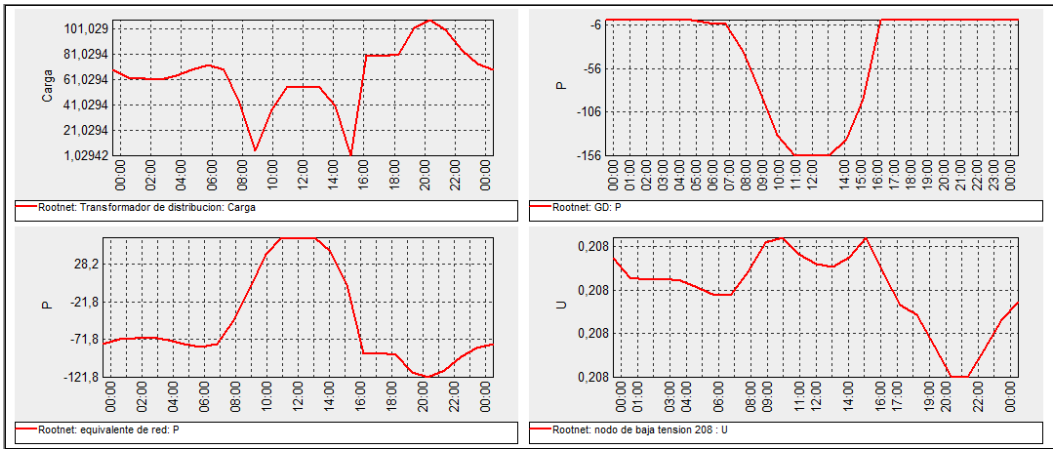

Figura 35. Gráficas carga del transformador, potencia activa inyectada de la red, potencia reactiva inyectada de la red y perfil de generación GD.

Fuente: elaboración propia

Caso 4., 100 % de cupo SFV en condiciones extremas, de irradiancia (7 HSP) (probabilidad de ocurrencia del 1%), además se considera la desconexión de servicios auxiliares y de carga de los usuarios residenciales durante el transcurso del día.

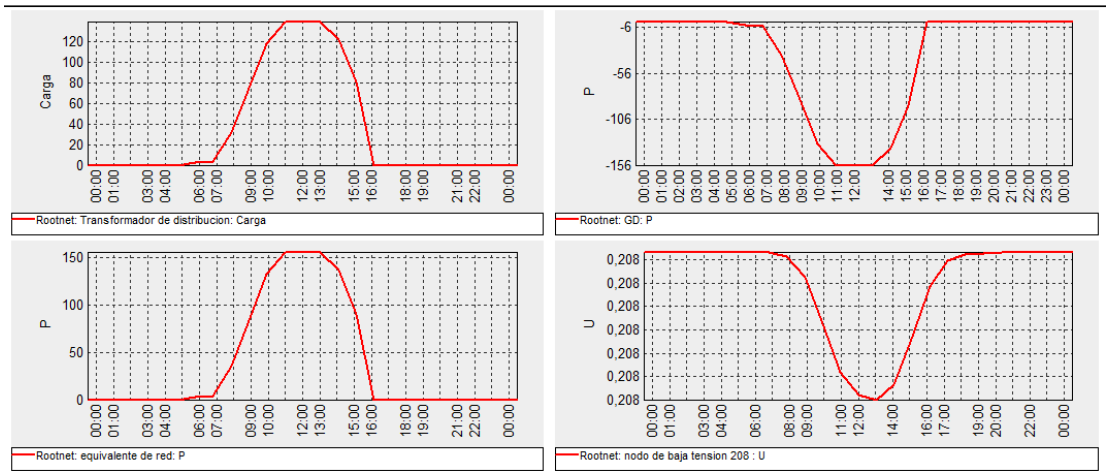

Figura 36. Gráfica carga del transformador, potencia activa inyectada de la red, potencia reactiva inyectada de la red y perfil de generación GD.

Fuente: elaboración propia

En condiciones extremas en transformador se sobrecarga durante 5 horas, pero la sobrecarga máxima dura 3 horas y es de 157 kVA que es soportable por 3,5 horas, luego esta condición queda cubierta por el criterio propuesto.

Caso 5 ,100% del cupo por SGE en condiciones normales: Estas simulaciones deben ser interpretadas de manera diferente debido a que el SGE establecido puede entregar su máxima potencia en cualquier hora del día, luego la simulación representa los valores extremos que dicha intervención provoca en la red.

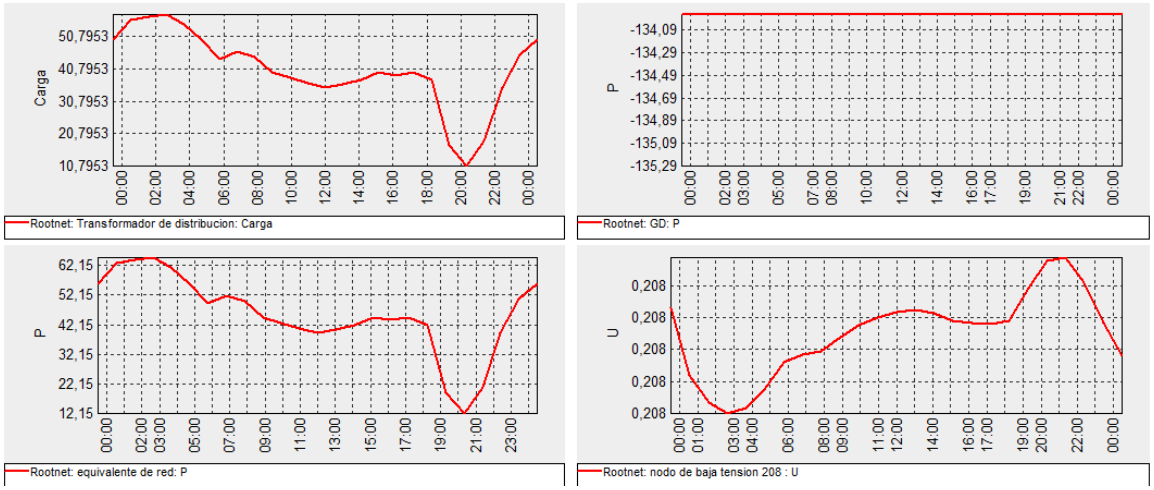

Figura 37. Gráficas carga del transformador, potencia activa inyectada de la red, potencia reactiva inyectada de la red y perfil de generación GD.

Fuente: elaboración propia

Caso 6, 100 % de cupo SGE en condiciones extremas, se considera la desconexión de servicios auxiliares y de carga de los usuarios residenciales.

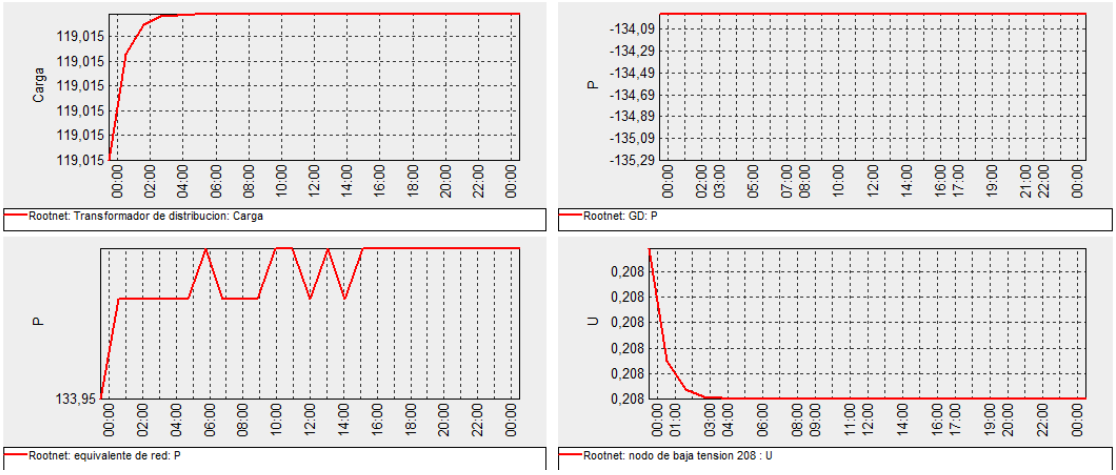

Figura 38. Gráficas carga del transformador, potencia activa inyectada de la red, potencia reactiva inyectada de la red y perfil de generación GD.

Fuente: elaboración propia

Como el factor de carga es de 0,22 las siguientes condiciones de la red son establecidas por ventanas en los grafico de 5,2 horas.

Al aplicar condición 2 de disponibilidad de potencia se tiene que:

$$\mathrm{P} + \mathrm{PD} = \mathrm{PGD} \tag{4.3.1}$$

Donde:

- P es la potencia nominal permitida en el transformador en KVA.
- PD es la potencia mínima de la carga en el nodo durante el periodo donde la central de GD está entregando energía, de 6 am hasta 18 pm si es SFV y la menor de todo día si es SGE.
- PGD es la potencia máxima que puede ser inyectada por centrales de generación distribuida KVA.

Para GD por SFV se tiene que la potencia máxima instalada en el nodo es:

$$112{,}5 + 42 + 48{,}8 = 204\ kVA \tag{4.3.2}$$

Para GD por SGE se tiene que la potencia máxima instalada en el nodo es:

$$112{,}5 + 42 + 35{,}5 = 190\ kVA \tag{4.3.3}$$

Caso 1, 100% del cupo por SFV, condiciones normales.

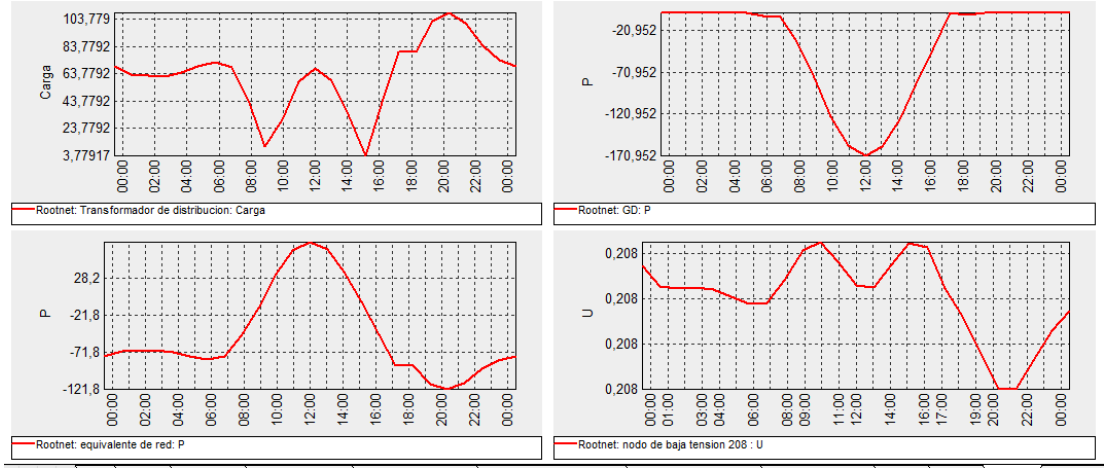

Figura 39. Gráficas carga del transformador, potencia inyectada generación GD potencia activa inyectada de la red, y perfil de tensión el nodo de baja tensión.

Fuente: elaboración propia

Caso 2, 100 % de cupo SFV en condiciones extremas de irradiancia (7 HSP) (probabilidad de ocurrencia del 1%) en condiciones normales.

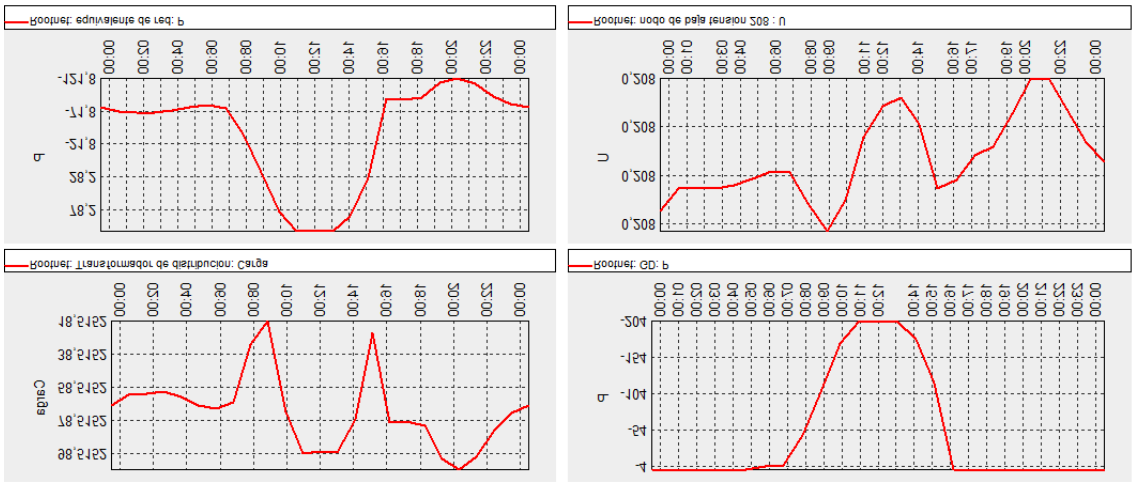

Figura 40. Gráficas carga del transformador, potencia inyectada generación GD potencia activa inyectada de la red, y perfil de tensión el nodo de baja tensión.

Fuente: elaboración propia

Caso 3 ,100% del cupo por SGE, Estas simulaciones deben ser interpretadas de manera diferente debido a que el SGE establecido puede entregar su máxima potencia en cualquier hora del día luego, la simulación representa los valores extremos que dicha intervención provoca en la red.

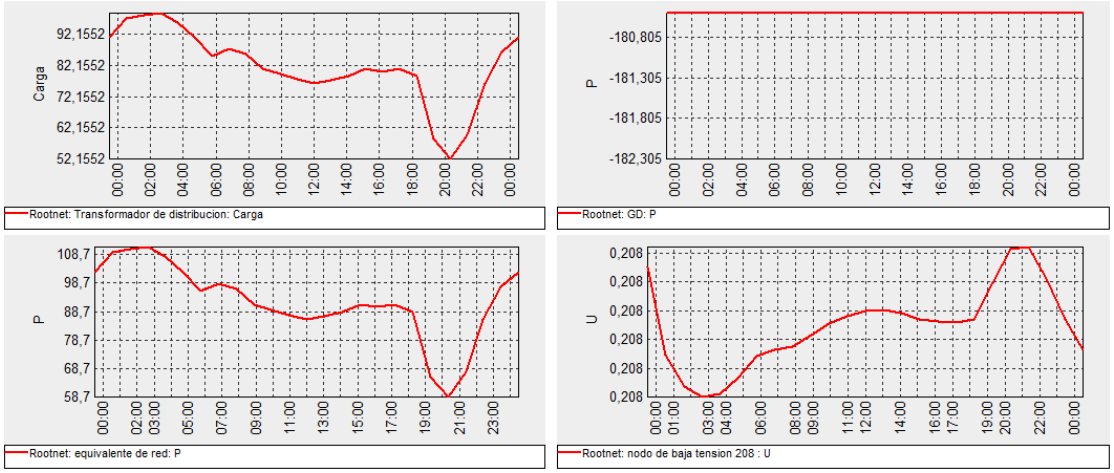

Figura 41. Gráficas carga del transformador, potencia activa inyectada de la red GD, potencia activa inyectada de la red y perfil de generación GD.

Fuente: elaboración propia

Como se observa en las gráficas 33 a la 41 anteriores para SFV y SGE el criterio planteado hace un mejor uso de la cargabilidad de trasformador, no obstante, este criterio implica que en caso de haber un descenso de la cargas, la potencia de las centrales GD deben ser limitadas a la potencia de carga del transformador aguas arriba, luego solo es aplicable en lugares donde la posibilidad de desconexión total de las cargas en el nodo sea muy baja.

4.4 TABLAS DE VALORES Xe PARA GD PARA AUTOCONSUMO Y GD CON EXCEDENTES

A continuación se muestran los valores Xe para GD para autoconsumo y GD con excedentes según su tipo de tecnología de generaciones basadas en las FDP descritas en las tablas 27 a la 30.

Potencia instalada (W)	HSP																		
	3	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5	5,5	6
	Valores Xe para GD para autoconsumo por SFV																		
500	1,45	1,63	1,67	1,72	1,77	1,81	1,86	1,91	1,96	2,00	2,05	2,10	2,23	2,39	2,43	2,48	2,53	2,55	2,79
700	2,04	2,28	2,35	2,41	2,48	2,54	2,61	2,67	2,74	2,80	2,87	2,94	3,00	3,06	3,13	3,19	3,26	3,57	3,91
800	2,23	2,60	2,68	2,76	2,83	2,90	2,98	3,05	3,13	3,20	3,53	3,36	3,43	3,50	3,58	3,64	3,73	4,08	4,47
1000	2,99	3,50	3,60	3,70	3,80	3,90	4,00	4,10	4,20	4,30	4,40	4,51	4,60	4,69	4,80	4,89	5,00	5,48	6,00
1200	3,35	3,92	4,02	4,14	4,24	4,36	4,47	4,58	4,70	4,80	4,92	5,04	5,14	5,24	5,36	5,47	5,59	6,12	7,07
1500	4,19	4,88	5,03	5,17	5,30	5,45	5,59	5,70	5,87	6,00	6,15	6,15	6,42	6,56	6,70	6,84	6,98	7,65	8,38
1700	4,75	5,55	5,70	5,86	6,01	6,17	6,33	6,49	6,65	6,81	6,96	7,14	7,27	7,43	7,59	7,74	7,92	8,68	9,50
2000	5,58	6,54	6,70	6,89	7,08	7,26	7,45	7,63	7,83	8,60	8,19	8,40	8,56	8,74	8,94	9,11	9,32	10,21	11,18
2500	6,98	8,14	8,38	8,62	8,84	9,32	9,31	9,55	9,78	10,01	10,24	10,50	10,70	10,92	11,17	11,38	11,64	12,76	13,97
3000	8,37	9,76	10,05	10,34	10,61	10,89	11,17	11,45	11,74	12,01	12,29	12,60	12,83	13,12	13,40	13,66	13,97	15,31	16,76
3500	9,77	11,39	11,73	12,06	12,38	12,70	13,03	13,36	13,70	14,02	14,33	14,70	15,00	15,30	15,63	15,94	16,30	17,86	19,56
4000	11,16	13,03	13,40	13,78	14,15	14,52	14,90	15,27	15,66	16,02	16,39	16,79	17,12	17,47	17,88	18,21	18,63	20,42	22,35
4500	12,56	14,66	15,08	15,51	15,92	16,33	16,76	17,18	17,61	18,02	20,05	18,90	19,27	19,67	20,13	20,49	20,96	22,97	25,15
5000	13,95	16,28	16,75	17,23	17,01	18,15	18,62	19,09	19,57	20,02	20,48	21,00	21,39	23,99	22,34	22,77	23,29	25,52	27,94

Tabla 33. Valores Xe para GD para autoconsumo residencial

Fuente: elaboración propia

Potencia instalada (W)	HSP																		
	3	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5	5,5	6
	Valores Xe para GD con excedentes por SFV																		
500	1,33	1,49	1,55	1,57	1,61	1,65	1,70	1,74	1,78	1,82	1,86	1,91	1,95	1,99	2,04	2,07	2,12	2,32	2,54
700	1,86	2,04	2,15	2,20	2,25	2,32	2,37	2,43	2,43	2,55	2,61	2,68	2,73	2,78	2,87	2,91	2,90	3,36	3,57
800	2,04	2,42	2,45	2,51	2,58	2,64	2,71	2,78	2,78	2,92	2,98	3,06	3,12	3,18	3,27	3,32	3,40	3,72	4,08
1000	2,73	3,20	3,26	3,38	3,46	3,55	3,64	3,73	3,83	3,92	4,01	4,11	4,19	4,26	4,35	4,46	4,55	4,97	5,47
1200	3,05	3,57	3,65	3,77	3,86	3,97	4,07	4,17	4,28	4,38	4,48	4,60	4,68	4,77	4,85	4,98	5,09	5,66	6,48
1500	3,82	4,46	4,60	4,71	4,83	4,96	5,09	5,22	5,35	5,47	5,60	5,74	5,84	5,97	6,14	6,23	6,36	6,97	7,63
1700	4,32	5,06	5,20	5,34	5,47	5,62	5,76	5,91	6,06	6,20	6,34	6,50	6,63	6,76	6,89	7,06	7,21	7,91	8,66
2000	5,09	5,98	6,10	6,28	6,44	6,61	6,78	6,95	7,13	7,88	7,46	7,65	7,80	7,96	8,22	8,30	8,48	9,30	10,19
2500	6,36	7,44	7,65	7,85	8,05	8,51	8,98	8,61	8,91	9,12	9,32	9,57	9,75	9,95	10,22	10,83	10,60	11,63	12,74
3000	7,63	8,92	9,15	9,42	9,66	9,92	10,17	10,43	10,69	9,63	11,18	11,47	11,64	11,95	12,21	12,46	12,73	13,95	15,28
3500	8,90	10,40	10,64	10,99	11,27	11,57	11,87	12,17	12,47	12,77	13,05	13,39	13,66	13,93	14,08	14,53	14,84	16,28	17,83
4000	10,17	12,10	12,19	12,56	12,88	13,23	13,56	13,91	14,26	14,59	14,91	15,30	15,60	15,90	16,35	16,61	16,96	18,60	20,37
4500	11,44	12,99	13,74	14,13	14,49	14,88	15,26	16,04	16,04	16,42	16,77	17,21	17,56	17,90	18,42	18,68	19,09	20,93	22,92
5000	12,72	14,87	15,29	15,79	15,46	16,53	16,95	17,82	17,82	18,24	18,64	18,96	19,49	19,92	20,32	20,76	21,21	23,20	25,47

Tabla 34. Valores Xe para GD con excedentes

Fuente: elaboración propia

Nota: para valores de mayor de potencia instalada a los presentados en la tabla 33 y 34, se recomienda usar la siguiente expresión.

$$\frac{Valor\ Xe\ fuera\ de\ rango}{Xe\ de\ potencia\ 5000} = \frac{potencia\ fuera\ de\ rango\ (w)}{5000}$$

Potencia instalada por turbina (W)	Velocidad media del viento en (m/seg)										
	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7
	Valores Xe para GD para autoconsumo por SGE										
300	0,14	0,35	0,51	0,67	0,84	1,02	1,22	1,45	1,69	1,93	2,17
500	0,52	1,02	1,62	2,31	3,06	3,84	4,60	5,64	5,80	6,23	6,50
1000	0,53	1,12	1,89	2,84	3,98	5,31	6,60	13,02	9,16	10,24	11,16
2000	1,04	2,41	4,21	6,36	8,82	11,64	14,34	17,07	19,60	21,77	23,56
5000	2,70	4,70	7,56	10,97	15,05	19,95	25,08	30,48	35,72	40,40	44,45
10000	2,43	5,55	10,12	16,32	24,17	34,25	42,74	51,99	60,72	67,61	73,29
20000	5,89	5,99	12,40	20,77	30,63	42,52	56,83	73,19	86,76	101,90	115,70

Potencia instalada por turbina (W)	Velocidad media del viento (m/seg)									
	7,5	8	8,5	9	9,5	10	10,5	11	11,5	12
	Valores Xe para GD para autoconsumo por SGE									
300	2,39	2,58	2,74	2,87	3,59	3,68	3,70	3,70	3,70	3,50
500	6,67	6,69	6,67	6,42	6,43	6,26	6,09	5,22	5,60	5,39
1000	11,85	12,36	12,72	13,02	14,50	14,38	14,30	14,37	13,85	13,48
2000	24,95	28,33	26,68	26,99	30,22	29,90	29,80	29,33	28,80	28,10
5000	47,66	50,06	51,66	52,77	56,87	57,13	55,90	55,62	54,89	53,43
10000	77,51	80,45	102,40	104,70	105,30	105,50	104,00	102,00	100,00	97,67
20000	127,40	137,20	144,70	150,30	154,50	163,90	161,20	156,80	151,40	145,40

Tabla 35. Valores Xe para GD para autoconsumo por SGE por generador

Fuente: elaboración propia

Potencia instalada por turbina (W)	Velocidad media del viento (m/seg)										
	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7
	Valores Xe para GD con excedentes por SGE										
300	0,12	0,33	0,49	0,65	0,81	0,98	1,17	1,38	1,62	1,87	2,07
500	0,47	0,95	1,54	2,20	2,92	3,67	4,42	5,44	5,67	6,02	6,28
1000	0,48	1,04	1,78	2,68	3,77	5,04	6,28	7,57	8,76	9,81	10,71
2000	0,94	2,24	3,09	6,00	8,37	11,07	13,68	16,33	18,78	20,90	22,65
5000	2,06	4,40	3,75	10,40	14,26	18,92	23,82	29,01	34,07	38,61	42,55
10000	2,22	5,14	9,43	15,25	22,65	32,17	40,33	49,25	57,22	64,28	70,00
20000	5,60	5,31	11,41	19,36	28,74	39,91	53,37	68,75	81,83	96,41	109,70

Potencia instalada por turbina (W)	Velocidad media del viento m/seg									
	7,5	8	8,5	9	9,5	10	10,5	11	11,5	12
	valores Xe para GD con excedentes por SGE									
300	2,28	2,46	2,62	2,73	3,42	3,50	3,53	3,52	3,52	3,35
500	6,44	6,46	6,44	5,98	6,18	6,01	5,84	5,59	5,38	5,14
1000	11,39	11,88	12,23	12,51	13,98	13,85	13,76	13,83	13,31	12,93
2000	24,00	27,30	25,67	25,96	29,12	28,80	28,71	28,20	27,66	26,93
5000	45,68	48,02	49,55	50,63	54,62	54,85	54,26	53,30	52,54	51,10
10000	73,88	76,69	98,12	100,30	100,80	101,00	99,46	97,41	95,56	93,03
20000	120,90	130,20	137,50	142,90	155,80	155,10	152,10	147,50	142,10	136,10

Tabla 36. Valores Xe para GD con excedentes por SGE

Fuente: elaboración propia

4.5. TABLAS DE PRECIOS PARA SFV EN LAS ZNI

A continuación se muestra el marco tarifario para SFV según la disponibilidad de irradiancia (HSP), el tipo de central y el tiempo de recuperación de la inversión.

4.5.1 TABLAS DE PRECIOS PARA SFV EN LAS ZNI, SEGÚN DE LA DISPONIBILIDAD DE RECURSO SOLAR (IRRADIANCIA) Y TIPO DE CENTRAL (20 AÑOS TIEMPO DE RECUPERACIÓN)

	Solución energética individual DC					
potencias	50	100	150	200	250	300
HSP	costo máximo kilovatio hora COP/kWh					
3	3864,27	2451,14	1885,28	1531,23	1261,92	1034,97
3,25	3567,02	2262,59	1740,26	1413,45	1164,85	955,36
3,5	3312,23	2100,97	1615,95	1312,49	1081,65	887,12
3,6	3220,23	2156,09	1658,35	1346,92	1110,02	910,39
3,7	3133,19	2097,82	1613,52	1310,52	1080,02	885,78
3,8	3050,74	2042,61	1571,06	1276,03	1051,60	862,47
3,9	2972,52	1990,24	1530,78	1243,31	1024,64	840,36
4	2898,20	1940,48	1492,51	1212,23	999,02	819,35
4,1	2827,51	1893,15	1456,11	1182,66	974,65	799,37
4,2	2760,19	1750,81	1346,63	1093,74	901,37	739,26
4,3	2696,00	1710,10	1315,31	1068,30	880,41	722,07
4,4	2634,73	1671,23	1285,42	1044,02	860,40	705,66
4,5	2576,18	1634,09	1256,85	1020,82	841,28	689,98
4,6	2520,18	1598,57	1229,53	998,63	822,99	674,98
4,7	2466,56	1564,56	1203,37	977,38	805,48	660,62
4,8	2415,17	1531,96	1178,30	957,02	788,70	646,86
4,9	2365,88	1500,70	1154,25	937,49	772,60	633,65
5	2318,56	1470,68	1131,17	918,74	757,15	620,98
5,1	2273,10	1441,85	1108,99	900,73	742,31	608,80
5,2	2229,39	1414,12	1087,66	883,40	728,03	597,10
5,3	2187,32	1387,44	1067,14	866,74	714,29	585,83
5,4	2146,82	1361,74	1047,38	850,69	701,07	574,98
5,5	2107,78	1336,98	1028,33	835,22	688,32	564,53

Tabla 37. Costos máximo kWh para SFV individual DC y SFV DC precio 2012

Fuente: Elaboración propia

	Solución energética DC							
potencias	300	400	500	600	700	800	900	1000
HSP	costo máximo kilovatio hora COP/kWh							
3	1327,87	1300,38	1244,52	1174,48	1096,34	1013,14	926,56	837,61
3,25	1225,73	1200,35	1148,79	1084,14	1012,01	935,20	855,28	773,18
3,5	1138,18	1114,61	1066,73	1006,70	939,72	868,40	794,19	717,95
3,6	1168,03	1143,85	1094,72	1033,11	964,38	891,19	815,03	736,79
3,7	1136,47	1112,94	1065,13	1005,19	938,31	867,10	793,00	716,87
3,8	1106,56	1083,65	1037,10	978,74	913,62	844,28	772,13	698,01
3,9	1078,19	1055,86	1010,51	953,64	890,19	822,63	752,33	680,11
4	1051,23	1029,47	985,25	929,80	867,94	802,07	733,52	663,11
4,1	1025,59	1004,36	961,22	907,12	846,77	782,51	715,63	646,94
4,2	948,48	928,84	888,94	838,92	783,10	723,67	661,83	598,29
4,3	926,42	907,24	868,27	819,41	764,89	706,84	646,43	584,38
4,4	905,37	886,62	848,54	800,79	747,51	690,78	631,74	571,10
4,5	885,25	866,92	829,68	782,99	730,90	675,43	617,70	558,41
4,6	866,00	848,07	811,64	765,97	715,01	660,74	604,28	546,27
4,7	847,58	830,03	794,38	749,67	699,79	646,68	591,42	534,65
4,8	829,92	812,74	777,83	734,05	685,22	633,21	579,10	523,51
4,9	812,98	796,15	761,95	719,07	671,23	620,29	567,28	512,82
5	796,72	780,23	746,71	704,69	657,81	607,88	555,93	502,57
5,1	781,10	764,93	732,07	690,87	644,91	595,96	545,03	492,71
5,2	766,08	750,22	717,99	677,59	632,51	584,50	534,55	483,24
5,3	751,63	736,06	704,45	664,80	620,57	573,47	524,47	474,12
5,4	737,71	722,43	691,40	652,49	609,08	562,85	514,75	465,34
5,5	724,29	709,30	678,83	640,63	598,01	552,62	505,39	456,88

Tabla 38. Costos máximo kWh para SFV DC precio 2012
Fuente: Elaboración propia

	Solución energética AC							
potencias	300	400	500	600	700	800	900	1000
HSP	costo máximo kilovatio hora COP/kWh							
3	1471,89	1433,01	1360,01	1269,97	1170,17	1064,29	954,35	841,57
3,25	1358,67	1322,77	1255,40	1172,28	1080,16	982,42	880,94	776,83
3,5	1261,62	1228,29	1165,73	1088,54	1003,01	912,25	818,01	721,34
3,6	1294,72	1260,51	1196,31	1117,10	1029,32	936,18	839,48	740,27
3,7	1259,73	1226,45	1163,97	1086,91	1001,50	910,88	816,79	720,26
3,8	1226,58	1194,17	1133,34	1058,31	975,15	886,91	795,29	701,30
3,9	1195,12	1163,55	1104,28	1031,17	950,14	864,17	774,90	683,32
4	1165,25	1134,46	1076,68	1005,39	926,39	842,57	755,53	666,24
4,1	1136,83	1106,79	1050,42	980,87	903,79	822,01	737,10	649,99
4,2	1051,35	1023,58	971,44	907,12	835,84	760,21	681,68	601,12
4,3	1026,90	999,77	948,85	886,02	816,40	742,53	665,83	587,14
4,4	1003,56	977,05	927,28	865,89	797,85	725,65	650,69	573,79
4,5	981,26	955,34	906,68	846,64	780,12	709,53	636,23	561,04
4,6	959,93	934,57	886,96	828,24	763,16	694,10	622,40	548,85
4,7	939,50	914,68	868,09	810,62	746,92	679,34	609,16	537,17
4,8	919,93	895,63	850,01	793,73	731,36	665,18	596,47	525,98
4,9	901,16	877,35	832,66	777,53	716,43	651,61	584,30	515,24
5	883,13	859,80	816,01	761,98	702,10	638,58	572,61	504,94
5,1	865,82	842,94	800,01	747,04	688,34	626,05	561,38	495,04
5,2	849,17	826,73	784,62	732,67	675,10	614,02	550,59	485,52
5,3	833,15	811,13	769,82	718,85	662,36	602,43	540,20	476,36
5,4	817,72	796,11	755,56	705,54	650,10	591,27	530,19	467,54
5,5	802,85	781,64	741,83	692,71	638,28	580,52	520,55	459,04

Tabla 39.Costos máximo kilovatio hora generado para SFV AC precio 2012
Fuente: Elaboración propia

	Solución energética AC								
potencias	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400	2600	2800
HSP	costo máximo kilovatio hora COP/kWh								
3	857,97	869,69	878,48	885,32	890,79	895,26	898,99	902,14	904,85
3,25	791,98	802,79	810,91	817,22	822,26	826,39	829,84	832,75	835,24
3,5	735,41	745,45	752,98	758,84	763,53	767,37	770,56	773,27	775,58
3,6	754,70	765,01	772,74	778,75	783,56	787,50	790,78	793,55	795,93
3,7	734,30	744,33	751,85	757,70	762,38	766,21	769,40	772,10	774,42
3,8	714,98	724,74	732,07	737,76	742,32	746,05	749,16	751,79	754,04
3,9	696,65	706,16	713,30	718,85	723,29	726,92	729,95	732,51	734,71
4	679,23	688,51	695,46	700,88	705,21	708,75	711,70	714,20	716,34
4,1	662,66	671,71	678,50	683,78	688,01	691,46	694,34	696,78	698,87
4,2	612,84	621,21	627,49	632,37	636,28	639,47	642,13	644,39	646,32
4,3	598,59	606,76	612,89	617,66	621,48	624,60	627,20	629,40	631,29
4,4	584,98	592,97	598,96	603,63	607,35	610,40	612,95	615,10	616,94
4,5	571,98	579,80	585,65	590,21	593,86	596,84	599,33	601,43	603,23
4,6	559,55	567,19	572,92	577,38	580,95	583,86	586,30	588,35	590,12
4,7	547,64	555,12	560,73	565,10	568,59	571,44	573,82	575,84	577,56
4,8	536,23	543,56	549,05	553,32	556,74	559,54	561,87	563,84	565,53
4,9	525,29	532,46	537,85	542,03	545,38	548,12	550,40	552,33	553,99
5	514,78	521,82	527,09	531,19	534,47	537,16	539,39	541,29	542,91
5,1	504,69	511,58	516,75	520,77	523,99	526,62	528,82	530,67	532,26
5,2	494,99	501,75	506,82	510,76	513,91	516,50	518,65	520,47	522,03
5,3	485,65	492,28	497,25	501,12	504,22	506,75	508,86	510,65	512,18
5,4	476,65	483,16	488,05	491,84	494,88	497,37	499,44	501,19	502,69
5,5	467,99	474,38	479,17	482,90	485,88	488,32	490,36	492,08	493,55

Tabla 40.Costos máximo kilovatio hora generado para SFV AC precio 2012
Fuente: Elaboración propia

	Solución energética AC 3kwp							
potencias	3000	3500	4000	4500	5000	5500	6000	6500
HSP	costo máximo kilovatio hora COP/kWh							
3	907,19	957,50	985,83	999,50	1002,92	998,87	989,23	975,29
3,25	837,40	883,84	909,99	922,62	925,77	922,04	913,14	900,27
3,5	777,59	820,71	844,99	856,71	859,64	856,18	847,91	835,96
3,6	797,99	842,24	867,16	879,19	882,19	878,64	870,16	857,89
3,7	776,42	819,48	843,72	855,43	858,35	854,89	846,64	834,71
3,8	755,99	797,91	821,52	832,92	835,76	832,39	824,36	812,74
3,9	736,61	777,45	800,46	811,56	814,33	811,05	803,22	791,90
4	718,19	758,02	780,45	791,27	793,98	790,77	783,14	772,10
4,1	700,67	739,53	761,41	771,97	774,61	771,49	764,04	753,27
4,2	647,99	683,93	704,16	713,93	716,37	713,48	706,59	696,64
4,3	632,92	668,02	687,79	697,33	699,71	696,89	690,16	680,43
4,4	618,54	652,84	672,15	681,48	683,81	681,05	674,48	664,97
4,5	604,79	638,33	657,22	666,33	668,61	665,91	659,49	650,19
4,6	591,64	624,45	642,93	651,85	654,08	651,44	645,15	636,06
4,7	579,06	611,17	629,25	637,98	640,16	637,58	631,43	622,53
4,8	566,99	598,44	616,14	624,69	626,82	624,30	618,27	609,56
4,9	555,42	586,22	603,57	611,94	614,03	611,55	605,65	597,12
5	544,31	574,50	591,50	599,70	601,75	599,32	593,54	585,17
5,1	533,64	563,23	579,90	587,94	589,95	587,57	581,90	573,70
5,2	523,38	552,40	568,75	576,63	578,61	576,27	570,71	562,67
5,3	513,50	541,98	558,01	565,75	567,69	565,40	559,94	552,05
5,4	503,99	531,94	547,68	555,28	557,18	554,93	549,57	541,83
5,5	494,83	522,27	537,72	545,18	547,05	544,84	539,58	531,98

Tabla 41. Costos máximo kilovatio hora generado para AC 3kWp precio 2012

Fuente: Elaboración propia

	Solución energética AC 3kwp					
potencias	7000	7500	8000	9000	9500	10000
HSP	costo máximo kilovatio hora COP/kWh					
3	957,96	937,93	915,71	866,12	839,30	811,41
3,25	884,28	865,79	845,27	799,50	774,74	748,99
3,5	821,11	803,94	784,89	742,39	719,40	695,49
3,6	842,65	825,04	805,48	761,87	738,28	713,74
3,7	819,88	802,74	783,71	741,27	718,32	694,45
3,8	798,30	781,61	763,09	721,77	699,42	676,17
3,9	777,83	761,57	743,52	703,26	681,49	658,83
4	758,39	742,53	724,93	685,68	664,45	642,36
4,1	739,89	724,42	707,25	668,95	648,24	626,70
4,2	684,26	669,95	654,08	618,66	599,50	579,58
4,3	668,35	654,37	638,86	604,27	585,56	566,10
4,4	653,16	639,50	624,35	590,54	572,25	553,23
4,5	638,64	625,29	610,47	577,41	559,54	540,94
4,6	624,76	611,70	597,20	564,86	547,37	529,18
4,7	611,47	598,68	584,49	552,84	535,73	517,92
4,8	598,73	586,21	572,32	541,33	524,56	507,13
4,9	586,51	574,25	560,64	530,28	513,86	496,78
5	574,78	562,76	549,42	519,67	503,58	486,84
5,1	563,51	551,73	538,65	509,48	493,71	477,30
5,2	552,67	541,12	528,29	499,68	484,21	468,12
5,3	542,24	530,91	518,32	490,26	475,08	459,29
5,4	532,20	521,07	508,73	481,18	466,28	450,78
5,5	522,53	511,60	499,48	472,43	457,80	442,58

Tabla 42. Costos máximo kilovatio hora generado para AC 3kWp precio 2012

Fuente: Elaboración propia

	Solución energética AC 30 kwp							
potencias	12000	15000	18000	20000	25000	30000	40000	50000
HSP	costo máximo kilovatio hora COP/kWh							
3	1086,17	1125,56	1155,35	1172,02	1206,96	1040,79	960,68	912,62
3,25	1002,62	1038,98	1066,48	1081,86	1114,12	960,73	886,78	842,42
3,5	931,01	964,77	990,30	1004,59	1034,54	892,11	823,44	782,24
3,6	955,43	990,08	1016,28	1030,94	1061,68	915,51	845,04	802,77
3,7	929,61	963,32	988,82	1003,08	1032,99	890,77	822,21	781,07
3,8	905,14	937,97	962,80	976,68	1005,80	867,32	800,57	760,51
3,9	881,94	913,92	938,11	951,64	980,01	845,09	780,04	741,01
4	859,89	891,07	914,66	927,85	955,51	823,96	760,54	722,49
4,1	838,91	869,34	892,35	905,22	932,21	803,86	741,99	704,87
4,2	775,84	803,97	825,25	837,16	862,12	743,42	686,20	651,87
4,3	757,80	785,28	806,06	817,69	842,07	726,13	670,24	636,71
4,4	740,57	767,43	787,74	799,10	822,93	709,63	655,01	622,24
4,5	724,12	750,37	770,24	781,35	804,64	693,86	640,45	608,41
4,6	708,37	734,06	753,49	764,36	787,15	678,78	626,53	595,19
4,7	693,30	718,44	737,46	748,10	770,40	664,33	613,20	582,52
4,8	678,86	703,48	722,10	732,51	754,35	650,49	600,43	570,39
4,9	665,00	689,12	707,36	717,56	738,96	637,22	588,17	558,75
5	651,70	675,34	693,21	703,21	724,18	624,47	576,41	547,57
5,1	638,93	662,09	679,62	689,42	709,98	612,23	565,11	536,83
5,2	626,64	649,36	666,55	676,17	696,33	600,46	554,24	526,51
5,3	614,82	637,11	653,97	663,41	683,19	589,13	543,78	516,58
5,4	603,43	625,31	641,86	651,12	670,54	578,22	533,71	507,01
5,5	592,46	613,94	630,19	639,28	658,34	567,70	524,01	497,79

Tabla 43. Costos máximo kilovatio hora generado para AC 30 kWp

Fuente: elaboración propia

	Solución energética AC 300 kwp								
potencias	60000	70000	80000	90000	100000	110000	120000	130000	140000
HSP	Costo máximo kilovatio hora COP/kWh								
3	880,57	857,69	840,52	827,17	869,11	855,11	843,43	833,56	825,09
3,25	812,84	791,71	775,87	763,54	802,26	789,33	778,56	769,44	761,62
3,5	754,78	735,16	720,45	709,00	744,96	732,95	722,94	714,48	707,22
3,6	774,58	754,45	739,35	727,60	764,50	752,18	741,91	733,22	725,78
3,7	753,65	734,06	719,37	707,94	743,84	731,85	721,86	713,41	706,16
3,8	733,81	714,74	700,43	689,31	724,26	712,59	702,86	694,63	687,58
3,9	715,00	696,41	682,47	671,63	705,69	694,32	684,84	676,82	669,95
4	697,12	679,00	665,41	654,84	688,05	676,96	667,72	659,90	653,20
4,1	680,12	662,44	649,18	638,87	671,27	660,45	651,43	643,80	637,27
4,2	628,98	612,63	600,37	590,84	620,80	610,79	602,45	595,40	589,35
4,3	614,35	598,39	586,41	577,10	606,36	596,59	588,44	581,55	575,65
4,4	600,39	584,79	573,08	563,98	592,58	583,03	575,07	568,33	562,56
4,5	587,05	571,79	560,35	551,45	579,41	570,07	562,29	555,71	550,06
4,6	574,29	559,36	548,17	539,46	566,81	557,68	550,07	543,62	538,10
4,7	562,07	547,46	536,50	527,98	554,75	545,81	538,36	532,06	526,65
4,8	550,36	536,05	525,33	516,98	543,20	534,44	527,15	520,97	515,68
4,9	539,13	525,11	514,60	506,43	532,11	523,54	516,39	510,34	505,16
5	528,34	514,61	504,31	496,30	521,47	513,06	506,06	500,13	495,06
5,1	517,99	504,52	494,42	486,57	511,24	503,00	496,14	490,33	485,35
5,2	508,02	494,82	484,92	477,21	501,41	493,33	486,60	480,90	476,01
5,3	498,44	485,48	475,77	468,21	491,95	484,02	477,42	471,83	467,03
5,4	489,21	476,49	466,96	459,54	482,84	475,06	468,57	463,09	458,38
5,5	480,31	467,83	458,47	451,18	474,06	466,42	460,06	454,67	450,05

Tabla 44. Costos máximo kilovatio hora generado para AC 300 kWp

Fuente: elaboración propia

	solución energética AC 300 kwp							
potencias	150000	160000	170000	180000	190000	2000000	2500000	3000000
HSP	costo máximo kilovatio hora COP/kWh							
3	817,76	811,34	805,67	800,64	796,13	722,74	721,20	720,17
3,25	754,85	748,92	743,70	739,05	734,89	667,15	665,72	664,78
3,5	700,93	695,43	690,57	686,26	682,40	619,49	618,17	617,29
3,6	719,32	713,67	708,69	704,26	700,30	635,74	634,39	633,49
3,7	699,88	694,39	689,54	685,23	681,37	618,56	617,24	616,36
3,8	681,46	676,11	671,39	667,20	663,44	602,28	601,00	600,14
3,9	663,99	658,78	654,18	650,09	646,43	586,84	585,59	584,76
4	647,39	642,31	637,82	633,84	630,27	572,17	570,95	570,14
4,1	631,60	626,64	622,27	618,38	614,90	558,21	557,02	556,23
4,2	584,11	579,53	575,48	571,88	568,66	516,24	515,14	514,41
4,3	570,53	566,05	562,10	558,58	555,44	504,24	503,16	502,45
4,4	557,56	553,18	549,32	545,89	542,82	492,78	491,73	491,03
4,5	545,17	540,89	537,11	533,76	530,75	481,83	480,80	480,12
4,6	533,32	529,13	525,44	522,15	519,22	471,35	470,35	469,68
4,7	521,97	517,87	514,26	511,04	508,17	461,32	460,34	459,68
4,8	511,10	507,08	503,54	500,40	497,58	451,71	450,75	450,11
4,9	500,67	496,74	493,27	490,19	487,43	442,49	441,55	440,92
5	490,65	486,80	483,40	480,38	477,68	433,64	432,72	432,10
5,1	481,03	477,26	473,92	470,96	468,31	425,14	424,24	423,63
5,2	471,78	468,08	464,81	461,91	459,31	416,97	416,08	415,48
5,3	462,88	459,25	456,04	453,19	450,64	409,10	408,23	407,65
5,4	454,31	450,74	447,59	444,80	442,29	401,52	400,67	400,10
5,5	446,05	442,55	439,46	436,71	434,25	394,22	393,38	392,82

Tabla 45. Costos máximo kilovatio hora generado para AC 300 kWp

Fuente: elaboración propia

Nota para valores no establecido de remuneración según la potencia se recomienda realizar una interpolación lineal entre los valores de potencia instalada y las tarifas de remuneración de las mismas.

Actualización de precios máximos SFV

Actualización de remuneración máxima por Kilovatio hora por Sistemas fotovoltaicos.

$$Gf_m = Gf_0 * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \qquad (4.5.1)$$

Donde:
Gf_m: cobro máximo por kilovatio para SFV estipulado para en el año m.
Gf_o: cobro máximo por kilovatio en año base (año 2012)
$IPP_{(m-1)}$: es el índice de precios de productos en año anterior al de año a calcular.
IPP_0: es el índice de precios de productos del año base (2012)

4.5.2 TABLAS DE PRECIOS PARA SFV EN LAS ZNI, SEGÚN DE LA DISPONIBILIDAD DE RECURSO SOLAR (IRRADIANCIA) Y TIPO DE CENTRAL (15 AÑOS DE RECUPERACIÓN)

Solución energética individual DC						
potencias	50	100	150	200	250	300
HSP	Costo máximo kilovatio hora COP/kWh					
3	868,75	857,54	893,29	881,66	871,83	863,39
3,25	801,93	791,57	824,58	813,84	804,76	796,98
3,5	744,65	735,03	765,68	755,71	747,28	740,05
3,6	764,18	754,31	785,77	775,54	766,88	759,47
3,7	743,53	733,93	764,53	754,58	746,16	738,94
3,8	723,96	714,61	744,41	734,72	726,52	719,49
3,9	705,40	696,29	725,32	715,88	707,89	701,05
4	687,76	678,88	707,19	697,98	690,20	683,52
4,1	670,99	662,33	689,94	680,96	673,36	666,85
4,2	620,54	612,53	638,07	629,76	622,73	616,71
4,3	606,11	598,28	623,23	615,11	608,25	602,37
4,4	592,33	584,68	609,06	601,14	594,43	588,68
4,5	579,17	571,69	595,53	587,78	581,22	575,60
4,6	566,58	559,26	582,58	575,00	568,58	563,08
4,7	554,52	547,36	570,19	562,76	556,48	551,10
4,8	542,97	535,96	558,31	551,04	544,89	539,62
4,9	531,89	525,02	546,91	539,79	533,77	528,61
5	521,25	514,52	535,98	529,00	523,10	518,04
5,1	511,03	504,43	525,47	518,63	512,84	507,88
5,2	501,20	494,73	515,36	508,65	502,98	498,11
5,3	491,75	485,40	505,64	499,06	493,49	488,71
5,4	482,64	476,41	496,27	489,81	484,35	479,66
5,5	473,87	467,75	487,25	480,91	475,54	470,94

Tabla 46. Costos máximo kWh generado para SFV individual DC precio 2012
Fuente: elaboración propia

Solución energética DC								
potencias	300	400	500	600	700	800	900	1000
HSP	Costo máximo kilovatio hora COP/kWh							
3	1327,86	1300,37	1244,52	1174,48	1096,34	1013,14	926,55	837,61
3,25	1225,73	1200,35	1148,79	1084,14	1012,01	935,20	855,28	773,18
3,5	1138,17	1114,61	1066,73	1006,70	939,72	868,40	794,19	717,95
3,6	1168,03	1143,85	1094,72	1033,11	964,37	891,18	815,02	736,79
3,7	1136,46	1112,93	1065,13	1005,19	938,31	867,10	793,00	716,87
3,8	1106,56	1083,65	1037,10	978,73	913,62	844,28	772,13	698,01
3,9	1078,18	1055,86	1010,51	953,64	890,19	822,63	752,33	680,11
4	1051,23	1029,46	985,24	929,80	867,94	802,07	733,52	663,11
4,1	1025,59	1004,35	961,21	907,12	846,77	782,50	715,63	646,93
4,2	948,48	928,84	888,94	838,92	783,10	723,67	661,82	598,29
4,3	926,42	907,24	868,27	819,41	764,89	706,84	646,43	584,38
4,4	905,37	886,62	848,54	800,78	747,51	690,77	631,74	571,10
4,5	885,25	866,92	829,68	782,99	730,89	675,42	617,70	558,41
4,6	866,00	848,07	811,64	765,97	715,01	660,74	604,27	546,27
4,7	847,58	830,03	794,37	749,67	699,79	646,68	591,42	534,64
4,8	829,92	812,73	777,82	734,05	685,21	633,21	579,10	523,51
4,9	812,98	796,15	761,95	719,07	671,23	620,29	567,28	512,82
5	796,72	780,22	746,71	704,69	657,80	607,88	555,93	502,57
5,1	781,10	764,93	732,07	690,87	644,91	595,96	545,03	492,71
5,2	766,08	750,22	717,99	677,59	632,50	584,50	534,55	483,24
5,3	751,62	736,06	704,44	664,80	620,57	573,47	524,46	474,12
5,4	737,71	722,43	691,40	652,49	609,08	562,85	514,75	465,34
5,5	724,29	709,30	678,83	640,63	598,00	552,62	505,39	456,88

Tabla 47. Costos máximo kWh generado para SFV DC precio 2012
Fuente: elaboración propia

Solución energética AC								
potencias	300	400	500	600	700	800	900	1000
HSP	Costo máximo kilovatio hora COP/kWh							
3	1545,89	1505,05	1428,38	1333,81	1229,00	1117,80	1002,33	883,87
3,25	1426,97	1389,27	1318,51	1231,21	1134,46	1031,81	925,23	815,88
3,5	1325,05	1290,04	1224,33	1143,27	1053,43	958,11	859,14	757,61
3,6	1359,81	1323,88	1256,45	1173,26	1081,07	983,25	881,68	777,48
3,7	1323,06	1288,10	1222,49	1141,55	1051,85	956,67	857,85	756,47
3,8	1288,24	1254,21	1190,32	1111,51	1024,17	931,50	835,27	736,56
3,9	1255,21	1222,05	1159,80	1083,01	997,91	907,61	813,86	717,68
4	1223,83	1191,50	1130,80	1055,93	972,96	884,92	793,51	699,73
4,1	1193,98	1162,43	1103,22	1030,18	949,23	863,34	774,16	682,67
4,2	1104,20	1075,03	1020,27	952,72	877,86	798,43	715,95	631,34
4,3	1078,53	1050,03	996,55	930,57	857,44	779,86	699,30	616,66
4,4	1054,01	1026,17	973,90	909,42	837,96	762,14	683,41	602,64
4,5	1030,59	1003,36	952,26	889,21	819,34	745,20	668,22	589,25
4,6	1008,19	981,55	931,56	869,88	801,52	729,00	653,69	576,44
4,7	986,74	960,67	911,74	851,37	784,47	713,49	639,78	564,17
4,8	966,18	940,65	892,74	833,63	768,13	698,62	626,46	552,42
4,9	946,46	921,46	874,52	816,62	752,45	684,37	613,67	541,15
5	927,53	903,03	857,03	800,29	737,40	670,68	601,40	530,32
5,1	909,35	885,32	840,23	784,60	722,94	657,53	589,61	519,93
5,2	891,86	868,30	824,07	769,51	709,04	644,88	578,27	509,93
5,3	875,03	851,91	808,52	754,99	695,66	632,72	567,36	500,31
5,4	858,83	836,14	793,55	741,01	682,78	621,00	556,85	491,04
5,5	843,21	820,93	779,12	727,53	670,37	609,71	546,72	482,11

Tabla 48. Costos máximo kilovatio hora generado para SFV AC precio 2012

Fuente: elaboración propia

solución energética 3 kWp AC								
potencias	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400	2600
HSP								
3	989,53	1065,00	1121,60	1165,63	1200,85	1229,66	1253,68	1274,00
3,25	913,41	983,08	1035,33	1075,96	1108,48	1135,07	1157,24	1176,00
3,5	848,17	912,86	961,37	999,11	1029,30	1054,00	1074,58	1092,00
3,6	870,42	936,81	986,60	1025,32	1056,30	1081,65	1102,77	1120,65
3,7	846,89	911,49	959,93	997,61	1027,75	1052,42	1072,97	1090,36
3,8	824,61	887,50	934,67	971,36	1000,71	1024,72	1044,73	1061,66
3,9	803,46	864,74	910,70	946,45	975,05	998,45	1017,94	1034,44
4	783,38	843,13	887,94	922,79	950,67	973,48	992,49	1008,58
4,1	764,27	822,56	866,28	900,28	927,48	949,74	968,29	983,98
4,2	706,81	760,71	801,15	832,59	857,75	878,33	895,48	910,00
4,3	690,37	743,02	782,51	813,23	837,80	857,91	874,66	888,84
4,4	674,68	726,14	764,73	794,75	818,76	838,41	854,78	868,63
4,5	659,69	710,00	747,74	777,09	800,57	819,78	835,79	849,33
4,6	645,35	694,57	731,48	760,19	783,16	801,96	817,62	830,87
4,7	631,61	679,79	715,92	744,02	766,50	784,89	800,22	813,19
4,8	618,46	665,63	701,00	728,52	750,53	768,54	783,55	796,25
4,9	605,83	652,04	686,70	713,65	735,21	752,86	767,56	780,00
5	593,72	639,00	672,96	699,38	720,51	737,80	752,21	764,40
5,1	582,08	626,47	659,77	685,66	706,38	723,33	737,46	749,41
5,2	570,88	614,42	647,08	672,48	692,80	709,42	723,28	735,00
5,3	560,11	602,83	634,87	659,79	679,73	696,04	709,63	721,13
5,4	549,74	591,67	623,11	647,57	667,14	683,15	696,49	707,78
5,5	539,74	580,91	611,78	635,80	655,01	670,73	683,82	694,91

Tabla 49. Costos máximo kilovatio hora generado para SFV AC 3 kWp precio 2012

Fuente: elaboración propia

	Solución energética 3 kWp AC							
potencias	2800	3000	3500	4000	4500	5000	5500	6000
HSP	costo máximo kilovatio hora cop/kWh							
3	1291,41	1306,51	1251,97	1205,93	1165,55	1129,13	1095,60	1064,23
3,25	1192,07	1206,01	1155,67	1113,16	1075,89	1042,28	1011,32	982,37
3,5	1106,93	1119,86	1073,12	1033,65	999,04	967,83	939,09	912,20
3,6	1135,97	1149,24	1101,27	1060,77	1025,25	993,22	963,72	936,13
3,7	1105,26	1118,18	1071,51	1032,10	997,54	966,37	937,68	910,83
3,8	1076,18	1088,76	1043,31	1004,94	971,29	940,94	913,00	886,86
3,9	1048,58	1060,84	1016,56	979,17	946,38	916,82	889,59	864,12
4	1022,37	1034,32	991,14	954,69	922,73	893,90	867,35	842,52
4,1	997,43	1009,09	966,97	931,41	900,22	872,09	846,20	821,97
4,2	922,44	933,22	894,27	861,38	832,53	806,52	782,57	760,16
4,3	900,99	911,52	873,47	841,34	813,17	787,77	764,37	742,49
4,4	880,51	890,80	853,62	822,22	794,69	769,86	747,00	725,61
4,5	860,94	871,00	834,65	803,95	777,03	752,75	730,40	709,49
4,6	842,23	852,07	816,50	786,47	760,14	736,39	714,52	694,06
4,7	824,31	833,94	799,13	769,74	743,97	720,72	699,32	679,30
4,8	807,13	816,57	782,48	753,70	728,47	705,71	684,75	665,14
4,9	790,66	799,90	766,51	738,32	713,60	691,31	670,78	651,57
5	774,85	783,90	751,18	723,56	699,33	677,48	657,36	638,54
5,1	759,65	768,53	736,45	709,37	685,62	664,20	644,47	626,02
5,2	745,05	753,75	722,29	695,73	672,43	651,42	632,08	613,98
5,3	730,99	739,53	708,66	682,60	659,74	639,13	620,15	602,39
5,4	717,45	725,84	695,54	669,96	647,53	627,30	608,67	591,24
5,5	704,41	712,64	682,89	657,78	635,75	615,89	597,60	580,49

Tabla 50. Costos máximo kilovatio hora generado para SFV AC 3 kW precio 2012

Fuente: elaboración propia

Solución energética 3 kWp AC							
potencias	6500	7000	7500	8000	8500	9000	9500
HSP	costo máximo kilovatio hora COP/kWh						
3	1034,52	1006,13	978,77	952,27	926,46	901,24	876,51
3,25	954,95	928,73	903,48	879,02	855,20	831,92	809,09
3,5	886,74	862,39	838,95	816,23	794,11	772,49	751,30
3,6	910,00	885,02	860,96	837,64	814,94	792,76	771,01
3,7	885,40	861,10	837,69	815,00	792,92	771,33	750,17
3,8	862,10	838,44	815,64	793,56	772,05	751,03	730,43
3,9	840,00	816,94	794,73	773,21	752,26	731,78	711,70
4	819,00	796,52	774,86	753,88	733,45	713,48	693,90
4,1	799,02	777,09	755,96	735,49	715,56	696,08	676,98
4,2	738,95	718,66	699,12	680,19	661,76	643,74	626,08
4,3	721,76	701,95	682,86	664,37	646,37	628,77	611,52
4,4	705,36	685,99	667,34	649,27	631,68	614,48	597,62
4,5	689,68	670,75	652,51	634,84	617,64	600,83	584,34
4,6	674,69	656,17	638,33	621,04	604,22	587,77	571,64
4,7	660,33	642,21	624,75	607,83	591,36	575,26	559,48
4,8	646,58	628,83	611,73	595,17	579,04	563,28	547,82
4,9	633,38	615,99	599,25	583,02	567,22	551,78	536,64
5	620,71	603,68	587,26	571,36	555,88	540,74	525,91
5,1	608,54	591,84	575,75	560,16	544,98	530,14	515,59
5,2	596,84	580,46	564,68	549,39	534,50	519,95	505,68
5,3	585,58	569,50	554,02	539,02	524,41	510,14	496,14
5,4	574,74	558,96	543,76	529,04	514,70	500,69	486,95
5,5	564,29	548,80	533,88	519,42	505,34	491,59	478,10

Tabla 51. Costo máximo kilovatio hora generado para SFV AC 3 kWp precio 2012

Fuente: elaboración propia

Solución energética 30 kWp AC									
potencias	10000	12000	15000	18000	18000	20000	25000	30000	40000
HSP	costo máximo kilovatio hora cop/kWh								
3	852,20	927,80	998,14	1039,95	1039,95	1058,32	1084,27	1093,11	1008,98
3,25	786,64	856,43	921,36	959,95	959,95	976,91	1000,87	1009,03	931,37
3,5	730,46	795,26	855,55	891,39	891,39	907,13	929,38	936,96	864,84
3,6	749,62	816,12	877,99	914,77	914,77	930,93	953,76	961,54	887,53
3,7	729,36	794,07	854,26	890,05	890,05	905,77	927,98	935,55	863,54
3,8	710,17	773,17	831,78	866,62	866,62	881,93	903,56	910,93	840,82
3,9	691,96	753,35	810,45	844,40	844,40	859,32	880,39	887,57	819,26
4	674,66	734,51	790,19	823,29	823,29	837,83	858,38	865,38	798,78
4,1	658,20	716,60	770,92	803,21	803,21	817,40	837,45	844,28	779,29
4,2	608,71	662,72	712,96	742,82	742,82	755,94	774,48	780,80	720,70
4,3	594,56	647,31	696,38	725,55	725,55	738,36	756,47	762,64	703,94
4,4	581,04	632,59	680,55	709,06	709,06	721,58	739,28	745,31	687,94
4,5	568,13	618,54	665,43	693,30	693,30	705,55	722,85	728,74	672,65
4,6	555,78	605,09	650,96	678,23	678,23	690,21	707,13	712,90	658,03
4,7	543,96	592,22	637,11	663,80	663,80	675,52	692,09	697,73	644,03
4,8	532,62	579,88	623,84	649,97	649,97	661,45	677,67	683,20	630,61
4,9	521,75	568,04	611,10	636,70	636,70	647,95	663,84	669,25	617,74
5	511,32	556,68	598,88	623,97	623,97	634,99	650,56	655,87	605,39
5,1	501,29	545,77	587,14	611,74	611,74	622,54	637,81	643,01	593,52
5,2	491,65	535,27	575,85	599,97	599,97	610,57	625,54	630,64	582,10
5,3	482,38	525,17	564,98	588,65	588,65	599,05	613,74	618,74	571,12
5,4	473,44	515,45	554,52	577,75	577,75	587,95	602,37	607,29	560,54
5,5	464,84	506,08	544,44	567,25	567,25	577,26	591,42	596,24	550,35

Tabla 52. Costo máximo kilovatio hora generado para SFV AC 30 kWp precio 2012

Fuente: elaboración propia

Solución energética 30 kWp AC					
potencias	50000	60000	70000	80000	90000
HSP	costo máximo kilovatio hora cop/kWh				
3	958,50	924,84	900,81	882,78	868,75
3,25	884,77	853,70	831,51	814,87	801,93
3,5	821,57	792,72	772,12	756,67	744,65
3,6	843,12	813,52	792,38	776,52	764,18
3,7	820,34	791,53	770,96	755,53	743,53
3,8	798,75	770,70	750,67	735,65	723,96
3,9	778,27	750,94	731,42	716,78	705,40
4	758,81	732,17	713,14	698,87	687,76
4,1	740,30	714,31	695,74	681,82	670,99
4,2	684,64	660,60	643,43	630,56	620,54
4,3	668,72	645,24	628,47	615,89	606,11
4,4	653,52	630,58	614,19	601,89	592,33
4,5	639,00	616,56	600,54	588,52	579,17
4,6	625,11	603,16	587,48	575,72	566,58
4,7	611,81	590,33	574,98	563,47	554,52
4,8	599,06	578,03	563,00	551,74	542,97
4,9	586,84	566,23	551,51	540,48	531,89
5	575,10	554,91	540,48	529,67	521,25
5,1	563,82	544,03	529,89	519,28	511,03
5,2	552,98	533,56	519,70	509,29	501,20
5,3	542,55	523,50	509,89	499,69	491,75
5,4	532,50	513,80	500,45	490,43	482,64
5,5	522,82	504,46	491,35	481,51	473,87

Tabla 53. Costo máximo kilovatio hora generado para SFV AC 30 kWp precio 2012

Fuente: elaboración propia

Solución energética 300 kWp AC							
potencias	100000	110000	120000	130000	140000	150000	160000
HSP	costo máximo kilovatio hora cop/kWh						
3	857,54	893,29	881,66	871,83	863,39	856,09	849,69
3,25	791,57	824,58	813,84	804,76	796,98	790,23	784,33
3,5	735,03	765,68	755,71	747,28	740,05	733,79	728,31
3,6	754,31	785,77	775,54	766,88	759,47	753,04	747,41
3,7	733,93	764,53	754,58	746,16	738,94	732,69	727,21
3,8	714,61	744,41	734,72	726,52	719,49	713,40	708,08
3,9	696,29	725,32	715,88	707,89	701,05	695,11	689,92
4	678,88	707,19	697,98	690,20	683,52	677,73	672,67
4,1	662,33	689,94	680,96	673,36	666,85	661,20	656,26
4,2	612,53	638,07	629,76	622,73	616,71	611,49	606,92
4,3	598,28	623,23	615,11	608,25	602,37	597,27	592,81
4,4	584,68	609,06	601,14	594,43	588,68	583,69	579,33
4,5	571,69	595,53	587,78	581,22	575,60	570,72	566,46
4,6	559,26	582,58	575,00	568,58	563,08	558,32	554,15
4,7	547,36	570,19	562,76	556,48	551,10	546,44	542,36
4,8	535,96	558,31	551,04	544,89	539,62	535,05	531,06
4,9	525,02	546,91	539,79	533,77	528,61	524,13	520,22
5	514,52	535,98	529,00	523,10	518,04	513,65	509,81
5,1	504,43	525,47	518,63	512,84	507,88	503,58	499,82
5,2	494,73	515,36	508,65	502,98	498,11	493,90	490,21
5,3	485,40	505,64	499,06	493,49	488,71	484,58	480,96
5,4	476,41	496,27	489,81	484,35	479,66	475,60	472,05
5,5	467,75	487,25	480,91	475,54	470,94	466,96	463,47

Tabla 54. Costo máximo kilovatio hora generado para SFV AC 300 kWp precio 2012

Fuente: elaboración propia

Solución energética 30 kWp AC							
potencias	170000	180000	190000	2000000	2500000	3000000	4000000
HSP	costo máximo kilovatio hora cop/kWh						
3	844,05	839,03	834,54	761,44	759,91	758,88	757,60
3,25	779,12	774,49	770,35	702,87	701,45	700,51	699,33
3,5	723,47	719,17	715,32	652,66	651,35	650,47	649,37
3,6	742,45	738,04	734,09	669,79	668,44	667,54	666,41
3,7	722,38	718,09	714,25	651,68	650,37	649,49	648,40
3,8	703,37	699,19	695,45	634,53	633,25	632,40	631,34
3,9	685,34	681,27	677,62	618,26	617,02	616,19	615,15
4	668,20	664,23	660,68	602,81	601,59	600,78	599,77
4,1	651,91	648,03	644,57	588,10	586,92	586,13	585,14
4,2	602,89	599,31	596,10	543,89	542,79	542,06	541,15
4,3	588,87	585,37	582,24	531,24	530,17	529,45	528,56
4,4	575,49	572,07	569,01	519,16	518,12	517,42	516,55
4,5	562,70	559,35	556,36	507,63	506,60	505,92	505,07
4,6	550,47	547,19	544,27	496,59	495,59	494,92	494,09
4,7	538,75	535,55	532,69	486,03	485,05	484,39	483,58
4,8	527,53	524,39	521,59	475,90	474,94	474,30	473,50
4,9	516,76	513,69	510,95	466,19	465,25	464,62	463,84
5	506,43	503,42	500,73	456,86	455,94	455,33	454,56
5,1	496,50	493,55	490,91	447,91	447,00	446,40	445,65
5,2	486,95	484,06	481,47	439,29	438,41	437,82	437,08
5,3	477,76	474,92	472,38	431,00	430,14	429,56	428,83
5,4	468,92	466,13	463,64	423,02	422,17	421,60	420,89
5,5	460,39	457,65	455,21	415,33	414,49	413,94	413,24

Tabla 55. Costo máximo kilovatio hora generado para SFV AC 300 kWp precio 2012

Fuente: elaboración propia

Actualización de precios máximos SFV

$$Gf_m = Gf_0 * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \quad (4.5.2)$$

Donde:

Gf_m: cobro máximo por kilovatio para SFV estipulado para en el año m.

Gf_o: cobro máximo por kilovatio en año base (año 2012)

$IPP_{(m-1)}$: es el índice de precios de productos en año anterior al de año a calcular.

IPP_0: es el índice de precios de productos del año base (2012)

4.6 TABLAS DE PRECIOS PARA SGE DE GENERACIÓN EN LAS ZNI SEGÚN EL FACTOR DE CARGA Y EL TIPO DE CENTRAL Y EL TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.

A continuación se muestra el marco tarifario para SGE según el factor de carga y la potencia de la turbina y el tiempo de recuperación de la inversión.

4.6.1 TABLAS DE PRECIOS PARA SGE DE GENERACIÓN EN LAS ZNI TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN 20 AÑOS

Potencia instalada (W) por turbina	Factor de carga										
	0,1	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2
	costo máximo kilovatio hora COP/kWh										
100	2098,76	1954,19	1791,34	1653,54	1535,43	1433,07	1375,28	1294,38	1222,47	1158,13	1100,23
200	1477,53	1389,44	1273,65	1175,68	1091,7	1018,92	987,02	928,96	877,35	831,17	789,61
300	1261,24	1192,81	1093,41	1009,3	937,2	874,72	851,83	801,73	757,19	717,33	681,47
400	1146,18	1088,21	997,52	920,79	855,02	798,02	779,92	734,04	693,26	656,78	623,94
500	882,42	813,76	745,95	688,57	639,38	596,76	567,4	534,03	504,36	477,81	453,92
600	1017,29	971,04	890,12	821,65	762,96	712,09	699,37	658,23	621,66	588,94	559,49
700	974,54	932,17	854,49	788,76	732,42	683,59	672,65	633,08	597,91	566,44	538,12
800	939,02	899,88	824,89	761,44	707,05	659,91	650,45	612,19	578,18	547,75	520,36
900	908,32	871,97	799,31	737,82	685,12	639,45	631,26	594,13	561,12	531,59	505,01
1000	865,03	832,61	763,23	704,52	654,2	610,58	604,2	568,66	537,07	508,8	483,36
1500	828,26	799,19	732,59	676,23	627,93	586,07	581,22	547,03	516,64	489,45	464,98
2000	809,31	781,96	716,8	661,66	614,4	573,44	569,38	535,89	506,11	479,48	455,5
2500	797,49	771,22	706,95	652,57	605,96	565,56	561,99	528,93	499,55	473,26	449,59
3000	789,24	763,72	700,07	646,22	600,06	560,06	556,84	524,08	494,97	468,91	445,47
3500	783,02	758,07	694,89	641,44	595,62	555,92	552,95	520,42	491,51	465,64	442,36
4000	778,08	753,57	690,78	637,64	592,09	552,62	549,86	517,52	488,77	463,04	439,89
4500	773,99	749,85	687,37	634,49	589,17	549,89	547,3	515,11	486,49	460,89	437,84
5000	770,49	746,67	684,45	631,8	586,67	547,56	545,12	513,05	484,55	459,05	436,09
10000	745,04	723,54	663,24	612,22	568,49	530,59	529,21	498,08	470,41	445,65	423,37
15000	734,07	713,56	654,1	603,78	560,65	523,28	522,35	491,63	464,31	439,88	417,88
20000	725,36	705,64	646,84	597,08	554,43	517,47	516,91	486,5	459,48	435,29	413,53
25000	717,56	698,55	640,34	591,08	548,86	512,27	512,03	481,91	455,14	431,19	409,63
30000	710,21	691,87	634,21	585,43	543,61	507,37	507,44	477,59	451,06	427,32	405,95

Tabla 56. Remuneración para los SGE para la generación de energía eléctrica 1 de 3

Fuente: Elaboración propia

Potencia instalada (W) por turbina	Factor de carga										
	0,21	0,22	0,23	0,24	0,25	0,26	0,27	0,28	0,29	0,3	0,31
	costo máximo kilovatio hora COP/kWh										
100	1096,26	1046,43	1000,93	959,23	920,86	885,44	852,65	822,20	793,84	767,38	759,03
200	800,44	764,06	730,84	700,39	672,37	646,51	622,56	600,33	579,63	560,31	558,64
300	697,44	665,74	636,80	610,26	585,85	563,32	542,46	523,08	505,05	488,21	488,86
400	642,65	613,44	586,77	562,32	539,83	519,07	499,84	481,99	465,37	449,86	451,75
500	444,42	424,21	405,77	388,86	373,31	358,95	345,66	333,31	321,82	311,09	305,16
600	581,28	554,86	530,73	508,62	488,27	469,49	452,11	435,96	420,93	406,90	410,17
700	560,92	535,43	512,15	490,81	471,17	453,05	436,27	420,69	406,18	392,65	396,38
800	544,01	519,28	496,70	476,01	456,97	439,39	423,12	408,01	393,94	380,81	384,92
900	529,39	505,33	483,36	463,22	444,69	427,58	411,75	397,04	383,35	370,57	375,02
1000	508,77	485,65	464,53	445,18	427,37	410,93	395,71	381,58	368,42	356,14	361,05
1500	491,26	468,93	448,54	429,85	412,66	396,79	382,09	368,45	355,74	343,88	349,19
2000	482,24	460,32	440,31	421,96	405,08	389,50	375,08	361,68	349,21	337,57	343,08
2500	476,61	454,95	435,17	417,04	400,35	384,96	370,70	357,46	345,13	333,63	339,27
3000	472,68	451,20	431,58	413,60	397,05	381,78	367,64	354,51	342,29	330,88	336,61
3500	469,72	448,37	428,88	411,01	394,57	379,39	365,34	352,29	340,14	328,81	334,60
4000	467,37	446,13	426,73	408,95	392,59	377,49	363,51	350,53	338,44	327,16	333,01
4500	465,42	444,27	424,95	407,24	390,95	375,92	361,99	349,07	337,03	325,80	331,69
5000	463,76	442,68	423,43	405,79	389,55	374,57	360,70	347,82	335,82	324,63	330,56
10000	451,64	431,11	412,36	395,18	379,37	364,78	351,27	338,73	327,05	316,15	322,35
15000	446,41	426,12	407,59	390,61	374,99	360,56	347,21	334,81	323,26	312,49	318,81
20000	442,26	422,16	403,81	386,98	371,50	357,21	343,98	331,70	320,26	309,58	316,00
25000	438,55	418,61	400,41	383,73	368,38	354,21	341,09	328,91	317,57	306,98	313,48
30000	435,05	415,27	397,22	380,67	365,44	351,38	338,37	326,29	315,03	304,53	311,11

Tabla 57. Remuneración para los SGE para la generación de energía eléctrica 2 de 3

Fuente: elaboración propia

Potencia instalada (W) por turbina	Factor de carga									
	0,32	0,33	0,34	0,35	0,36	0,37	0,38	0,39	0,4	>0,41
	costo máximo kilovatio hora COP/kWh									
100	735,31	713,03	692,06	672,29	667,74	649,69	632,59	616,37	600,96	586,3
200	541,18	524,78	509,35	494,79	495,17	481,79	469,11	457,08	445,66	434,79
300	473,59	459,24	445,73	432,99	435,09	423,33	412,19	401,62	391,58	382,03
400	437,63	424,37	411,89	400,12	403,13	392,24	381,91	372,12	362,82	353,97
500	295,62	286,66	278,23	270,28	266,3	259,11	252,29	245,82	239,67	233,83
600	397,35	385,31	373,98	363,3	367,33	357,4	348	339,07	330,6	322,53
700	384	372,36	361,41	351,08	355,45	345,85	336,75	328,11	319,91	312,11
800	372,9	361,6	350,96	340,93	345,59	336,25	327,4	319	311,03	303,44
900	363,3	352,29	341,93	332,16	337,06	327,95	319,32	311,13	303,35	295,95
1000	349,77	339,17	329,2	319,79	325,03	316,25	307,93	300,03	292,53	285,39
1500	338,28	328,03	318,38	309,29	314,82	306,31	298,25	290,6	283,34	276,43
2000	332,36	322,29	312,81	303,87	309,56	301,19	293,26	285,74	278,6	271,81
2500	328,67	318,71	309,33	300,5	306,27	298	290,15	282,71	275,65	268,92
3000	326,09	316,21	306,91	298,14	303,98	295,77	287,98	280,6	273,58	266,91
3500	324,15	314,32	305,08	296,36	302,25	294,09	286,35	279	272,03	265,39
4000	322,6	312,83	303,63	294,95	300,88	292,75	285,05	277,74	270,79	264,19
4500	321,32	311,59	302,42	293,78	299,75	291,64	283,97	276,69	269,77	263,19
5000	320,23	310,53	301,39	292,78	298,77	290,7	283,05	275,79	268,9	262,34
10000	312,28	302,81	293,91	285,51	291,7	283,82	276,35	269,26	262,53	256,13
15000	308,85	299,49	290,68	282,37	288,66	280,85	273,46	266,45	259,79	253,45
20000	306,13	296,85	288,12	279,89	286,24	278,5	271,17	264,22	257,61	251,33
25000	303,69	294,48	285,82	277,66	284,07	276,39	269,12	262,22	255,66	249,43
30000	301,39	292,26	283,66	275,56	282,03	274,4	267,18	260,33	253,82	247,63

Tabla 58. Remuneración para los SGE para la generación de energía eléctrica 3 de 3.

Fuente: elaboración propia

Actualización de precios máximos SGE

$$\mathrm{Ge_m} = \mathrm{Ge_0} * \frac{\mathrm{IPP_{m-1}}}{\mathrm{IPP_0}} \qquad (4.6.1)$$

Donde:

Ge_m: cobro máximo por kilovatio para SGE estipulado para en el año m

Ge_o: cobro máximo por kilovatio en año base (año 2012).

$IPP_{(m-1)}$: es el índice de precios de productos en año anterior a al de año a calcular.

IPP_0: es el índice de precios de productos del año base (2012).

4.6.2 TABLAS DE PRECIOS PARA SGE DE GENERACIÓN EN LAS ZNI TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN 15 AÑOS

Potencia instalada (w) por turbina	factor de carga										
	0,1	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2
	costo máximo kilovatio hora COP/kWh										
100	2204,32	2052,48	1881,44	1736,71	1612,66	1505,15	1444,46	1359,49	1283,96	1216,38	1155,56
200	1551,85	1459,32	1337,71	1234,81	1146,61	1070,17	1036,66	975,68	921,48	872,98	829,33
300	1324,67	1252,80	1148,40	1060,06	984,34	918,72	894,68	842,05	795,27	753,41	715,74
400	1203,83	1142,94	1047,69	967,10	898,02	838,16	819,15	770,96	728,13	689,81	655,32
500	926,81	854,69	783,47	723,20	671,54	626,77	595,94	560,89	529,73	501,85	476,75
600	1068,46	1019,88	934,89	862,97	801,33	747,91	734,54	691,34	652,93	618,56	587,64
700	1023,56	979,06	897,47	828,43	769,26	717,98	706,48	664,92	627,98	594,93	565,18
800	986,25	945,14	866,38	799,74	742,61	693,11	683,17	642,98	607,26	575,30	546,53
900	954,01	915,83	839,51	774,93	719,58	671,61	663,01	624,01	589,35	558,33	530,41
1000	908,53	874,49	801,62	739,95	687,10	641,29	634,59	597,26	564,08	534,39	507,67
1500	869,91	839,38	769,43	710,25	659,51	615,55	610,45	574,54	542,63	514,07	488,36
2000	850,01	821,29	752,85	694,94	645,30	602,28	598,02	562,84	531,57	503,59	478,41
2500	837,60	810,01	742,51	685,39	636,44	594,01	590,26	555,54	524,68	497,06	472,21
3000	828,94	802,13	735,29	678,72	630,24	588,23	584,84	550,44	519,86	492,50	467,87
3500	822,41	796,20	729,85	673,70	625,58	583,88	580,76	546,60	516,23	489,06	464,61
4000	817,22	791,48	725,52	669,71	621,87	580,42	577,52	543,55	513,35	486,33	462,02
4500	812,92	787,57	721,94	666,40	618,80	577,55	574,83	541,02	510,96	484,07	459,87
5000	809,24	784,23	718,88	663,58	616,18	575,10	572,54	538,86	508,92	482,14	458,03
10000	782,51	759,93	696,60	643,02	597,09	557,28	555,83	523,13	494,07	468,07	444,66
15000	770,99	749,45	687,00	634,15	588,85	549,60	548,63	516,35	487,67	462,00	438,90
20000	761,84	741,14	679,37	627,11	582,32	543,50	542,91	510,97	482,59	457,19	434,33
25000	753,65	733,68	672,54	620,81	576,47	538,04	537,79	506,15	478,03	452,87	430,23
30000	745,93	726,67	666,11	614,87	570,95	532,89	532,96	501,61	473,74	448,81	426,37

Tabla 59. Remuneración para los SGE para la generación de energía eléctrica 1 de 3

Fuente: Elaboración propia

Potencia instalada (w) por turbina	factor de carga										
	0,21	0,22	0,23	0,24	0,25	0,26	0,27	0,28	0,29	0,3	0,31
	costo máximo kilovatio hora COP/kWh										
100	1151,40	1099,06	1051,28	1007,48	967,18	929,98	895,53	863,55	833,77	805,98	797,21
200	840,70	802,49	767,60	735,61	706,19	679,03	653,88	630,53	608,78	588,49	586,73
300	732,52	699,23	668,83	640,96	615,32	591,65	569,74	549,39	530,45	512,77	513,45
400	674,98	644,30	616,28	590,61	566,98	545,17	524,98	506,23	488,78	472,48	474,47
500	466,77	445,55	426,18	408,42	392,09	377,00	363,04	350,08	338,00	326,74	320,50
600	610,52	582,77	557,43	534,20	512,83	493,11	474,85	457,89	442,10	427,36	430,80
700	589,13	562,36	537,91	515,49	494,87	475,84	458,22	441,85	426,61	412,39	416,32
800	571,37	545,40	521,69	499,95	479,95	461,49	444,40	428,53	413,75	399,96	404,28
900	556,02	530,74	507,67	486,51	467,05	449,09	432,46	417,01	402,63	389,21	393,88
1000	534,36	510,07	487,90	467,57	448,86	431,60	415,61	400,77	386,95	374,05	379,21
1500	515,97	492,52	471,10	451,47	433,42	416,75	401,31	386,98	373,63	361,18	366,76
2000	506,49	483,47	462,45	443,18	425,46	409,09	393,94	379,87	366,77	354,55	360,34
2500	500,58	477,83	457,06	438,01	420,49	404,32	389,34	375,44	362,49	350,41	356,33
3000	496,46	473,89	453,29	434,40	417,02	400,99	386,13	372,34	359,50	347,52	353,54
3500	493,35	470,92	450,45	431,68	414,41	398,47	383,72	370,01	357,25	345,34	351,43
4000	490,88	468,57	448,19	429,52	412,34	396,48	381,79	368,16	355,46	343,61	349,76
4500	488,83	466,61	446,32	427,73	410,62	394,82	380,20	366,62	353,98	342,18	348,37
5000	487,08	464,94	444,73	426,20	409,15	393,41	378,84	365,31	352,71	340,96	347,19
10000	474,35	452,79	433,10	415,06	398,46	383,13	368,94	355,76	343,50	332,05	338,56
15000	468,86	447,55	428,09	410,26	393,85	378,70	364,67	351,65	339,52	328,20	334,85
20000	464,51	443,39	424,12	406,44	390,19	375,18	361,28	348,38	336,37	325,16	331,89
25000	460,61	439,67	420,55	403,03	386,91	372,03	358,25	345,45	333,54	322,42	329,25
30000	456,93	436,16	417,20	399,81	383,82	369,06	355,39	342,70	330,88	319,85	326,76

Tabla 60. Remuneración anual los SGE para la generación de energía eléctrica 2 de 3

Fuente: Elaboración propia

Potencia instalada (w) por turbina	Factor de carga									
	0,32	0,33	0,34	0,35	0,36	0,37	0,38	0,39	0,4	>0,41
	costo máximo kilovatio hora COP/kWh									
100	772,30	748,89	726,87	706,10	701,32	682,37	664,41	647,37	631,19	615,79
200	568,40	551,17	534,96	519,68	520,08	506,02	492,71	480,07	468,07	456,65
300	497,41	482,33	468,15	454,77	456,98	444,62	432,92	421,82	411,28	401,25
400	459,64	445,71	432,61	420,25	423,41	411,96	401,12	390,84	381,07	371,77
500	310,49	301,08	292,22	283,88	279,70	272,14	264,98	258,18	251,73	245,59
600	417,34	404,69	392,79	381,57	385,80	375,38	365,50	356,13	347,22	338,76
700	403,31	391,09	379,58	368,74	373,33	363,24	353,68	344,61	336,00	327,80
800	391,65	379,78	368,61	358,08	362,97	353,16	343,87	335,05	326,67	318,70
900	381,57	370,01	359,13	348,87	354,01	344,44	335,38	326,78	318,61	310,84
1000	367,36	356,23	345,75	335,88	341,38	332,15	323,41	315,12	307,24	299,75
1500	355,30	344,53	334,40	324,84	330,65	321,72	313,25	305,22	297,59	290,33
2000	349,08	338,50	328,54	319,16	325,13	316,34	308,01	300,12	292,61	285,48
2500	345,20	334,74	324,89	315,61	321,68	312,98	304,75	296,93	289,51	282,45
3000	342,49	332,11	322,34	313,13	319,27	310,64	302,47	294,71	287,34	280,34
3500	340,45	330,13	320,42	311,27	317,46	308,88	300,75	293,04	285,71	278,74
4000	338,83	328,56	318,90	309,79	316,02	307,47	299,38	291,71	284,41	277,48
4500	337,48	327,26	317,63	308,56	314,82	306,31	298,25	290,60	283,34	276,43
5000	336,34	326,14	316,55	307,51	313,80	305,32	297,28	289,66	282,42	275,53
10000	327,98	318,04	308,69	299,87	306,38	298,10	290,25	282,81	275,74	269,01
15000	324,38	314,55	305,30	296,58	303,17	294,98	287,22	279,85	272,86	266,20
20000	321,52	311,78	302,61	293,96	300,63	292,51	284,81	277,51	270,57	263,97
25000	318,96	309,30	300,20	291,62	298,36	290,29	282,65	275,41	268,52	261,97
30000	316,55	306,96	297,93	289,42	296,21	288,21	280,62	273,43	266,59	260,09

Tabla 61 .Remuneración para los SGE para la generación de energía eléctrica 3 de 3

Fuente: Elaboración propia

Actualización de precios máximos SGE.

$$\mathrm{Ge}_m = \mathrm{Ge}_0 * \frac{\mathrm{IPP}_{m-1}}{\mathrm{IPP}_0} \qquad (4.6.2)$$

Donde:

Ge_m: cobro máximo por kilovatio para SGE estipulado para en el año m

Ge_o: cobro máximo por kilovatio en año base (año 2012)

$IPP_{(m-1)}$: es el índice de precios de productos en año anterior al año a calcular.

IPP_0: es el índice de precios de productos del año base (2012)

BIBLIOGRAFÍA

[1] *Reglamento tecnico de instalaciones electricas*. 2013, p. 53.

[2] UPME, *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. 2015.

[3] CREG, *Resoluciòn 025 de 1998 anexo*. 2017, p. carga.

[4] CREG, *Resolucion 161 Art 3*. 2008.

[5] CREG, *Resoluciòn 047 Atr. 1*. 2004.

[6] CREG, *Resoluciòn 042 Art. 1*. 2002.

[7] IEEE, *Estándar IEEE 1547 para interconectar recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica*. 2003, p. 5.

[8] DANE, «Índice de Precios del Productor IPP», 2017.

[9] DANE, «Ficha Metodológica Índice de Precios del Productor - IPP», 2015.

[10] UPME, «Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia», 2016, p. 81.

[11] UPME, «Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia», 2016, p. 93.

[12] S. Doolla y K. Nunna, «Demand response in smart microgrids», 2011.

[13] M. Balijepalli y K. Pradhan, «"Review of Demand Response under Smart Grid Paradigm», 2011.

[14] A. Rosso y G. Andres, «Análisis De Respuesta De La Demanda Para Mejorar La Eficiencia De Sistemas Eléctricos», 2009.

[15] CREG, *Resoluciòn 042*. 1999.

[16] CREG, *Resoluciòn No 097,Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local*. 2008.

[17] Gobierno de Colombia, *Ley 143 Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.* 1994.

[18] Gobierno de Colombia, *Ley 855*. 2003.

[19] CREG, *Resolución No 091,Por la cual se establecen las metodologias generales para remunerar las actividades de generacion, distribucion y comercializacion de energia electrica, y las formulas tarifarias generales para establecer el costo unitario de prestaci,»* . 2007.

[20] CRUSA, *Impacto en las finanzas de las empresas de distribución*. 2015.

[21] IEEE, *Std 1547.7 Guide for Conducting Distribution Impact studies for Distributed Resorce Interconnection*. 2013.

[22] C. Echevarría Barbero y G. Guevara Monge, *La Generación distribuida para Autocosumo*. 2016.

[23] R. Walling, R. Saint, R. Dugan, J. Burke, y L. Kojovic, «IEEE Trans. on Power Deliv.», en *Summary of distributed resources impact on power delivery systems*, 2008, pp. 1636-1644.

[24] ENIRDGnet, «concepts and opportunities of DG: the driving european forces and trends», en *Concepts and Opportunities of DG*, 2005.

[25] G. Manuel, «Generaciòn Distribuida», en *Sistema De Generación Eléctrica Con Pila De Combustible De Óxido Sólido alimentado Con Residuos Forestales Y Su Optimización Mediante Algoritmos Basados En Nubes De Partículas*, 2008, p. 21.

[26] A. Santos colmenar, D. Diez Borge, y E. Collado, «Conceptos de Generaciòn distribuida», en *Generaciòn distribuida, autoconsumo y redes inteligentes*, 2015, p. 23.

[27] O. Oszlak, «Privatización y capacidad de regulación estatal: una aproximación teorico.metodologica», en *En Política y gestión pública - Fondo de Cultura Económica, CLAD*, 2004.

[28] T. E. Del Carpio Huayllas, D. S. Ramos, y R. L. Vasquez Arnez, «Feed-in and net metering tariffs: An assessment for their application on microgrid systems», 2012.

[29] Renewable Energy Network for News, «Feed-in Tariffs Go Global: Policy in Practice», 2009. [En línea]. Disponible en: http://www.renewableenergyworld.com/articles/print/volume-12/issue-4/solar-energy/feed-in-tariffs-go-global-policy-in-practice.html.

[30] M. Cagliani, «Sustentator», 2012. [En línea]. Disponible en: http://www.sustentator.com/blog-es/2012/08/que-es-la-feed-in-tariff/.

[31] S.W.H group, «S.W.H. GROUP SE», 2016. [En línea]. Disponible en: http://www.swhgroup.eu/sp-net-metering.html.

[32] C. Álvarez y F. Serna, *Análisis local y mundial de tendencias en generación distribuida*. 2015.

[33] ENERGIA LIMPIA XXI., «Alemania le dice adiós a nuclear y petróleo invirtiendo en solar, eólica y biomasa.», 2016. [En línea]. Disponible en: https://energialimpiaparatodos.com/2016/03/11/149298792-2/.

[34] A. Valencia, «Regulación En Mercados Energéticos: Caso Energía Eólica (1990-2009)», Medellin, 2012.

[35] The Danish Government, *Energy Strategy 2050*. 2011.

[36] Res Legal, «Legal Sources On Renewable Energy». [En línea]. Disponible en: http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/denmark/tools-list/c/denmark/s/res-e/t/promotion/sum/95/lpid/96/.

[37] Law Business Research, «The Energy Regulation and Markets Review», 2016. [En línea]. Disponible en: http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/denmark/tools-

list/c/denmark/s/res-e/t/promotion/sum/95/lpid/96/.

[38] REN 21, «RENEWABLES 2017», en *GLOBAL STATUS REPORT*, 2017.

[39] MDPI, *Overview of Current Microgrid Policies, Incentives and Barriers in the European Union, United States and China*. 2017.

[40] Res Legal, «Legal Sources On Renewable Energy», 2017. [En línea]. Disponible en: http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/finland/tools-list/c/finland/s/res-e/t/promotion/sum/128/lpid/127/.

[41] L. B. Research, «The Energy Regulation and Markets Review - Edition 5», 2016. [En línea]. Disponible en: http://thelawreviews.co.uk/edition/the-energy-regulation-and-markets-review-edition-5/1136422/netherlands.

[42] SUSTELNET, «Policy And Regulatory Roadmaps For The Integration Of Distributed Generation And The Development Of Sustainable Electricity Networks», 2004.

[43] Res Legal, «Renewable energy policy database and support», 2017. [En línea]. Disponible en: http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/latvia/tools-list/c/latvia/s/res-e/t/promotion/sum/156/lpid/155/.

[44] The Government of Latvia, *Latvian energy long term strategy 2030*. 2014.

[45] Res Legal, «Renewable energy policy database and support», 2017. [En línea]. Disponible en: http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/czech-republic/tools-list/c/czech-republic/s/res-e/t/promotion/sum/120/lpid/119/.

[46] Energy Regulators Regional Association, *Innovation and energy regulation*. Budapest, 2016.

[47] Renewable Energy Integration Group CIRCE Foundation, *Analysis of European policies and incentives for microgrids*. 2014.

[48] S. Picó Heras, *Desarrollo e implantación de energías renovables: situación actual y tendencias*. 2002.

[49] Res Legal, «Renewable energy policy database and support», 2017. [En línea]. Disponible en: http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/germany/tools-list/c/germany/s/res-e/t/promotion/sum/136/lpid/135/.

[50] Law Business Research, «The Energy Regulation And Markets Review - Edition 5», 2017. [En línea]. Disponible en: http://thelawreviews.co.uk/edition/the-energy-regulation-and-markets-review-edition-5/1136397/turkey.

[51] Res Legal, «Legal Sources On Renewable Energy», 2017. [En línea]. Disponible en: http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/turkey/tools-list/c/turkey/s/res-e/t/promotion/sum/208/lpid/207/.

[52] J. Holjenčík, «Innovations in Tariff (Price) Regulation in Slovakia for 2017-2021», 2016.

[53] Res Legal, «Legal Sources On Renewable Energy», 2017. [En línea]. Disponible en: http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/poland/tools-list/c/poland/s/res-e/t/promotion/sum/176/lpid/175/.

[54] Law Business Research, «The Energy Regulation and Markets Review - Edition 5», 2016.

[En línea]. Disponible en: http://thelawreviews.co.uk/edition/the-energy-regulation-and-markets-review-edition-5/1136392/poland.

[55] Law Business Research, «The Energy Regulation and Markets Review - Edition 5», 2017. [En línea]. Disponible en: http://thelawreviews.co.uk/edition/the-energy-regulation-and-markets-review-edition-5/1136417/japan.

[56] Res Legal, «Renewable energy policy database and support», 2017. [En línea]. Disponible en: http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/portugal/tools-list/c/portugal/s/res-e/t/promotion/sum/180/lpid/179/.

[57] Law Business Research, «The Energy Regulation and Markets Review - Edition 5», 2016. [En línea]. Disponible en: http://thelawreviews.co.uk/edition/the-energy-regulation-and-markets-review-edition-5/1136393/portugal.

[58] Res Legal, «Legal Sources On Renewable Energy». [En línea]. Disponible en: http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/austria/tools-list/c/austria/s/res-e/t/promotion/sum/91/lpid/94/.

[59] N. Prüggler, «Grid regulation in Austria: smart grids incentives or disincentives?», en *E & I Elektrotechnik und Informationstechnik*, E. Inftech, Ed. 2011, pp. 336-341.

[60] Law Business Research, «The Energy Regulation and Markets Review - Edition 5», 2017. [En línea]. Disponible en: http://thelawreviews.co.uk/edition/the-energy-regulation-and-markets-review-edition-5/1136412/india.

[61] Export, «India - Power and Renewable Energy», 2016. [En línea]. Disponible en: https://www.export.gov/article?id=India-Power-and-Renewable-Energy.

[62] Law Business Research, «The Energy Regulation and Markets Review - Edition 5», 2016. [En línea]. Disponible en: http://thelawreviews.co.uk/edition/the-energy-regulation-and-markets-review-edition-5/1136395/south-africa.

[63] Res Legal, «Legal Sources On Renewable Energy», 2017.

[64] IRENA, *Energías Renovables en America Latina*. 2015.

[65] C. Figueredo, «Leyes para las energías renovables en América Latina y el Caribe», 201d. C. [En línea]. Disponible en: http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia56/HTML/Articulo05.htm.

[66] J. Herrera, «Normativa Chilena referida a Generación Distribuida como Agente del Mercado Eléctrico», en *EIE561 – DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, PUCV*, 2009, pp. 1-4.

[67] ACESOLAR, *Panorama De La Regulación De La Generación Distribuida*. 2015.

[68] Law Business Research, «The Energy Regulation and Markets Review - Edition 5», 2016. [En línea]. Disponible en: http://thelawreviews.co.uk/edition/the-energy-regulation-and-markets-review-edition-5/1136404/china.

[69] Res Legal, «Legal Sources On Renewable Energy», 2017. [En línea]. Disponible en: http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/lithuania/tools-list/c/lithuania/s/res-e/t/promotion/sum/160/lpid/159/.

[70] Res Legal, «Renewable energy policy database and support», 2017. [En línea]. Disponible en: http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/luxembourg/tools-

list/c/luxembourg/s/res-e/t/promotion/sum/164/lpid/163/.

[71] Res Legal, «Legal Sources On Renewable Energy», 2017. [En línea]. Disponible en: http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/greece/tools-list/c/greece/s/res-e/t/promotion/sum/140/lpid/139/.

[72] Res Legal, «Legal Sources On Renewable Energy», 2017. [En línea]. Disponible en: http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/spain/tools-list/c/spain/s/res-e/t/promotion/sum/196/lpid/195/.

[73] Law Business Research, «The Energy Regulation and Markets Review - Edition 5», 2016. [En línea]. Disponible en: http://thelawreviews.co.uk/edition/the-energy-regulation-and-markets-review-edition-5/1136396/spain.

[74] Law Business Research, «Legal Sources On Renewable Energy», 2017. [En línea]. Disponible en: http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/belgium/tools-list/c/belgium/s/res-e/t/promotion/sum/108/lpid/107/.

[75] Res Legal, «Renewable energy policy database and support», 2016. [En línea]. Disponible en: http://thelawreviews.co.uk/edition/the-energy-regulation-and-markets-review-edition-5/1136416/italy.

[76] Law Business Research, «The Energy Regulation and Markets Review - Edition 5», 2016. [En línea]. Disponible en: http://thelawreviews.co.uk/edition/the-energy-regulation-and-markets-review-edition-5/1136416/italy.

[77] Law Business Research, «The Energy Regulation and Markets Review - Edition 5», 2016. [En línea]. Disponible en: http://thelawreviews.co.uk/edition/the-energy-regulation-and-markets-review-edition-5/1136400/united-kingdom.

[78] Res Legal, «Legal Sources On Renewable Energy», 2017. [En línea]. Disponible en: http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/united-kingdom/tools-list/c/united-kingdom/s/res-e/t/promotion/sum/204/lpid/203/.

[79] Res Legal, «Renewable energy policy database and support», 2017. [En línea]. Disponible en: http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/sweden/tools-list/c/sweden/s/res-e/t/promotion/sum/200/lpid/199/.

[80] Res Legal, «Legal Sources On Renewable Energy», 2017. [En línea]. Disponible en: http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/slovenia/tools-list/c/slovenia/s/res-e/t/promotion/sum/192/lpid/191/.

[81] Law Business Research, «The Energy Regulation and Markets Review - Edition 5», 2016. [En línea]. Disponible en: http://thelawreviews.co.uk/edition/the-energy-regulation-and-markets-review-edition-5/1136413/indonesia.

[82] Law Business Research, «The Energy Regulation and Markets Review - Edition 5». [En línea]. Disponible en: http://thelawreviews.co.uk/edition/the-energy-regulation-and-markets-review-edition-5/1136403/australia.

[83] Law Business Research, «The Energy Regulation and Markets Review - Edition 5», 2016. [En línea]. Disponible en: http://thelawreviews.co.uk/edition/the-energy-regulation-and-markets-review-edition-5/1136410/france.

[84] Res Legal, «Legal Sources On Renewable Energy», 2017. [En línea]. Disponible en: http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/france/tools-list/c/france/s/res-

e/t/promotion/sum/132/lpid/131/.

[85] Orkestra, *Smart Generación distribuida en Reino Unido y Estados Unidos (Nueva York y Maine) Nivel de penetración de la generación fotovoltaica y regulación Energía de Orkestra*. 2016.

[86] Law Business Research, «The Energy Regulation and Markets Review - Edition 5», 2016. [En línea]. Disponible en: http://thelawreviews.co.uk/edition/the-energy-regulation-and-markets-review-edition-5/1136401/united-states.

[87] B. Oliveira, *Incentivos Tarifários Para A Conexão*. Belo Horzonte, 2009.

[88] FGV Energia, «Incentivos para o desenvolvimento dos RED», en *Recursos Energetico Distribuido*, 2016, pp. 72-81.

[89] Res Legal, «Renewable energy policy database and support», 2017. [En línea]. Disponible en: http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/ireland/tools-list/c/ireland/s/res-e/t/promotion/sum/148/lpid/147/.

[90] World Energy Council, «Propuesta Para La Regulación Federal Del Mercado Argentino De Generación Renovable Distribuida», 2016.

[91] L. Verdes, *Generacion Electrica Distribuida en Argentina*. 2015.

[92] C. Figueredo, «Leyes para las energías renovables en América Latina y el Caribe», 2012. [En línea]. Disponible en: http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia56/HTML/Articulo05.htm.

[93] Fraunhofer Institute For Solar Energy, «Photovoltaics Report», 2016.

[94] «Alemania logra generar en un día energía verde para casi el 90% de la demanada total.», *Periódico Univers.*, 2016.

[95] Federal Energt Regulatory Commission, «Office of Electricity Delivery and Energy Reliability», 2015.

[96] U.S. Department of Energy, *The Potential Benefits Of Distributed*. 2015.

[97] Red Electrica de España, «Integración de renovable», 2016. [En línea]. Disponible en: http://www.ree.es/es/red21/integracion-de-renovables.

[98] Ministerio de Energía de Chile, «Generación distribuida», 2016. [En línea]. Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/11/PPT-Ministro-seminario-Gx-Dx-25oct2016.pdf.

[99] EPE, *Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos*. 2015.

[100] R. D. Rodríguez, «Análisis Del Suministro De Energía Eléctrica Por Balance Neto», Universidad de salamanca, 2013.

[101] 6 HSE AG, «Web2Energy. Berlin», 2011. [En línea]. Disponible en: https://www.web2energy.com/.

[102] energy transition., «La transición energética alemana – Argumentos para un futuro con energía renovable», 2013. .

[103] A. Díaz, «Economia de escala y coordinaciòn vertical en la generaciòn y transmiciòn de energia eléctrica», en *Experiencias internacionales en la desregulación eléctrica y el sector en mexico*, 204d. C., p. 260.

[104] Union of Concerned Scientists, «Public Utility Regulatory Policy Act (PURPA)», 2016. [En línea]. Disponible en: http://www.ucsusa.org/clean_energy/smart-energy-solutions/strengthen-policy/public-utility-regulatory.html#.WUC1UvkX3IU.

[105] The Public Utility Regulatory Policies Act, «Government Involvement to Remedy Energy Crisis: PURPA», 2016. [En línea]. Disponible en: http://americanhistory.si.edu/powering/past/history4.htm.

[106] U. Castro y E. Alvarez, «Generación distribuida en Reino Unido y Estados Unidos (Nueva York y Maine)», 2016.

[107] Energy, «Business Energy Investment Tax Credit (ITC)», 2017. [En línea]. Disponible en: https://energy.gov/savings/business-energy-investment-tax-credit-itc.

[108] A. Rodríguez Hernández, «La Generación Distribuida Y Su Posible Integración Al Sistema Interconectado Nacional», 2009.

[109] E. Alvarez y U. Castro, «Nivel de penetración de la generación fotovoltaica», 2016.

[110] Gobierno Español, *Ley 24 del sectro eléctrico*. 2013.

[111] P. Álvarez, Eloy, y C. Legarza, *Generacion Distribuida y Auto Consumo*. 2016.

[112] Gobierno de España Ministerio de industria energía y turismo, *Real Decreto 900 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo*. 2015.

[113] Emol Economía y F. V. Díaz, «Por qué la generación eléctrica residencial no ha logrado prender en Chile», 2016. [En línea]. Disponible en: http//www.emol.com/noticias/Economia/2016/03/09/792145/balance-de-la-ley-de-generacion-ciudadana.html.

[114] G. Godoy, «Impacto de la Generación», Universidad de Chile, 2013.

[115] Empresas Electrias A.G, «Net Billing: Ley 20.571», 2013. [En línea]. Disponible en: http://www.electricas.cl/temas-estrategicos/netbilling/.

[116] Agência Nacional De Energia Elétrica-Aneel, «Do Acesso Aos Sistemas De Distribuição», en *Resolução Normativa N 482*, 2012.

[117] Y. Lopes, «liberalização do mercado de energia elétrica pode levar a um aumento ou a uma queda nos preços da energia», 2015. [En línea]. Disponible en: http://sbrc2015.ufes.br/wp-content/uploads/Ch2.pdf.

[118] A. Nascimento, *Viabilidad de la generación solar distribuida en Brasil*. 2013.

[119] UPME, *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. 2016.

[120] G. Gil, «Experiencias, normativas, tarifas y propuestas para inyección de energía renovable a la red», 2015. [En línea]. Disponible en: www.energiaestrategica.com/experiencias-normativas-tarifas-y-propuestas-para-

inyeccion-de-energia-renovable-a-la-red/.

[121] Gobierno de Colombia, *Ley 1715 cap 4 art 15 al 26*. 2013.

[122] Gobierno de Colombia, *Ley 697*. 2001.

[123] UPME, *Plan Energetico Nacional Colombia: Ideario Energetico 2050*. 2015.

[124] UPME, *Plan de Acción Indicativo*. 2017.

[125] Gobierno de Colombia, *Resolución 18 - 0919*. 2010.

[126] CORPOEMA, *Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convecionales de energia en colombia (PDFNCE)*. 2010.

[127] KEMA-CENERGÍA, *Plan de Ciencia Tecnología e Innovación para el Desarrollo de la Energía Sustentable en Colombia*. 2012.

[128] T. Ackermann, G. Andersson, y L. Soder, *Distributed generation: a definition. Electric Power Systems Research*. 2000.

[129] A. Chambers, *Distributed generation: a non-technical guide*. 2001.

[130] CIGRE, «Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system», 1998.

[131] CIRED, «Preliminary Report of CIRED (International Conference on Electricity Distribution)», Bruselas, 1999.

[132] M. W. Ellis, M. . Von Spakovsky, y D. J. Nelson, *Fuel cell systems: efficient, flexible energy conversion for the 21st century. Proceedings of the IEEE*. 2001.

[133] Gas Research Institute, *Distributed Power Generation: A Strategy for a Competitive Energy Industry*. Chicago, 1998.

[134] N. G. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, y G. Strbac, «The Institution of Electrical Engineers 2000.», 2000.

[135] V. Knyazkin y T. Ackermann, «Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects», 2002.

[136] A. Rini, N. Prabaharan, K. Palanisamy, y U. Subramaniam, «Frequency Control of a Stand-Alone Hybrid Wind and Solar Based Distributed Generation System through an Optimized Energy Storage», 2017.

[137] UdelarR, «Generación distribuida», 2013. .

[138] S. K. Saha y S. Banerjee, «Optimal sizing and location determination of distributed generation in distribution networks», 2015.

[139] E. Alvarez y C. Legarza, «Generacion distribuida y auto comsumo», 2016.

[140] G. Manuel, «Sistema De Generación Eléctrica Con Pila De Combustible De Óxido Sólido alimentado Con Residuos Forestales Y Su Optimización Mediante Algoritmos Basados En Nubes De Partículas», Universidad Nacional De Educación A Distancia Escuela Técnica Superior De Ingenieros Industriales, 2008.

[141] A. Lomi, N. Cong Hien, y N. Mithulananthan, «Application of distributed generation to enhance loadability of distribution system, a case study», 2009.

[142] P. A. Daly y J. Morrison, «Understanding the potential benefits of distributed generation on power delivery systems», 2002.

[143] P. Dondi, D. Bayoumi, C. Haederli, D. Julian, y M. Suter, «Network integration of distributed power generation», 2002.

[144] International Energy Agency, «Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets», 2002.

[145] H. . Willis y W. . Scott, *Distributed power generation*. 2000.

[146] N. Anthony y P. Navghare, «An insight to distributed generation of electrical energy from various renewable sources», 2016.

[147] P. Chiradeja y R. Ramakumar, «An approach to quantify the technical benefits of distributed generation», 2004.

[148] N. Anglani y G. Petrecca, «Fossil fuel and biomass fed distributed generation and utility plants: Analysis of energy and environmental performance indicators», 2012.

[149] H. Xing y X. Sun, «Distributed Generation Locating and Sizing in Active Distribution Network Considering Network Reconfiguration», 2017.

[150] Cetema, «Potencial De Generación De Electricidad Fotovoltaica Sobre Cubiertas En La Región De Murcia», 2012.

[151] CREG, «Anexo 12. Pérdidas Técnicas Eficientes», en *Anexos*, 2012.

[152] J. Serván-Sócola, «Análisis Técnico-Económico De Un Sistema Híbrido De Baja Potencia Eólico Solar Conectado A La Red», 2014.

[153] V. Peñafiel, «Modelo Monte Carlo Para Irradiancia Relativa UV-B», 2008.

[154] Hispania Solar, *Catálogo General*. 2015.

[155] C. Alvarez, *Análisis local y mundial de tendencias en generación distribuida*. 2013.

[156] Fenercom, *Guia basica de la Generacion Distribuida*. 2008.

[157] F. Vargas, F. Sierra, y G. Carlos, «Pequeñas y microcentrales hidroeléctricas: alternativa real de generación eléctrica», 2014.

[158] Ó. Rojas, «Las hidroeléctricas sin embalse, el futuro de la generación de energía», *El TIEMPO*, 2015.

[159] ABB, *Cuaderno de aplicaciones técnicas n.° 10 plantas fotovoltaicas*. 2d. C.

[160] Gobierno de Colombia, *Ley 855, Por la cual se definen las Zonas No Interconectadas*. 2003.

[161] CREG, *Documento 075, Marco Regulatorio Para La Prestación Del Servicio De Energía Eléctrica En Las Zonas No Interconectadas*. p. 33.

[162] F. Jorge, T. David, y C. Gustavo, «¿Ha sido efectiva la promoción de soluciones energéticas en las zonas no interconectadas (ZNI) en Colombia?: un análisis de la estructura institucional Castillo.»

[163] SIPG, «Indicadores , precio promedio mensual ACPM», 2017. [En línea]. Disponible en: http://www.upme.gov.co/GeneradorConsultas/Consulta_Indicador.aspx?IdModulo=3&id=9.

[164] CREG, *documento CREG 004, complementacion de la resolucion CREG 091 de 2007*. 2013.

[165] CREG, *Documento 004*. 2013.

[166] N. E. Gómez, «Energización De Las Zonas No Interconectadas A Partir De Las Energías Renovables Solar Y Eólica», 2012.

[167] *Atlas de Radiación Solar de Colombia (IDEAM, 2005) y División político administrativa de Colombia (IGAC, 2008)*. 2010.

[168] EMA, «Determinación De Inversiones Y Gastos De Administración, Operación Y Mantenimiento Para La Actividad De Generación En Zonas No Interconectadas Utilizando Recursos Renovables, informé final comparación EMA».

[169] AutoSolar, «No Title». [En línea]. Disponible en: https://autosolar.es/inversor-de-conexion-a-red.

[170] UPME, *Costos Indicativos De Generación Eléctrica En Colombia*. 2005.

[171] CORPOEMA, *Formulación De Un Plan De Desarrollo*. 2010.

[172] UPME, «Costos Indicativos De Generación Eléctrica En Colombia», 2005.

[173] ABB, «cap 2 Plantas eólicas», en *Cuaderno de aplicaciones técnicas n.o 12*, .

[174] Deloitte, «Establishing The Investment Case Wind Power», 2014. [En línea]. Disponible en: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-deloitte-establishing-the-wind-investment-case-2014.pdf .

[175] EIA, «Costos de mantenimiento y operación para un parque eólico», 2013.

[176] «Aspectos economicos coste de la energia eolica». [En línea]. Disponible en: http://rabfis15.uco.es/lvct/tutorial/41/tema22/tema22-2.htm.

[177] Alibaba, «Alibaba generador de energía eólica precio», 2017. [En línea]. Disponible en: https://spanish.alibaba.com/g/wind-power-generator-price.html.

[178] Nohana 3000, «No Title», 2016. [En línea]. Disponible en: http://www.nohana3000.com/wp-content/uploads/110823-Catalogo-Español-Eolica.pdf.

[179] N. 3000, «Aerogeneradores - Energia eolica - Comprar aerogenerador». [En línea]. Disponible en: https://www.damiasolar.com/productos/aerogeneradores-110.

[180] Solo Stocks, «Comprar baterias aerogeneradores al por mayor | Precios y ofertas de baterias aerogeneradores», 2017. [En línea]. Disponible en: http://www.solostocks.com/venta-productos/baterias-aerogeneradores_b.

[181] Auto Solar, «Aerogeneradores». [En línea]. Disponible en: https://autosolar.es/aerogeneradores.

[182] R. Torrez, «Irradiancia Solar y Temperatura Del Aire En Una Atmosfera Estatica», 2008.

[183] W. Vallejo, J. Hernandez, y T. César, «Irradiation and ambient-temperature model using probability», 2013.

[184] H. L. Gasquet, «No Title», en *manual teorico practico sobre los sistemas fotovoltaicos*, 2012.

[185] A. Catejon oliva y S. H. Germán, «Reguladores e Inversores», en *Instalaciones solares fotovoltaicas*, 2014, p. 125.

[186] Wikipedia, «Distribución de Weibull», 2017. [En línea]. Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Distribución_de_Weibull.

[187] M. Y. T. Centro De Investigaciones Energéticas, *Curva De Potencia Del Aerogenerador Awec – 60*. Madrid, 1992.

[188] The wind powe, «Bases de datos Curvas de potencia», 2017. [En línea]. Disponible en: http://www.thewindpower.net/store_manufacturer_turbine_es.php?id_type=7.

[189] Direct Industry, «Catalogos Trubinas Eolicas», *catalogos trubinas eolicas*. [En línea]. Disponible en: http://pdf.directindustry.es/.

[190] Sonkyo Energy, «Windspot». [En línea]. Disponible en: http://www.windspot.es/.

[191] Grupo ZYtecn, «Mini Aerogeneradores», 2010. [En línea]. Disponible en: http://www.zytechgroup.com/productos/mini-aerogeneradores/.

[192] Codensa, «Carga Máxima Para El Sector Residencial», 2010.