

**MODELO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA
ENERGIZACIÓN DE UNA ZNI DE LA REGIÓN DEL
CATATUMBO – NORTE DE SANTANDER, A PARTIR DE
ENERGÍAS RENOVABLES (SOLAR-EÓLICA)**

Autor

ANDRÉS FELIPE LÓPEZ RODRÍGUEZ

**PROGRAMA DE INGENIERIA MECÁNICA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA MECÁNICA,
MECATRONICA E INDUSTRIAL
FACULTAD DE INGENIERIAS Y ARQUITECTURAS**



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
PAMPLONA, junio 10 de 2020**

**MODELO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA
ENERGIZACIÓN DE UNA ZNI DE LA REGIÓN DEL
CATATUMBO – NORTE DE SANTANDER, A PARTIR DE
ENERGÍAS RENOVABLES (SOLAR-EÓLICA)**

ANDRÉS FELIPE LÓPEZ RODRÍGUEZ

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO MECÁNICO**

Director: ELKIN GREGORIO FLÓREZ SERRANO
PhD., M.Sc., Ing. Mecánico
eflorez@unipamplona.edu.co

Co-director: JUAN CARLOS SERRANO RICO
PhD., M.Sc., Ing. Mecánico
jcserrano@unipamplona.edu.co

**PROGRAMA DE INGENIERIA MECÁNICA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA MECÁNICA,
MECATRONICA E INDUSTRIAL
FACULTAD DE INGENIERIAS Y ARQUITECTURAS
UNIVERSIDAD DE PAMPLONA**

Pamplona, junio 10 de 2020

Dedicatoria

A mi familia, en especial a mi madre por su apoyo durante todo este camino.

A mi novia por su apoyo y motivación incondicional, por alentarme a seguir
esforzándome para ser el mejor.

Agradecimientos

A todos mis profesores de Ing. Mecánica, un excelente cuerpo docente que nos encamina a querer superarnos cada día sacando lo mejor de nosotros. A todos ellos gracias por sus enseñanzas.

A el PhD. Elkin G. Flórez S. y al PhD. Juan Carlos Serrano R por sus enseñanzas, su tiempo, por todo lo aprendido en las aulas de clase, por sus asesoramientos y por la oportunidad de compartir con ellos durante un tiempo en actividades de investigación.

A la Universidad de Pamplona, mi alma mater, por brindarme el mejor entorno de aprendizaje y formación integral.

A todo aquel que de alguna u otra manera hizo partícipe de este trabajo con valiosa información, recomendaciones y sugerencias.

TABLA DE CONTENIDO

1. RESUMEN	13
2. INTRODUCCION	14
3. JUSTIFICACION	16
4. OBJETIVOS	18
4.1. Objetivo general.....	18
4.2. Objetivos específicos	18
5. CONTEXTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	19
5.1. ENERGÍA	19
5.2. ENERGÍAS RENOVABLES	19
5.2.1. Tecnología Solar Fotovoltaica	21
5.2.2. Tecnología eólica	26
5.2.3. Sistemas híbridos de generación de energía eléctrica.....	29
5.3. ENERGÍAS RENOVABLES A NIVEL MUNDIAL	32
5.4. ENERGÍAS RENOVABLES EN LATINOAMÉRICA.....	34
5.5. ENERGÍAS RENOVABLES EN COLOMBIA	36
5.5.1. Potencial Solar en Colombia	37
5.5.2. Potencial Eólico en Colombia.....	39
6. PROCESO METODOLOGICO	41
6.1. RECOPIACIÓN Y TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN: RECURSO SOLAR Y EÓLICO DE LA REGIÓN DEL CATATUMBO – NORTE DE SANTANDER	41
6.1.2. Caracterización de los recursos renovables: Eólico y Solar	41
6.2. PLANTEAMIENTO DE CONSIDERACIONES PARA UN SISTEMA DE GENERACIÓN POR ER: EÓLICO Y SOLAR.....	43
6.3. POTENCIAL ENERGÉTICO POR RECURSO RENOVABLE	45
6.3.1. Recurso eólico de la zona	45
6.3.2. Recurso solar de la zona.....	46
6.4. POTENCIA A GENERAR	46
6.4.1. Estimación de la demanda	47
6.4.2. Dimensionado del sistema fotovoltaico	47
6.4.2.1. Generador fotovoltaico.....	47

6.4.2.2. Inversor.....	51
6.4.2.3. Regulador.....	51
6.4.3. Dimensionado del sistema eólico	52
6.4.3.1. Potencia eólica.....	52
6.4.3.2. Funciones de densidad de probabilidad (FDP).....	53
6.4.3.3. Densidad de energía eólica.....	55
6.4.4. Modelado del banco de baterías	56
6.4.4.1. Días de autonomía del SHDER.....	57
6.5. ESTUDIO ECONÓMICO	57
6.5.1. Indicadores de rendimiento económico-ambiental	62
6.6. PROCEDIMIENTO A SEGUIR PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA de er: EÓLICO - SOLAR.....	63
7. ANÁLISIS DE RESULTADOS	66
7.1. RECURSOS RENOVABLES DISPONIBLES	66
7.1.1. Zonas pre-seleccionadas	66
7.1.2. Recurso eólico disponible en cada zona	67
7.1.3. Recurso solar de las zonas pre-seleccionadas	72
7.2. POTENCIAL ENERGÉTICO DE LOS MUNICIPIOS PRE-SELECCIONADOS	74
7.2.1. Potencial eólico	74
7.2.1.1. FDP mejor ajustada para los datos de velocidad de viento de cada municipio.....	75
7.2.1.2. Energía eólica disponible.....	78
7.2.2. Potencial solar	81
7.2.3. Energía total disponible por municipio.....	82
7.3. ZNI SELECCIONADA.....	83
7.3.1. Demanda a abastecer	84
7.4. CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DEL SHDER	85
7.4.1. Marco legal.....	85
7.4.2. Selección de los equipos.....	89
7.4.3. Impacto ambiental	103
7.4.4. Otras consideraciones.....	103
7.5. ESCENARIOS DE DISEÑO	104
7.5.1. Variables de decisión	105

7.6. CARACTERIZACIÓN DE CADA ESCENARIO DE DISEÑO	105
7.7. VIABILIDAD ECONÓMICA DE CADA ESCENARIO	107
8. CONCLUSIONES.....	116
9. RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....	119
10. REFERENCIAS.....	120

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Ventajas y desventajas de tecnologías aplicadas en la energía solar fotovoltaica - Fuente: El autor, con base a (Gómez-ramírez et al., 2017).....	23
Tabla 2 Huella de carbono por los equipos que conformaran el SHDER a diseñar - Fuente: (Ren, Mitchell, & Mo, 2020)	26
Tabla 3 Ejemplos de combinaciones de sistemas híbridos de energía - Fuente: El autor.....	31
Tabla 4 Matriz de generación eléctrica para Colombia. Escenario 1. - Fuente: (Ministerio de Minas y Energía; & Unidad de Planeación Minero Energética, 2018)	37
Tabla 5 Irradiancia global media para algunas de las principales ciudades de Colombia - Fuente: (Gómez-ramírez et al., 2017).....	39
Tabla 6 Nomenclatura de las especificaciones técnicas para el presente trabajo - Fuente: El autor	42
Tabla 7 Matriz CBA para la selección de los equipos, teniendo en cuenta distintas consideraciones y nivel de importancia, para el diseño del sistema de generación por ER – Fuente: El autor	44
Tabla 8 Factor de corrección para energía solar - Fuente: a partir de (Castillo Ramírez et al., 2013)	48
Tabla 9 Formulación matemática para estimar los factores de forma y escala (empleados en la distribución de Weibull) por distintos métodos.....	53
Tabla 10 Formulación matemática para estimar los factores de forma y escalas para la distribuciones Log-Logística y Gamma	54
Tabla 11 Emisiones y contaminación por Kg de batería producida - Fuente: Adaptación de (Serrano Guzmán et al., 2017).....	56
Tabla 12 Nomenclatura de las expresiones matemáticas para el análisis económico y otros aspectos técnicos – Fuente: El autor a partir de (Cucchiella et al., 2017)..	60
Tabla 13 Principales especificaciones técnicas a considerar para la selección de un módulo solar y un aerogenerador - Fuente: El autor a partir de (Mazzeo et al., 2020)	64
Tabla 14 Estaciones meteorológicas de la región del Catatumbo pre-seleccionadas para el análisis estadístico – Fuente: El autor.....	66
Tabla 15 Estadísticos descriptivos para el historico de velocidad de viento en Abrego, Ocaña y Tibú. A excepción del curtosis y coeficiente de asimetría, las unidades de los demás estadísticos están en m/s - Fuente: El autor	70
Tabla 16 Horas de sol estándar promedio diario mensual en Abrego, Ocaña y Tibú - Fuente: El autor con base a (UPME et al., 2005)	72
Tabla 17 Índices de rendimiento de las FDP para los registros de velocidad de viento de Abrego - Fuente: El autor.....	77
Tabla 18 Índices de rendimiento de las FDP para los registros de velocidad de viento de Ocaña - Fuente: El autor.....	78
Tabla 19 Índices de rendimiento de las FDP para los registros de velocidad de viento de Tibú - Fuente: El autor	78

Tabla 20 Densidad de Energía Eólica en Abrego, Ocaña y Tibú - Fuente: El autor	80
Tabla 21 Radiación Solar Global promedio anual para Abrego, Ocaña y Tibú - Fuente: El autor	81
Tabla 22 Porcentaje de energía eólica y solar con respecto al total de energía disponible para los municipios de Abrego, Ocaña y Tibú. *Dicho factor hace referencia a cuantas veces de la energía eólica disponible se necesitaría para poder obtener la energía solar disponible – Fuente: El autor.....	82
Tabla 23 índice de Cobertura de Energía Eléctrica 2018 para los municipios de interes. Metodología UPME, publicado diciembre 30 de 2019 - Fuente: ICEE 2018.	83
Tabla 24 índice de Cobertura de Energía Eléctrica 2018 para los municipios de interés. Censo Nacional de Población y Vivienda 2018 - Fuente: DANE.....	84
Tabla 25 Reglamentación vigente en Colombia en cuanto a energías renovables no convencionales	85
Tabla 26 Sistema de puntuación para determinar el nivel de importancia de los atributos de cada modelo fotovoltaico – Fuente: El autor	90
Tabla 27 Características técnicas, eléctricas y de funcionamiento del aerogenerador 500 W DC 12V Ups - Fuente: Proyectos Imperio – Energías Renovable, Colombia	92
Tabla 28 Sistema de puntuación para determinar el nivel de importancia de los atributos de cada modelo de batería – Fuente: El autor	94
Tabla 29 Matriz CBA para la selección del módulo fotovoltaico – Fuente: El autor	96
Tabla 30 Matriz CBA para la selección de la batería – Fuente: El autor.....	100
Tabla 31 Escenarios de diseño para sistema de generación por ER, de acuerdo al porcentaje de demanda a bastecer el sistema eólico y el sistema solar - Fuente: El autor.....	104
Tabla 32 Caracterización de cada escenario de diseño: cantidad de cada tipo de dispositivos por escenario - Fuente: El autor	106
Tabla 33 Tasas de aprendizaje para las tecnologías de generación fotovoltaica y eólica onshore– Fuente: (del Río, 2012).....	108
Tabla 34 Costos unitarios de cada uno de los equipos seleccionados. Todo en pesos colombianos - Fuente: El autor	110
Tabla 35 Indicadores financieros, para el análisis económico, de cada uno de los escenarios planteados - Fuente: El autor	111
Tabla 36 Costos Totales incluyendo la curva de aprendizaje y los costos evitados por contaminación - Fuente: El autor	114
Tabla 37 Costo Nivelado de Energía (LCOE), en dolares, para generación eléctrica por distintas fuentes de ER. Valores en dolares – Fuente: (Berrío & Zuluaga, 2014)	115

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Tipos de energía según su utilización - Fuente: El autor, a partir de (Schallnberg Rodríguez et al., 2008)	20
Figura 2 Generaciones de las celdas solares - Fuente: El autor.....	22
Figura 3 Tipos de radiación solar - Fuente: (Schallnberg Rodríguez et al., 2008) .	22
Figura 4 Consideraciones generales de los módulos fotovoltaicos - Fuente: Adaptado de (Gómez-ramírez et al., 2017).....	24
Figura 5 Principales componentes de un aerogenerador- Fuente: El autor.....	27
Figura 6 Clasificación de los aerogeneradores - Fuente: El autor, a partir de (Benedek et al., 2018; Manwell et al., 2009).....	28
Figura 7 Partes de un aerogenerador de eje horizontal - Fuente:(Schallnberg Rodríguez et al., 2008)	29
Figura 8 Partes de un aerogenerador de eje vertical Darrieus - Fuente:(Schallnberg Rodríguez et al., 2008)	29
Figura 9 Esquema de un sistema híbrido de energía conformado por paneles solares y un aerogenerador - Fuente: https://www.researchgate.net/figure/Esquema-electrico-del-sistema-hibrido-renovable-acoplado-mixto_fig2_293950988	31
Figura 10 Consumo eléctrico esperado a nivel mundial para el año 2015 - Fuente: (Berrío & Zuluaga, 2014)	33
Figura 11 Potencia eólica instalada en los países de la Unión Europea - Fuente: (Perdomo Villamil, 2017).....	34
Figura 12 Capacidad de generación eléctrica sel SIN a diciembre de 2014 – Fuente: (López Méndez, 2017)	37
Figura 13 Mapa de radiación solar global de Colombia, promedio multianual - Fuente: (UPME, IDEAM, & Ministerio de Minas y Energía, 2005)	38
Figura 14 Velocidad promedio anual del viento en Colombia a 10m de altura - Fuente: (Ruíz Murcia, Serna Cuenca, & Zapata Lesmes, 2017).....	40
Figura 15 Diagrama de flujo para la metodología a implementar para la recopilación y tratamiento de los datos de los recursos renovables – Fuente: El autor.....	43
Figura 16 Diagrama de flujo para el proceso de determinación de los tipos de consideraciones a tener en cuenta para el diseño de un sistema de ER – Fuente: El autor.....	45
Figura 17 Curva V-I típica de un módulo solar - Fuente: (Ortiz, 2013).....	49
Figura 18 Efecto de (a) la radiación y (b) la temperatura en la potencia de un panel - Fuetne: (Ortiz, 2013).....	49
Figura 19 Parámetros de selección de un inversor - Fuente: El autor	51
Figura 20 Diagrama de flujo para el proceso de cuantificación del ahorro económico (a partir del Costo Social del Carbono) que se pueden obtener por la no emisión de CO ₂ – Fuente: El autor a partir de (Rahil et al., 2019)	63
Figura 21 Diagrama de flujo que describe el proceso general a seguir para el diseño del sistema de generación por ER, del presente trabajo - Fuente: El autor.....	65

Figura 22 Ubicación geográfica de las estaciones meteorológicas (municipios) pre-seleccionadas, cuyos datos de recurso solar y eólico fueron analizados – Fuente: El autor.....	67
Figura 23 Velocidad promedio por hora y por mes, estación AAC, año 2017 - Fuente: El autor	67
Figura 24 Velocidad promedio del viento por (a) hora y por (b) mes en Abrego, Norte de Santander - Fuente: El autor.....	68
Figura 25 Velocidad promedio del viento por (a) hora y por (b) mes en Tibú, Norte de Santander - Fuente: El autor.....	69
Figura 26 Velocidad promedio del viento por (a) hora y por (b) mes en Ocaña, Norte de Santander - Fuente: El autor.....	69
Figura 27 Velocidad mínima y máxima que en promedio se dan en Abrego - Norte de Santander - Fuente: El autor con base a http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html	71
Figura 28 Velocidad mínima y máxima que en promedio se dan en Ocaña - Norte de Santander - Fuente: El autor con base a http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html	71
Figura 29 Velocidad mínima y máxima que en promedio se dan en Tibú - Norte de Santander - Fuente: El autor con base a http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html	71
Figura 30 Radiación solar global media diaria mensual en Abrego - Fuente: El autor a partir de http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html	73
Figura 31 Radiación solar global media diaria mensual en Ocaña - Fuente: El autor a partir de http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html	73
Figura 32 Radiación solar global media diaria mensual en Tibú - Fuente: El autor a partir de http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html	74
Figura 33 FDP de (a) Weibull, (b) Rayleigh, (c) Log-Logística y (d) Gamma, para los datos de velocidad de viento de Abrego - Fuente: El autor	76
Figura 34 FDP de (a) Weibull, (b) Rayleigh y (c) Gamma, para los datos de velocidad de viento de Ocaña - Fuente: El autor	76
Figura 35 FDP de (a) Weibull, (b) Rayleigh y (c) Gamma, para los datos de velocidad de viento de Tibú - Fuente: El autor.....	77
Figura 36 Curva de potencia para el aerogenerador 500 W DC 12V Ups - Fuente: Proyectos Imperio – Energías Renovables (Colombia)	93
Figura 37 Coeficiente de Potencia calculado para cada velocidad promedio mensual - Fuente: El autor	93
Figura 38 Especificaciones técnicas del regulador de carga seleccionado para el diseño del SHDER, el TriStar Controller TS60 – Fuente: ProViento S.A.S Energías Renovables Colombia.....	95
Figura 39 Especificaciones técnicas del inversor seleccionado para el diseño del SHDE, PSW7S-60-48-NC00 – Fuente: ProViento S.A.S Energías Renovables Colombia.....	95
Figura 40 Pronósticos del Costo Unitario de la Energía Eléctrica en Norte de Santander - Fuente: El autor con base tarifas CENS 2018, 2019 y 2020	109

1. RESUMEN

Las energías renovables se están mostrando cada vez más como una alternativa de generación de energía eléctrica en zonas apartadas en Colombia, donde el suministro eléctrico por el Sistema Interconectado Nacional se hace inviable a raíz de los elevados costos por concepto de distribución, además de ser zonas de difícil acceso. Además de lo anterior, la generación eléctrica por este tipo de fuentes resulta ser una manera de contrarrestar los efectos ambientales causados por la generación a partir de combustibles fósiles, ya que se estarían dejando de emitir miles de *Ton* de CO_2 al año. Es así como en este trabajo se diseñó un sistema de generación por energías renovables, como la solar fotovoltaica y solar, para una zona no interconectada de la región del Catatumbo, de tal manera que se presente como una alternativa, o de nociones de los pasos a seguir para diseños de sistemas de generación de este tipo, para abastecer de energía eléctrica a una zona de Colombia de estas características, teniendo en cuenta que se consideraron aspecto técnicos y económicos para el presente trabajo.

En la presente investigación se presenta una contextualización a nivel global, latinoamericano y en Colombia de las energías renovables; es decir, sus campos de acción, su acogida en los últimos años, avances, recurso disponible, capacidad instalada por fuente, tecnologías empleadas, entre otro. Seguidamente se describe las metodologías empleadas para: la caracterización del recurso eólico y solar; así como el potencial energético disponible de las zonas pre-seleccionadas; las consideraciones para la estimación de la demanda; el dimensionado del sub-sistema solar y el sub-sistema eólico; y los indicadores financieros considerados para el análisis económico.

Finalizando, se exponen los resultados obtenidos. En este apartado se detalla la zona seleccionada con base al potencial energético disponible, y la correspondiente demanda a bastecer; se expone los equipos seleccionados una vez aplicado el método Choosing by Advantages; los escenarios de diseño establecidos, así como la selección de diseño más favorable para el presente trabajo teniendo en cuenta los resultados financieros y técnicos obtenidos, el cual resulto ser aquel cuya generación se llevaría a cabo en un 100% por módulos fotovoltaicos. En estos resultados se incluye el análisis cualitativo y cuantitativo de tipo ambiental llevado a cabo. Y se finaliza con las conclusiones y recomendaciones para trabajos futuros, obtenidas por la experiencia de la realización del presente trabajo.

Palabras clave: energía solar, energía eólica, energías renovables, estudio económico, impacto ambiental.

2. INTRODUCCION

La presente investigación hace alusión al diseño de un sistema de generación de energía eléctrica a partir de energías renovables (eólica y solar) para una Zona No Interconectada (ZNI) de la Región del Catatumbo de Norte de Santander – Colombia. Se analiza que tan viable resulta la energización de una zona la que no se le suministra energía eléctrica de calidad y/o de manera permanente (comúnmente asociadas áreas rurales), a partir de un sistema híbrido de energías no convencionales como la solar fotovoltaica y la eólica, teniendo en cuenta que la vinculación de estas zonas al Sistema Interconectado Nacional resulta ser muy costoso por distintos factores, tales como las redes de distribución.

Otros motivos que llevan a pensar en el diseño de un sistema de este tipo en una ZNI son: en primera instancia, los beneficios ambientales, teniendo en cuenta que se dejaría de emitir una gran cantidad de CO_2 al medio ambiente por concepto de generación; segundo, los beneficios económicos (tributarios) que trae consigo la implementación de estas tecnologías, al tener unos costos de operación y mantenimiento menores a los presentados por plantas de generación convencionales, y por la exclusión de IVA y aranceles, así como el beneficio de depreciación acelerada, (de acuerdo a la normatividad vigente en Colombia) para los equipos necesarios para el diseño de un sistema de ER y que no son fabricados en el país. Y en última medida, porque con un sistema de este tipo, donde se combinan dos fuentes o más, se permite dar frente a la aleatoriedad que representa al recurso solar y eólico.

El interés de llevar a cabo esta presenta investigación se debe a la necesidad de seguir indagando por la caracterización de los recursos renovables disponibles en Colombia, así como de estructurar alternativas de energización de zonas a partir de este tipo de fuentes, teniendo en cuenta que si bien Colombia cuenta con un gran potencial energético renovable solar y eólico, no se ha profundizado en la caracterización del recurso en cada una de las zonas potenciales, así como en el desarrollo de proyectos limpios de generación.

Para este trabajo se consideraron distintos procesos metodológicos, de acuerdo a toda la literatura e investigaciones consultadas, para la caracterización de los recursos disponibles; el potencial energético global y por fuente en cada zona; la demanda aproximada a abastecer con base a los planteamientos llevados a cabo por el autor; el modelamiento del sistema fotovoltaico, eólico y banco de baterías, teniendo en cuenta el recuro y las eventuales condiciones de operación. Para el estudio económico se tuvieron indicadores financiero tales como el Costo Nivelado de la Energía, Costo de Capital Anualizado, Costo Presente Neto, Costo Total sin y con curva de aprendizaje, Período de Recuperación, y los ahorros por no emisión de CO_2 teniendo en cuenta el costo social de carbono y la tasa de emisión considerada para Colombia.

Es así como la presente investigación se centra en el diseño técnico-económico de un sistema de generación por fuentes no convencionales, como la eólica y solar fotovoltaica, partiendo de una caracterización de los recursos y potencia disponible por recurso, así como el dimensionado técnico de todo el sistema, con su respectivo análisis económico, una vez se han establecido las consideraciones de tipo técnico, económico, ambiental, legal, social, entre otros.

3. JUSTIFICACION

El desarrollo, implementación y optimización de los sistemas de suministro de energía por fuentes renovables, es cada vez un asunto de mayor interés para los gobiernos, con el objetivo de alcanzar un futuro más sostenible, donde se busque el ahorro energético y apoyar las tecnologías energéticas con bajas o nulas emisiones de CO_2 (Labandeira, Linares, & Wurzburg, 2012), teniendo en cuenta que el sector energético constituye las dos terceras partes de los Gases de Efecto Invernadero GEI (Umbarila Valencia, Alfonso Moreno, & Rivero Rodríguez, 2015); por lo que la creciente participación de las Energías Renovables (ER) ha traído consecuencias positivas muy importantes. El uso de estas energías deriva en beneficios sociales y ambientales, y efectos positivos en las economías de los países. Dentro de dichos efectos se destacan: flujos de capital hacia la generación de ER, generación de empleo para las zonas beneficiadas durante las etapas de diseño y puesta en marcha de los sistemas, ahorro de recursos económicos y una participación en los mercados del carbono (Posso, Acevedo, & Hernández, 2014), este último efecto es de gran importancia para los países en desarrollo, tales como Colombia, pues les permite captar fondos para su fortalecimiento.

Si bien es claro que, de acuerdo a lo anteriormente planteado, es necesario buscar la mejor manera de producir y utilizar la energía para alcanzar un desarrollo sostenible (Escribano Francés, 2012), siendo las ER las que más se adaptan a estos requerimientos, no basta con fortalecer e implementar dichas tecnologías limpias, sino que es necesario ahora encaminar esfuerzos a que la cobertura energética llegue a cada población de cada país, y para esto, la mejor alternativa son precisamente las ER, siendo muy útiles para zonas donde la energía convencional no llega, o en su defecto, llega de manera parcial, una situación que afecta a una cuarta parte de la población mundial, especialmente a las comunidades rurales (en zonas dispersas y de muy difícil acceso), poblaciones con un gran nivel de marginación, donde la falta de energía constituye una situación crítica, teniendo en cuenta que ello se asocia a la ausencia de telecomunicaciones, educación, servicios de salud y agua potable (Ponce Corral, García Villalba, Ñeco Caberta, & Valenzuela, 2014).

Las tecnologías de ER ofrecen la posibilidad de calefacción y generación de electricidad para zonas apartadas (ZNI para el caso de Colombia) a bajos precios de operación y de manera sustentable; pues, el suministro de electricidad para zonas remotas, a partir de redes de distribución y generación por fuentes convencionales, les representa altos costos originados en el precio de combustibles y los costos de montaje, operación y mantenimiento de equipos y redes de distribución (Gutiérrez Valderrama & Colorado Yara, 2016).

Es importante que se siga aumentando el uso de este tipo de tecnologías en las ZNI de Colombia teniendo en cuenta todos los beneficios, fondos, donativos, que son

otorgados a proyectos de esta índole (Ñustes & Rivera, 2017), como es el caso, por ejemplo, de la Fundación Interamericana que cuenta con recursos donados por EE.UU. para proyectos que permitan mejorar la calidad de vida de las personas de este tipo de zonas en el Caribe y Latinoamérica. Además de otras fuentes internacionales de financiamiento como la Agencia de los Estados para el Desarrollo Internacional (USAID), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Inter-American Investment Corporation / IBD ROUP (IIC), la Corporación Andina de Fomento (CAF), el Fondo Multilateral de Inversiones del BID (FOMIN), el Programa de Asistencia para la Gestión del Sector de Energía (ESMAP), el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), Global Energy Efficiency and Renewable Energy Fund (GEERED), la Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA), el grupo ProCredit, entre otros fondos y organizaciones internacionales que encaminan esfuerzos y recursos para fomentar el uso de energías renovables para garantizar el desarrollo y mejores condiciones de vida a los países en desarrollo (en especial las zonas rurales apartadas) y para la conservación del medio ambiente.

Con base a lo anterior, el presente trabajo de investigación tiene por objeto definir las pautas necesarias para diseñar un sistema de suministro de energía eléctrica, con fuentes renovables, a una Zona No Interconectada (ZNI) en Colombia, específicamente en el Catatumbo, Norte de Santander. Esta investigación busca dar aportes en cuanto a las situaciones económicas, ambientales, sociales y técnicas que deben considerarse para la implementación de las ER en una ZNI, haciendo uso eficiente y eficaz de los recursos naturales renovables, como los son: la radiación solar y los vientos. Con este trabajo se planea, por consiguiente, definir las bases teóricas desde lo técnico y económico para el diseño e implementación de estos sistemas, teniendo por objeto de estudio una ZNI del departamento de Norte de Santander (puntualmente en la región del Catatumbo), pues esta zona junto con la Amazonía, la región Pacífica y la Guajira, es donde se encuentran la gran mayoría de las zonas que no están conectadas al sistema de red en Colombia, regiones donde paradójicamente se cuenta con un gran volumen de recursos naturales renovables y que, por la situación de posconflicto, están siendo priorizadas para el desarrollo de investigaciones y proyectos que permitan surgir a estas poblaciones desde lo social y lo económico.

Además, esta investigación, podría dar una noción de cómo podría ser el suministro de energía eléctrica a una ZNI por medio de estas fuentes, de ser implementado, permitiendo que esta investigación sea tomada como punto de referencia para futuros trabajos en zonas de condiciones similares, además de gestar un escenario que permitiría que se den las condiciones necesarias para el crecimiento de la región y el País; a raíz de que tras la implementación de proyectos de ER se empieza a hablar de desarrollo sostenible para las comunidades intervenidas y con esto para todo el país, pues se considera el suministro de energía eléctrica como un pilar fundamental para el desarrollo económico de una nación.

4. OBJETIVOS

4.1. OBJETIVO GENERAL

Realizar un modelo técnico-económico para la energización de una ZNI de la región del Catatumbo, Norte de Santander, a partir de energías renovables (solar - eólica).

4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluar los recursos de radiación solar y velocidad del viento de la región del Catatumbo – Norte de Santander, con base a las estaciones meteorológicas con las que se cuente en la zona.
- Plantear las consideraciones y/o beneficios técnicos, económicos, ambientales, legales, sociales, que propicien la implementación de un sistema de energía renovable en una zona no interconectada.
- Definir el rango de generación eléctrica para el funcionamiento del sistema, de acuerdo a la demanda a abastecer de la ZNI seleccionada.
- Desarrollar un modelamiento técnico por sub-sistema y de todo el sistema en sí, a partir del(los) recurso(s) renovable de la zona, para el suministro de energía a la ZNI.
- Realizar el análisis económico para cada escenario de diseño de sistema de generación por energías renovables (paneles y aerogeneradores), para el abastecimiento de la demanda energética de la zona objeto de estudio.

5. CONTEXTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

5.1. ENERGÍA

La energía puede ser, quizá, de los conceptos más complejos a definir, de allí a que sea expuesto desde distintas perspectivas. Desde lo económico, es entendida como un recurso natural que puede ser aprovechado; pero analizada desde la fuente, se clasifican en las tradicionales, cuya proveniencia es de los combustibles fósiles y, por otro lado, están las ER, aquellas que son aprovechadas de recursos inagotables como el sol, viento, agua, vegetación, calor de la tierra (Pereira Blanco, 2015b). Lo claro e irrefutable es que la energía, haciendo hincapié en la energía eléctrica, mantiene una relación con el desarrollo de las poblaciones (Moreno Suárez, 2017); de allí a que (Sasana & Ghozali, 2017) resalten como es que los científicos naturales y los llamados economistas ecológicos hacen énfasis en el papel que ha desempeñado la energía en todos los procesos productivos y el crecimiento económico.

Desde un punto de vista físico, la energía es definida como la capacidad para hacer algún trabajo, por lo que se relaciona con los procesos de crear riqueza material y por consiguiente de progreso social de los países, además de ser un elemento tecnológico esencial a nivel mundial (Castillo, Castrillón Gutiérrez, Vanegas Chamorro, Valencia, & Vilicaña, 2015), (Pacheco Florez & Melo Poveda, 2015). Además de lo anterior, es habitual que algunos autores traten la clasificación de la energía de acuerdo a su utilización, y se clasifica como se detalla en la Figura 1.

5.2. ENERGÍAS RENOVABLES

De manera más general, las ER ofrecen la posibilidad de generar electricidad y calor prácticamente sin emisiones, es decir, son afectivas con el medio ambiente (Pereira Blanco, 2017); con costos de operación bajos y de manera sostenible, bajo el desafío de saber afrontar los siguientes inconvenientes: **a)** la variabilidad (aleatoriedad) de la fuente o recurso (Baran Baloglu & Demir, 2017) como lo son los vientos intermitentes y la ausencia de energía solar en días nublados (Nassar, Hossam, & Abdella, 2019); **b)** baja intensidad y su comportamiento difuso, teniendo en cuenta que es imposible que se garanticen condiciones ambientales específicas, es decir, ciclos naturales y climatológicos con un comportamiento marcadamente constante y predecible con alto nivel de precisión ; y **c)** un suministro de manera interrumpida por las dificultades en la captación, almacenamiento y distribución (Posso et al., 2014), (Mikati, Santos, & Armenta, 2012), si lo que se busca es una total independencia de la red de distribución principal. Sin embargo, esta situación se puede solventar primero, almacenando energía para ser utilizada en periodos de generación de baja potencia, o en su defecto, usando múltiples fuentes renovables. Por otro lado (Posso et al., 2014), define las ER como fuentes primarias de energía

que se reponen al ser generadas por procesos cíclicos en distintos períodos, que son inagotables, requieren bajos costos de operación, que son limpias al no emitir GEI (operan de manera sostenible) (Pereira Blanco, 2017), (Pereira Blanco, 2015a), (Ortiz Motta, Sabogal Aguilar, & Hurtado Aguirre, 2012), (Mikati et al., 2012) y además fomentan el desarrollo económico (Benedek, Sebestyén, & Bartók, 2018).

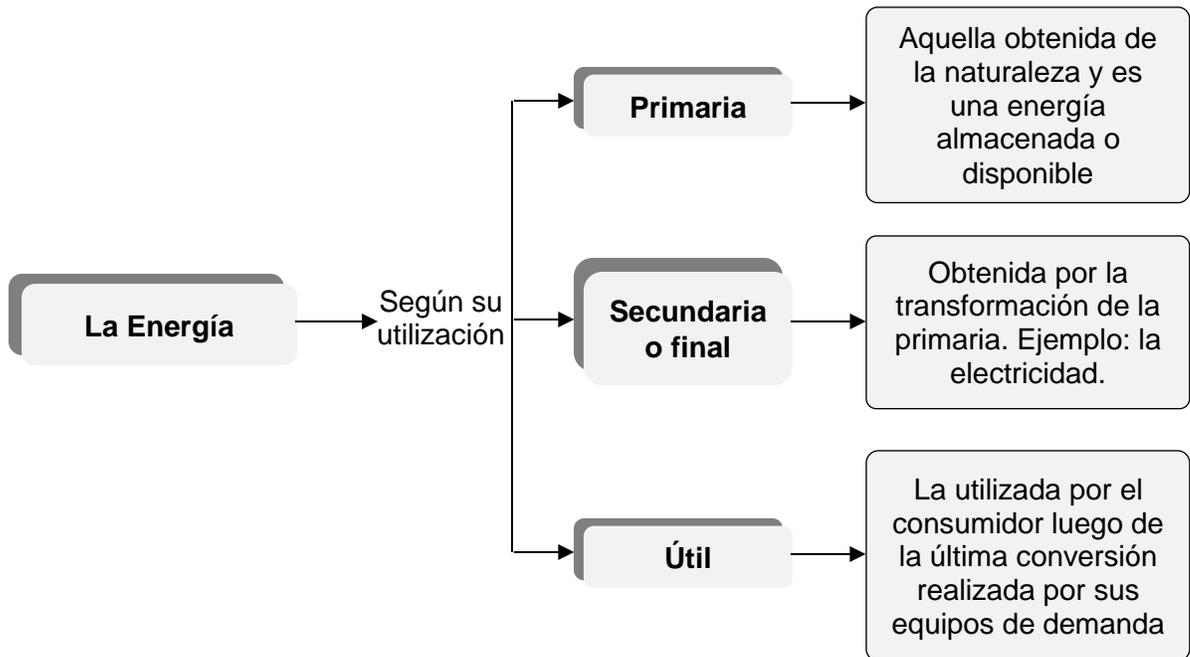


Figura 1 Tipos de energía según su utilización - Fuente: El autor, a partir de (Schallnberg Rodríguez et al., 2008)

Para ejemplificar la abundancia de energía por fuentes renovables, en el trabajo de Pereira Blanco (Pereira Blanco, 2015a) se resalta como es que la energía proveniente del sol que recibe la tierra cada 10 días es equivalente a todas las reservas conocidas de combustibles fósiles.

Aunque es habitual que se quieran asemejar los conceptos de ER y energías alternativas, lo cierto es que no se puede referir de manera indistinta a un concepto a partir del otro, dejando claro que dicha confusión se desprende de la concepción que se tiene de la energía obtenida a partir de combustibles fósiles. Por lo que otro concepto para las ER, es: «aquellas que por su cantidad en relación a los consumos que los seres humanos puedan hacer de ellas fuentes inagotables y su propio consumo no afecta el medio ambiente» (Pereira Blanco, 2015a); sin embargo, J. Benedek, T. Sebestyén y B. Bartók (Ortiz Motta et al., 2012) consideran durante el desarrollo de su trabajo los conceptos de energías renovables y alternativas como sinónimos.

El concepto visto desde Colombia a partir de la Ley 697 de 2001, donde se define las fuentes no convencionales a aquellas que están disponibles a nivel mundial y que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son utilizadas y comercializadas ampliamente. A continuación, se describirán las fuentes de ER, solar fotovoltaica y en la energía eólica, teniendo en cuenta que la propuesta del sistema de generación a estructurar en el presente trabajo de investigación se basa en ellas.

5.2.1. Tecnología Solar Fotovoltaica

Este tipo de tecnologías emplean celdas solares hechas con materiales semi conductores que convierten la radiación solar, que llega a la tierra en cuantos de energía en forma de fotones que interactúan con la atmósfera y la superficie, incidiendo sobre los objetos (radiación directa) y por reflexión de la radiación sobre la atmósfera y el polvo atmosférico (Moreno Suárez, 2017), en energía eléctrica a partir de un aumento de los electrones libres como respuesta a dicha incidencia de radiación (Ortiz, 2013). En cuanto a los componentes de dichas celdas, utilizan normalmente silicio para lograr una mayor eficiencia, aunque se ha indagado en el uso de materiales como $CdTe$ (eficiencia de 16.5%) y $CuInGaSe_2$ (eficiencia 19.9%, aunque se requiere seguir investigando para llegarse a una producción en masa) en contacto con él CdS (Umbarila Valencia et al., 2015).

Se destaca de estos tipos de sistemas que son fáciles de instalar y operar en contraste con otros sistemas, por lo que son muy útiles para zonas aisladas (Gómez-ramírez, Murcia-murcia, & Cabeza-rojas, 2017), en tal caso, son conocidos como sistemas aislados que buscan la electrificación de dichos tipos de zonas. El mismo autor destaca desde un punto de vista eléctrico, las características de las células solares fotovoltaica son la potencia, tensión y corriente, que dependen a su vez del número de células solares asociadas y de condiciones de operación como radiación, temperatura, viento e inclinación. Teniendo en cuenta los materiales de los que están hechas las celdas de los módulos solares fotovoltaicos, estos se dividen en tres generaciones. Ver la Figura 2.

En cuanto a la radiación solar que llega a la tierra, factor clave para la utilización y rendimiento de los paneles solares, esta puede ser directa, que es la que llega directamente del sol sin haber incidido sobre ninguna superficie y sin encontrarse con algún obstáculo en el camino; puede ser radiación difusa, la cual es aquella que ha sido reflejada en alguno de los cuerpos que conforman la atmósfera; y la radiación reflejada, cuya superficie de reflexión es la superficie terrestre. Véase la Figura 3.

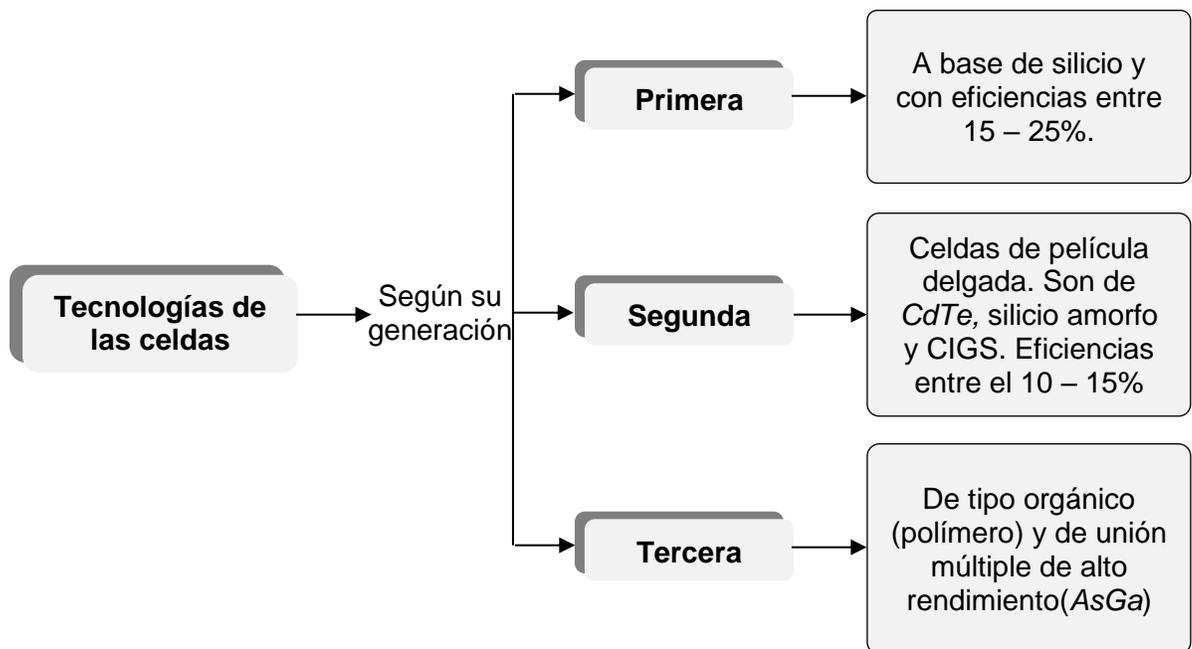


Figura 2 Generaciones de las celdas solares - Fuente: El autor



Figura 3 Tipos de radiación solar - Fuente: (Schallnberg Rodríguez et al., 2008)

Generalmente, para seleccionar los paneles, es necesario conocer la radiación incidente, temperatura de trabajo, tipo de tecnología de fabricación de los módulos (monocristalino, policristalino, etc.). En la Tabla 1, se aprecian algunas ventajas y desventajas de los paneles solares dependiendo del tipo de tecnología, rango de potencia entregada por el módulo, eficiencia, tolerancia positiva de potencia,

aplicación, datos mecánicos, garantía, configuración de embalaje y precio de la tecnología, para alcanzar la máxima potencia; además, es importante mencionar que según el arreglo de los paneles, puede aumentar la tensión o la corriente de salida (ver la Figura 4).

Tabla 1 Ventajas y desventajas de tecnologías aplicadas en la energía solar fotovoltaica - Fuente: El autor, con base a (Gómez-ramírez et al., 2017)

Energía Solar Fotovoltaica			
Tecnología	Ventajas	Desventajas	Zona colombiana aconsejable para su aplicación
Silicio Amorfo	Son las celdas más económicas, y se comportan bien a la temperatura	Manejan eficiencias del 4-11%, se degradan en gran medida con el tiempo y se necesita más energía y materiales para su fabricación.	Región Caribe y Región Insular
Silicio Monocristalino	Se obtienen altos rendimientos, es una tecnología fiable con una eficiencia del 15-21%	Es una tecnología más costosa >2.6€/Wp, necesita más material y la fabricación es más compleja.	Región Amazónica y Región Pacífica
Silicio Policristalino	Tiene un costo de fabricación inferior al del monocristalino, fabricación sencilla y ocupan mejor el espacio.	Son sensibles a impurezas, complejidad en la instalación y pueden ser costosos (2.2-2.6€/Wp)	Región Andina y Región de la Orinoquia
Arseniuro de Galio	Pueden superar rendimientos del 25%, son resistentes a las altas temperaturas.	Son de elevado costo, los materiales son tóxicos y de baja disponibilidad	Zonas con necesidades de alta potencia, pero no con un excelente recurso solar.

Para dar una primera noción del impacto ambiental por el uso de esta tecnología, para producir 1 kWh de energía solar fotovoltaica se emiten 81.2 g de CO₂ y se necesitan 9.35 litros de agua, utilizada en el proceso de fabricación de los paneles de silicio; material que es el segundo más abundante en la tierra y que además no es tóxico. Como aspectos positivos a resaltar de los sistemas solares fotovoltaicos, de manera general, es que la conversión de energía es silenciosa; aunque puede haber partes móviles para el seguimiento solar, el desplazamiento es lento, situación que lleva a que los impactos en el paisaje sean más de tipo visual

(Pasqualino, Cabrera, & Vanegas Chamorro, 2015); son de fácil instalación, son modulares, pueden tener una vida útil de hasta 30 años, mantenimiento mínimo (Schallnberg Rodríguez et al., 2008), no necesita líneas de alto tensión evitándose emergencias por posibles fallas y son económicos durante su operación. Por otro lado, de acuerdo a lo citado por (Serrano Guzmán, Pérez Ruiz, Galvis Martínez, Rodríguez Sierra, & Correa Torres, 2017), para la fabricación de celdas de silicio con concentraciones de 1 p.p.m., se necesita un consumo de energía de 15 a 20 kWh/kg de silicio monocristalino y de 50 kWh/kg de silicio policristalino.

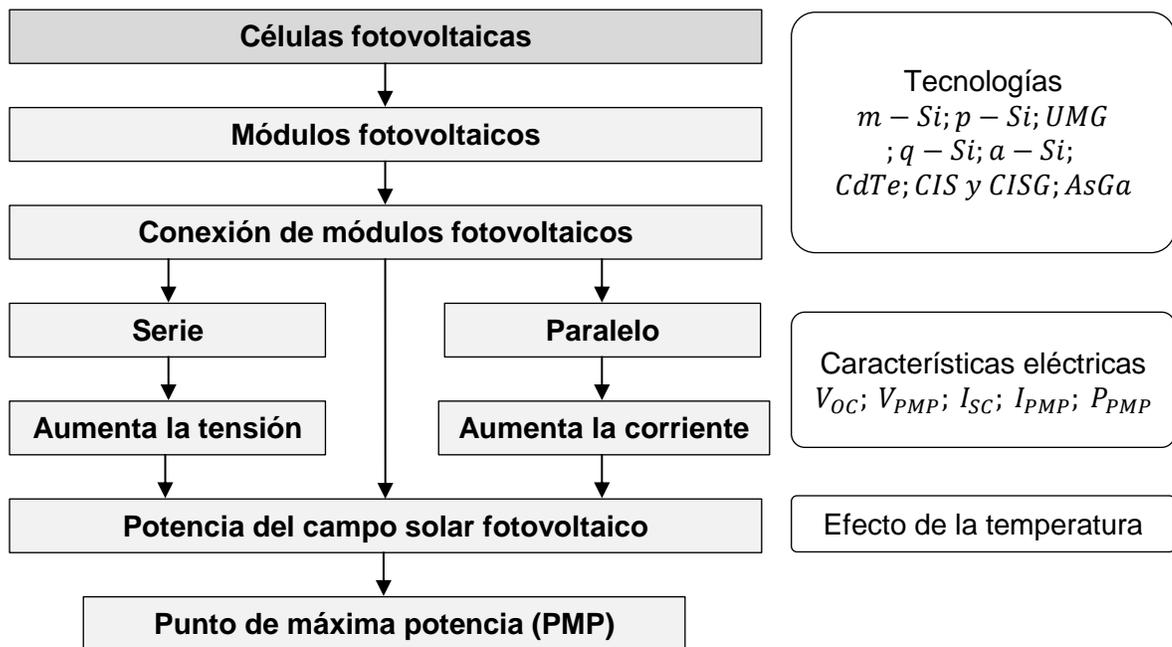


Figura 4 Consideraciones generales de los módulos fotovoltaicos - Fuente: Adaptado de (Gómez-ramírez et al., 2017)

En cuanto a los sistemas fotovoltaicos que estarán conectados a la red, el mantenimiento sería más que todo preventivo, por lo que solo necesitan revisiones periódicas para verificar el excelente funcionamiento de los equipos, revisar que no hayan sombras y mantener limpios los módulos fotovoltaicos. En cuanto a las instalaciones aisladas, es necesario estar verificando el estado de las baterías (el nivel de electrolito) teniendo en cuenta que son de los elementos más costosos y delicados del sistema, además de que en el pos uso pueden ser muy contaminantes (Schallnberg Rodríguez et al., 2008). Aun así, los costos por mantenimiento no dejan de ser demasiado bajos.

La corriente producida por los paneles solares es directamente proporcional a la irradiancia sobre estos, por lo que es necesario que estén siempre de cara al sol.

En cuanto a la temperatura de operación, las celdas solares funcionan mejor a bajas temperaturas, pero dependerá de los materiales de los que están hechos. Lo claro es que todos los materiales pierden eficiencia con un aumento en la temperatura de operación. Como la radiación que incide en los paneles se convierte en calor, es necesario que coincida las características de los materiales de las celdas y la temperatura de operación o, de ser necesario, hasta un sistema de enfriamiento (Ortiz, 2013).

La energía solar fotovoltaica proporciona soluciones a un sin número de problemáticas al abastecimiento energético como los evidenciados en Colombia, teniendo en cuenta que puede proporcionar energía eléctrica en las áreas de servicios (comercio, inmobiliario, alimentación, educación), residencial (iluminación, enfriamiento, calentamiento de agua, electrodomésticos, calefacción), electrificación de viviendas aisladas, industria y comunicaciones (repetidoras, sistemas de comunicación, maquinaria y equipos de consumo industrial), agropecuario (luz, refrigeración, cercado eléctrico, riego por bombeo fotovoltaico) y transporte (transporte masivo, vehículos eléctricos, señalización vial, semáforos) ; siendo utilizada en gran medida por la población mundial, para el consumo eléctrico (Gómez-ramírez et al., 2017). Aun con sus innumerables aplicaciones, la inversión inicial de un sistema fotovoltaico es muy alto.

En cuanto a los componentes de un sistema solar fotovoltaico, está conformado por paneles (que producen energía eléctrica en *DC*), un regulador de carga (controla el proceso de carga y descarga de las baterías, para alargar la vida útil de las baterías), baterías o acumuladores (solo el 80% de la energía almacenada se utiliza, y dichas baterías pueden ser de níquel-cadmio y litio-ion), inversor (necesario para convertir la corriente producida por los paneles en energía alterna, y para dicho procedimiento, es necesario tener en cuenta el voltaje de operación del inversor, el cual será seleccionado con base al voltaje de suministro de panel, por lo que es un elemento que selecciona el punto de potencia máxima del panel) y cargas de aplicación, logrando el sistema la transformación de la energía solar en eléctrica, almacenamiento y posterior uso (Perdomo Villamil, 2017). Los anteriores componentes son para los casos en que si aplicaran sistemas autónomos (no conectados a la red), y para los sistemas solares *on-grid*, no son necesarios ni acumuladores ni reguladores de carga ya que la energía eléctrica producida se dirige y distribuye por la red (Pasqualino et al., 2015).

Desde lo ambiental, las huellas de carbono que pueden ser consideradas para una planta de generación fotovoltaica, son las incluidas en la Tabla 2. Además de que para el caso particular de los sistemas fotovoltaicos en las ZNI's, estos pueden llegar a ser hasta 3 veces más competitivos que los que operan a base de petróleo y gas, es decir, son hasta un 60% más económicos (López Méndez, 2017).

Tabla 2 Huella de carbono por los equipos que conformaran el SHDER a diseñar - Fuente: (Ren, Mitchell, & Mo, 2020)

Equipo	Huella de carbono	Huella de agua
Panel fotovoltaico	202 kg CO ₂ /m ²	4360 L/m ²
Batería	7.52 kg CO ₂ /kg	101 L/kg
Inversor	243 kg CO ₂ /unidad	1910 L/unidad

5.2.2. Tecnología eólica

Esta tecnología de energía renovable se fundamenta en el viento, que es energía en movimiento producida a raíz del calentamiento desigual del sol en distintas zonas del planeta, es decir, por diferencia de densidades. Sobre la superficie terrestre, cerca al suelo, la velocidad baja, pero aumenta con la altura, sin embargo, dependiendo de la topografía y obstáculos que haya en el terreno, esta puede cambiar. En cuanto a la dirección en que circula el viento, dependerá, además de la diferencia de temperatura, de la rotación terrestre y la presión atmosférica (Schallnberg Rodríguez et al., 2008).

En cuanto a la energía eólica, es aquella que aprovecha la energía proveniente del viento para producir energía mecánica, y a través de un proceso y dispositivos de conversión, en energía eléctrica, y para ello son utilizadas turbinas o aerogeneradores, cuyo diseño se fundamenta en la mecánica de fluidos, aunque desde la antigüedad se ha aprovechado esta fuente renovable a partir de los molinos de viento. Referente a la aplicabilidad de los sistemas eólicos, están las aplicaciones mecánicas como bombeo de agua y molienda de granos; generación eléctrica en sistemas aislados para uso productivo y residencial de zonas remotas; y generación eléctrica a gran escala conectada al sistema nacional interconectado (Perdomo Villamil, 2017). En cuanto a tales aerogeneradores, se destacan los de eje horizontal, siendo los más usados por operar garantizando una eficiencia mayor, pero necesitan mayor espacio, sistemas de direccionamiento para optimizar su funcionamiento, producen ruido y son un riesgo para las aves; en cuanto a los de eje vertical, manejan una menor potencia producida, son menos eficientes, pero son más silenciosos y no requieren de direccionamiento al poder ser atravesados por el viento desde cualquier dirección. Además de los aerogeneradores, de ha venido investigando en materiales piezoeléctricos combinados con energía eólica que son capaces de producir energía eléctrica, siendo un sistema muy interesante pues es muy silencioso, no presenta problemas de intervención con el entorno y puede operar a bajas velocidad ya que una pequeña brisa permite la ondulación de las fibras que lo conforman (Umbarila Valencia et al., 2015).

Con base a (Schallnberg Rodríguez et al., 2008) y (Manwell, McGowan, & Rogers, 2009), dentro de las partes fundamentales de un aerogenerador (véase la Figura 5) se destaca el **rotor**, que es donde se transforma la energía cinética del viento en energía mecánica; la **torre**, con el fin de aumentar la altura del elemento que extrae

la energía del viento; la **góndola**, que es contenedor de los componentes necesarios para hacer la conversión de energía mecánica a eléctrica; en cuanto al **multiplicador**, transforma la velocidad de giro del rotor a la velocidad de trabajo del **generador**, que a su vez es el encargado de la conversión de la energía mecánica en energía eléctrica; el **control** o controles, hace referencia a los sensores de velocidad, posición, flujo, temperatura, etc., a los controladores, amplificadores de potencia, inteligencia, todo con el fin de establecer límites para el par y la potencia experimentada en el tren de transmisión (maximizando su vida útil) y aumentar la producción de energía; y el **balance del sistema eléctrico**, lo cual hace referencia al conjunto de otros componentes eléctricos diferentes al generador, tales como cables, celdas, transformadores, convertidores electrónicos de potencia, condensadores de corrección del factor de potencia, motores de guiñado y cabeceo.

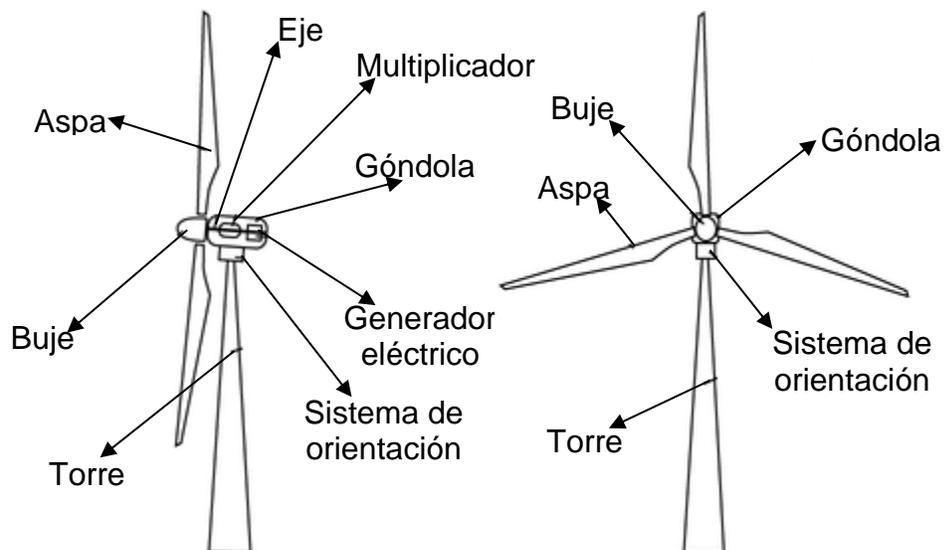


Figura 5 Principales componentes de un aerogenerador- Fuente: El autor

Los aerogeneradores se pueden clasificar según varias características (Schallberg Rodríguez et al., 2008), dentro de las que se destacan: potencia nominal, orientación del rotor, número de aspas, y mecanismos de regulación de potencia (véase la Figura 6). De las clasificaciones más importantes esta la que es según la orientación eje del rotor (Mathew, 2006), en esta clasificación las de eje horizontal son aquellas cuyo eje de rotación es paralelo al suelo, son ideales para bajas velocidades de viento y muestran un elevado coeficiente de potencia (C_p), y su diseño es más complejo, así como su mantenimiento; en cuanto a los de eje vertical, la orientación del eje del rotor es perpendicular a la dirección del viento, es decir, puede recibir el viento casi de cualquier dirección evitando así dispositivos de guiñada, su diseño es más simple y económico, el mantenimiento se hace a nivel del suelo; las palas pueden pasar por zonas aerodinámicamente muertas, situación

que lleva a reducir la eficiencia del sistema; se requieren de cables para sujetar la estructura; y, aunque las cuchillas pueden funcionar a velocidades muy altas, si no se controla adecuadamente, puede fallar el sistema.

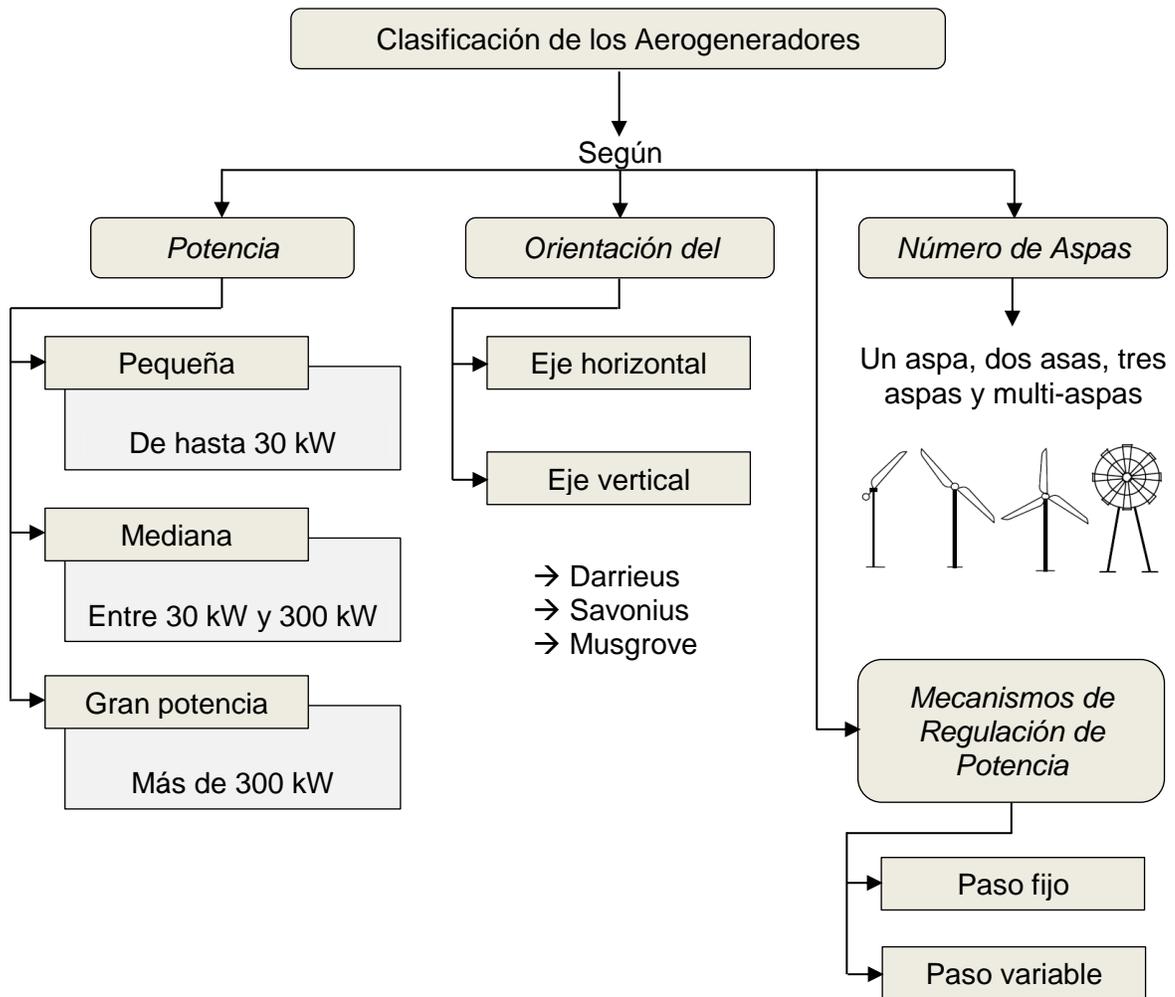


Figura 6 Clasificación de los aerogeneradores - Fuente: El autor, a partir de (Benedek et al., 2018; Manwell et al., 2009)

Dentro de los aerogeneradores de eje vertical, se encuentra otra clasificación: El rotor Darrieus, el cual debe su funcionamiento a la fuerza de sustentación generada por un conjunto de perfiles, la configuración de la cuchilla permite minimizar los esfuerzos de flexión, y funcionan a una alta relación de velocidad de punta; en cuanto al rotor Savonius, es una máquina vertical de dos cuchillas semicilíndricas, pero tanto el lado convexo como el cóncavo están orientados hacia el viento, su fuerza motriz es el arrastre, siendo mayor en la superficie cóncava, aun así, su coeficiente de potencia es más bajo. En la Figura 7 y Figura 8, se ilustra las partes de un

aerogenerador de eje horizontal y un aerogenerador de eje vertical Darrieus, respectivamente.

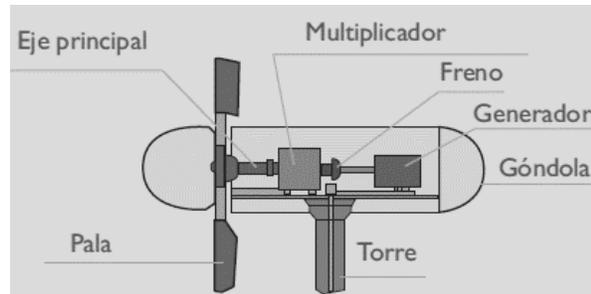


Figura 7 Partes de un aerogenerador de eje horizontal - Fuente:(Schallnberg Rodríguez et al., 2008)

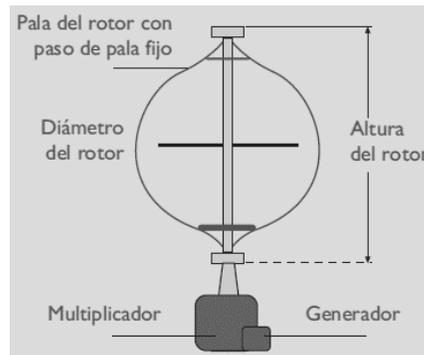


Figura 8 Partes de un aerogenerador de eje vertical Darrieus - Fuente:(Schallnberg Rodríguez et al., 2008)

5.2.3. Sistemas híbridos de generación de energía eléctrica.

En general, un sistema de suministro de energía eléctrica está formado por una serie de etapas: generación (en las grandes centrales eléctricas), transporte (consiste en el enlazamiento las centrales, las redes de distribución y las subestaciones de transformación; las redes de transporte se conocen también como líneas de alta tensión), subestaciones de transformación (allí se reduce el voltaje desde la tensión de transporte a la de distribución), distribución (son líneas, aéreas o subterráneas, que van de las subestaciones a los centros de transformación) y centros de transformación (son zonas donde se lleva a cabo la última transformación, reduciendo el voltaje al nivel de utilización) (Schallnberg Rodríguez et al., 2008).

Para el caso de un *sistema híbrido*, este puede ser considerado como aquel que incluye fuentes de energía no renovables y renovables, o simplemente aquel que posee más de una fuente de energía independientemente de su naturaleza. Para la

presente investigación, será considerado como un sistema híbrido aquel que es conformado por al menos dos fuentes de ER, similar a lo planteado en (Guacaneme Moreno, Trujillo Rodríguez, & Peña Suesca, 2007), estableciendo así este tipo de sistemas como mecanismos de desarrollo limpio sin ningún tipo de contaminación. Aspectos de gran importancia a considerar para el diseño e implementación de un sistema híbrido son los siguientes: la demanda de potencia y consumo de energía (sobre todo si se considera una ZNI); aspectos socioeconómicos y política del área donde quiere implementarse el sistema; si es una zona aislada, es importante la logística para la instalación, operación, mantenimiento y tiempo de respuesta para la reparación de fallas; la calidad de los recursos renovables con los que se cuenta; disponibilidad de la energía, de tal manera que alimenten cargas heterogéneas durante las 24 horas del día; así como la capacidad que tendrá el sistema para soportar sobrecargas y cortocircuitos; evaluación real de todos los costos; alto grado de confiabilidad; manejar un nivel de automatismo para el sistema; capacitación en uso racional de la energía a la población beneficiada con el fin de evitar excesos de las condiciones originales de diseño; y, la vida útil de todo el sistema y de manera individual para cada componente.

El utilizar solo una fuente de energía para suplir las necesidades energéticas de una zona no puede llegar a garantizar el suministro constante de energía, a no ser que sea un proyecto de gran envergadura, un nivel de inversión muy alto, tecnologías eficientes y vastas extensiones de tierra, y tal problemática se debe a la no disponibilidad permanente del recurso, marcado por la aleatoriedad, como es planteado por (Him Díaz, 2013). Razón por la cual, resulta conveniente la implementación de un sistema híbrido al utilizar varias fuentes de energía para suministrar la energía requerida, teniendo en cuenta que, con base al mismo autor, con este se busca: garantizar la generación de la energía requerida, minimizar la dependencia de un sistema de almacenamiento (baterías), optimizar el aprovechamiento de los recursos renovables; y, desde lo económico, disminuir los costos de instalación y operativos de todo el sistema. Las configuraciones de los sistemas híbridos del tipo de fuente (recurso) y de los tipos de cargas a instalar (sea corriente continua –DC- o corriente alterna –AC-).

Como se ha descrito anteriormente, los sistemas híbridos de generación de energía eléctrica no necesariamente están conformados de solo fuentes renovables o solo fuentes no renovables, sino que puede haber casos en los que sea una combinación de fuentes primarias convencionales y no convencionales. En la Tabla 3 se encuentran esquematizados algunos ejemplos de sistemas híbridos. Teniendo en cuenta los objetivos de la presente investigación, cuya fundamentación es el diseño de un sistema híbrido de energía renovables (SHDER) eólico-solar que no estará conectado a la red, sino que estará en la capacidad de abastecer una demanda típica de energía de una ZNI de la región del Catatumbo, en la Figura 9 se esquematiza detalladamente un sistema híbrido conformado por paneles y un aerogenerador, con sus respectivos reguladores, inversores y baterías.

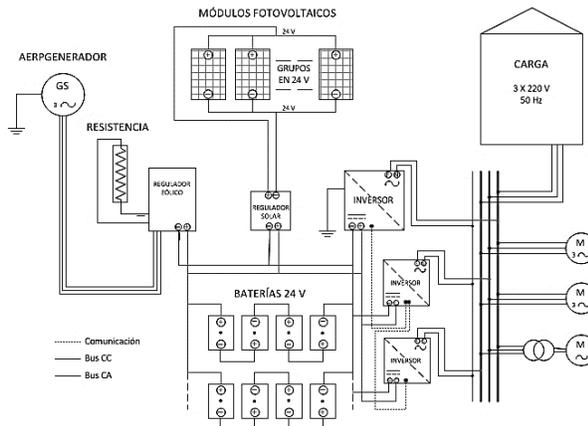
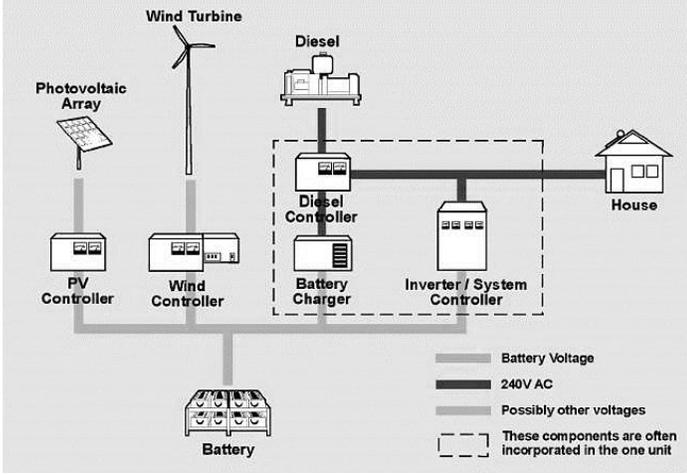
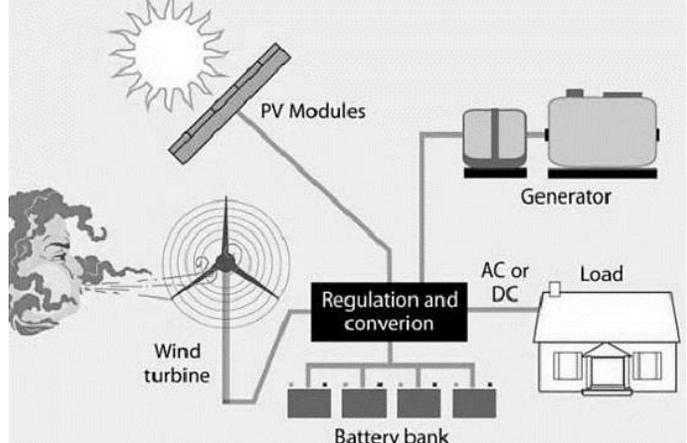


Figura 9 Esquema de un sistema híbrido de energía conformado por paneles solares y un aerogenerador - Fuente: https://www.researchgate.net/figure/Esquema-electrico-del-sistema-hibrido-renovable-acoplado-mixto_fig2_293950988

Tabla 3 Ejemplos de combinaciones de sistemas híbridos de energía - Fuente: El autor

Fuente o tecnologías implementadas	Esquemas de ensamble de un sistema híbrido, según la fuente de energía
<ul style="list-style-type: none"> - Energía eólica (aerogeneradores). - Paneles solares fotovoltaicos. - Planta de hidrogeno. <p>Cada subsistema está conectado a la red.</p>	<p>Fuente: https://doi.org/10.1371/journal.pone.0173966.g001</p>

<ul style="list-style-type: none"> - Generadores a base de diésel o gasolina. - Generador eólico. - Paneles solares fotovoltaicos. <p>Cada subsistema cuenta con inversor, y su sistema de almacenamiento (baterías).</p>	 <p style="text-align: center;"><i>Fuente: The Sustainable Energy Development Office</i></p>
<ul style="list-style-type: none"> - Plantas generadoras por Biomasa. - Aerogeneradores. - Paneles solares fotovoltaicos. <p>Todo el sistema cuenta con sus componentes de conversión de corriente y almacenamiento de energía.</p>	 <p style="text-align: center;"><i>Fuente: https://tecnologia-facil.com/tecnologia-sustentable/que-son-los-sistemas-de-energia-renovable-hibridos/</i></p>

5.3. ENERGÍAS RENOVABLES A NIVEL MUNDIAL

En primera medida, la dependencia de los sistemas de generación de electricidad por carbón, petróleo, gas y energía nuclear, recursos limitados y contaminantes que emiten parte de los elementos de efecto invernadero, es la razón de que se esté impulsando el desarrollo e implementación de fuentes convencionales y no convencionales de ER (López Méndez, 2017). En el ámbito energético mundial, en lo que respecta a las ER, el mercado líder es el europeo, al llevarse en este continente los mayores avances tecnológicos, monopolios de índole regional y nacional, y lo anterior a partir de un gran apoyo gubernamental (Ortiz Motta et al., 2012). De la misma manera, en el continente asiático, China e India empiezan a posicionarse como líderes en generación de energía eléctrica por fuentes alternativas, especialmente por la generación hidroeléctrica. Por otro lado, de acuerdo a los mismos autores, en cuanto a la creación de políticas que incentiven el uso e implementación de sistemas de generación de ER y se disminuya la

dependencia de los combustibles derivados de los hidrocarburos, países como Japón, Australia, Corea del Sur, Estados Unidos y la Unión Europea están liderando esta tendencia. Teniendo en cuenta lo anterior, ha hecho que Estados Unidos sea uno de los países más apetecidos para invertir en ER. Muestra de ello fue como en febrero de 2010 dicho país anuncio el compromiso de duplicar la capacidad de generación de ER para el 2012 (Castillo Ramírez, 2011).

En la Figura 10 se puede apreciar el crecimiento global esperado de consumo eléctrico hasta el 2050 (Berrío & Zuluaga, 2014), evidenciándose como después del 2025 se espera un consumo estable de energía eléctrica por fuentes convencionales (combustibles fósiles); y un consumo por ER, a partir del mismo año, creciendo exponencialmente.

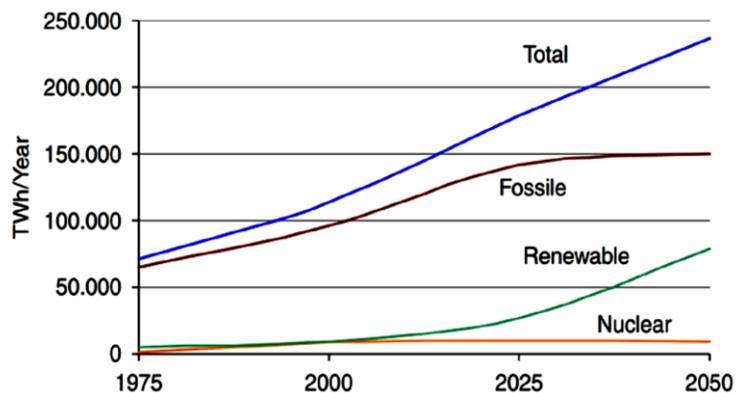


Figura 10 Consumo eléctrico esperado a nivel mundial para el año 2050 - Fuente: (Berrío & Zuluaga, 2014)

Según (Castillo Ramírez, 2011), siguiendo en el contexto europeo, Dinamarca es el país líder en la generación distribuida (generación por fuentes renovables y convencionales a nivel local), y muestra del interés que tienen en seguir incursionando en ER es el objetivo trazado por parte del gobierno danés de que el 20% del consumo energético para el 2011 haya tenido como fuente las ER y para el 2020 el 30% del consumo nacional provengan de dichos recursos. Y para el cumplimiento de tal objetivo, en el acuerdo de energía danés (2004) se fijaron unas condiciones para subsidiar proyectos de ER, dependiendo de la fuente, situación que ha propiciado un entorno con bajos costos de inversión. Lo anterior también ha permitido el progreso y gestación de empresas desarrolladoras de tecnologías energéticas, lo que se ha traducido en una gran experiencia en el campo para dicho país, de allí a que Dinamarca lidere la producción mundial de turbinas eólicas, con un tercio de mercado global. Para el caso particular de la energía eólica, en la Figura 11 se aprecia la capacidad instalada para los países de la Unión Europea (Perdomo Villamil, 2017), evidenciándose como Alemania y Francia representan un poco más del 50% de la capacidad instalada de energía eólica en Europa.

Para el caso de España, la Fundación Ideas para el Progreso, propone un modelo energético para este país, libre de emisiones de CO₂ y energía nuclear para el 2050, de tal manera que la demanda energética llegue a ser suplida en un 100% a partir de ER. Lo que ha permitido que se siga desarrollando la política energética para el 2020, es el Real Decreto 436 de 2004, el cual establece en el artículo 24, los mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial a las empresas que vendan su producción o excedentes de energía eléctrica (Castillo Ramírez, 2011).

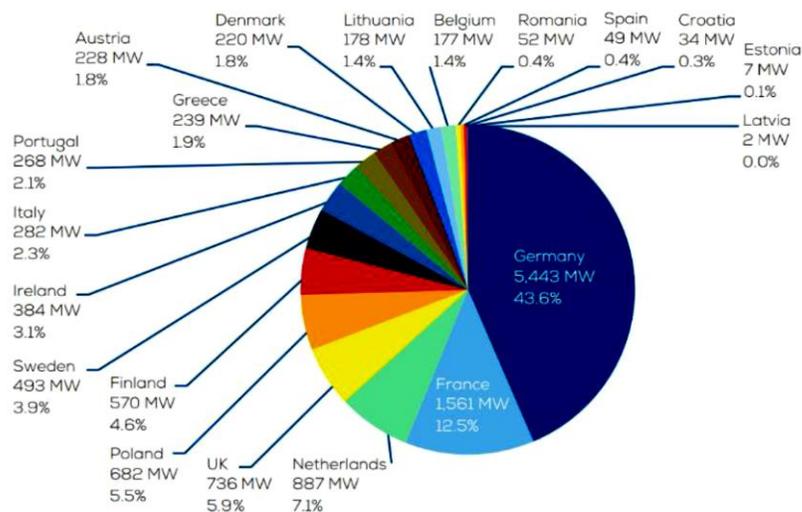


Figura 11 Potencia eólica instalada en los países de la Unión Europea - Fuente: (Perdomo Villamil, 2017)

Analizando el entorno global de la energía solar fotovoltaica, una de las ER más desarrolladas en el mundo, la capacidad instalada en el mundo para 2015 fue de 227 GW. Para ese año, las ER representaron el 23.7% de la capacidad de generación del mundo, cuya representación de la energía fotovoltaica estuvo por el orden del 1.2% (Gómez-ramírez et al., 2017). Para el 2016, la capacidad instalada en energía solar fotovoltaica fue de 305 GW, repartidos de la siguiente manera: China (77.7 GW), Japón (43 GW), Alemania (40.9 GW), Estados Unidos (39.6 GW), Italia (19.3 GW) y otros (84.5 GW) (Cucchiella, D'Adamo, & Gastaldi, 2017). Pero cuantificando la capacidad instalada en energía solar fotovoltaica por continentes, Europa sigue manteniendo la supremacía en este campo, cuyo liderazgo está distribuido entre Alemania, Italia, España y Francia; sumado a que en Portugal esta la central fotovoltaica más grande del mundo con una potencia de 62MWp, evitando una emisión de 60 mil toneladas de CO₂ (Umbarila Valencia et al., 2015).

5.4. ENERGÍAS RENOVABLES EN LATINOAMÉRICA

Algo que sucede en el territorio latinoamericano es que, pese a que cuentan con gran potencial de recursos renovables, lo cierto es que en esta región se presentan grandes inconvenientes para la implementación de estos sistemas de energías limpias, en parte por la poca voluntad política para propiciar un entorno de inversión y promoción de proyectos de ER, de acuerdo a lo descrito por (Ortiz Motta et al., 2012). En cuanto la generación de energía eléctrica por este tipo de fuentes, en latinoamérica el 62% es por hidroeléctricas, el 36% por biocombustibles y en menor medida por energía eólica y solar. Lo cierto es que los proyectos de ER son una prioridad para América Latina debido a los retos energéticos como demanda poblacional, dependencia de combustibles fósiles y el cambio climático (Córtes & Arango Londoño, 2017).

Analizando al caso de Chile, es de los sistemas energéticos a resaltar de la región latinoamericana. En dicho país, con la ley 20257 de 2008 se realizaron modificaciones a la ley general de servicios eléctricos de Chile en su artículo 150, en el que se establece que toda organización que efectúe retiros de energía desde sistemas eléctricos con capacidad instalada mayores a 200 MW, deberá acreditar el 10% de sus retiros anuales por medios de generación renovables no convencionales. Tal obligación se estableció de la siguiente manera: 5% de 2010 a 2014, aumentándose 0.5% anual a partir del 2015, hasta alcanzar un 10% para el año 2024. En este mismo país, bajo la ley 20018 en su artículo 96 establece que los medios de generación de ER no convencionales tendrán derecho a ofertar en las licitaciones reguladas para suministrar a los concesionarios de distribución, al precio promedio de suministro, hasta el 5% del total de la demanda destinada a clientes regulados. Lo anterior, según el trabajo hecho por (Castillo Ramírez, 2011).

De acuerdo a lo expuesto por (Córtes & Arango Londoño, 2017), México ha decidido incorporar energías renovables a su matriz energética con proyectos eólicos, teniendo en cuenta que cuentan con un gran potencial eólico a raíz de la velocidad de viento que fluctúa entre los 20 y 25 m/s. Muestra de ello es la entrada en operación en el 2011 del complejo eólico Oaxaca, de los más grandes del mundo, conformado por los parques eólicos Oaxaca II, Oaxaca III y Oaxaca IV. En Argentina se ha decidido aprovechar el potencial eólico con el que se cuenta en la Patagonia con la construcción en el 2013 de 17 parques eólicos, que apenas representan menos del 1% de su matriz energética, pero que los encamina a dejar esa dependencia predominante en la generación por combustibles fósiles. Por otro lado, en Brasil cuenta con una matriz energética más diversificada (hidrocarburos, energía nuclear y recursos renovables), tiene la hidroeléctrica más grande de latinoamérica y la segunda en el mundo con una potencia instalada de 14.000 MW; para el 2013 contaba con 73 plantas instaladas, 26 en construcción y 103 proyectos de generación eólica.

En síntesis, y de acuerdo a (Córtes & Arango Londoño, 2017), América Latina tiene un gran potencial de generación por ER pues se cuenta con gran disponibilidad de estos tipos de recursos, pero, aun así, es necesario superar las barreras de tipo

técnico (falta de conocimiento y capacitación en estas tecnologías), financiero (recursos limitados pues los costos de estas tecnologías son elevados) y políticas (marcos legales y regulatorios para incentivar el uso de las ER), un escenario que hace de los países que conforman a la región menos competitivos para el contexto actual del mercado energético (Umbarila Valencia et al., 2015).

5.5. ENERGÍAS RENOVABLES EN COLOMBIA

Para el caso particular de Colombia, de acuerdo a (Ortiz Motta et al., 2012), el Plan Energético Nacional 2006-2025 proyecta un escenario favorable para la producción y consumo energético a partir de nuevas tecnologías. En dicho plan se plantea también el interés de incentivar la producción de agro combustibles, mediante el incremento de alcohol a partir de algunos productos agrícolas. Teniendo en cuenta que el país está interesándose en dejar de suplir la demanda de energía eléctrica a partir del petróleo, carbón y grandes hidroeléctricas, debido a las grandes afectaciones que estas fuentes traen al medio ambiente (Gómez-ramírez et al., 2017). La razón para que se de este escenario tan favorable para el país, es que, debido a la posición geográfica de Colombia, le permite poseer ventajas estratégicas en el mercado de la energía, principalmente por su biodiversidad y recursos naturales, permitiendo su explotación en un marco de alta calidad (Gualteros & Hurtado, 2013).

Teniendo en cuenta lo tratado anteriormente, y lo expuesto por (Gualteros & Hurtado, 2013), el gobierno colombiano debe considerar tres aspectos para el desarrollo de nuevas fuentes de ER: 1) diversificación de la matriz energética nacional, 2) impacto ambiental por el uso de combustibles fósiles y 3) la necesidad de energizar zonas apartadas del país. Además, se deben contar con las políticas necesarias, desarrollo de competencias (academia, investigadores, empresas, etc.) y desarrollo de proyectos que permitan el aprovechamiento de los recursos renovables.

De acuerdo con el informe de gestión de la UPME del 2018, las áreas con mayor prospectiva de desarrollo de proyectos de generación a partir de recursos renovables no convencionales corresponden a la Guajira, Cesar y Magdalena. En conjunto, cuentan con información de nuevos proyectos de generación con una capacidad de 8.5 GW, distribuidos en proyectos eólico (4.1 GW) y solares (4.4 GW). Además, la capacidad instalada en Colombia a partir de recursos renovables no convencionales, principalmente eólico y solar, equivale al 18% (4.349 MW) del total de la composición de la matriz de generación para el escenario 1 y 14% (3.202 MW) para el escenario 2 (Ministerio de Minas y Energía; & Unidad de Planeación Minero Energética, 2018). La composición en la matriz de generación para el escenario, se puede apreciar en la Tabla 4. Los indicadores por confiabilidad corresponden a VERE, VEREC y número de casos; y, la expansión adicional, es determinada por

los indicadores complementarios, los cuales corresponden a la resiliencia hidráulica, costo nivelado de generación, emisiones, costo marginal y complementariedad.

Tabla 4 Matriz de generación eléctrica para Colombia. Escenario 1. - Fuente: (Ministerio de Minas y Energía; & Unidad de Planeación Minero Energética, 2018)

Áreas Eléctricas	Base	Cargo por Confiabilidad	Expansión Adicional	Total (MW)
Hidráulica	10.963	1.200	1.255	13.418
Gas	3.509	0	57	3.566
Carbón	1.339	250	0	1.589
Menores	787	0	475	1.262
COG-BIOM	126	0	154	280
Eólica	18	0	2.858	2.876
Solar GE	0	0	633	633
Solar D	0	0	560	560
Otros	0	89	0	89

Para diciembre de 2014, la generación eléctrica en Colombia fue de un 69,8% por hidroeléctricas, seguida por un 28,5% de la generación por plantas de generación Biomasa (López Méndez, 2017). Véase la Figura 12.

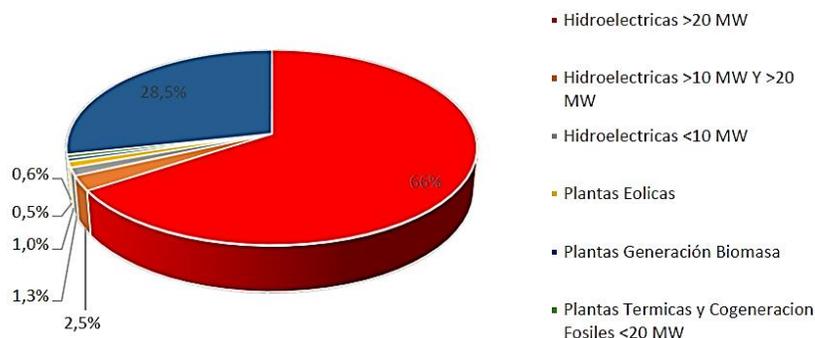


Figura 12 Capacidad de generación eléctrica sel SIN a diciembre de 2014 – Fuente: (López Méndez, 2017)

5.5.1. Potencial Solar en Colombia

Con base en el Atlas de Radiación Solar de Colombia (véase la Figura 13), desarrollado por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) en conjunto con la UPME, las zonas más favorables para la implementación de proyecto de energía solar corresponden a los departamentos de: La Guajira, Atlántico, Magdalena, Sucre; el norte de Bolívar, Cesar y Córdoba; y el nororiente de los departamentos de Arauca y Vichada (Ortiz Motta et al., 2012). De manera general, Colombia cuenta con un recurso de radiación promedio durante el año del orden de 4.5 kWh/m², propicio para que se pueda desarrollar proyectos fotovoltaicos que puedan suplir las necesidades de energía eléctrica. Comparado

con los porcentajes mundiales, Colombia se encuentra entre el 58 y 84% de los máximos registrados (Castillo et al., 2015). Para el 2015 en Colombia se contaba con una capacidad instalada en sistemas fotovoltaicos de 12 GW (Gómez-ramírez et al., 2017), pero, aun así, la generación de electricidad por esta fuente sigue siendo muy baja. En la Tabla 5 se puede observar los datos de recurso solar para algunas de las estaciones meteorológicas de las ciudades principales de Colombia; en dicha tabla se incluye el nombre de la estación, municipio, ubicación, elevación y radiación promedio anual.

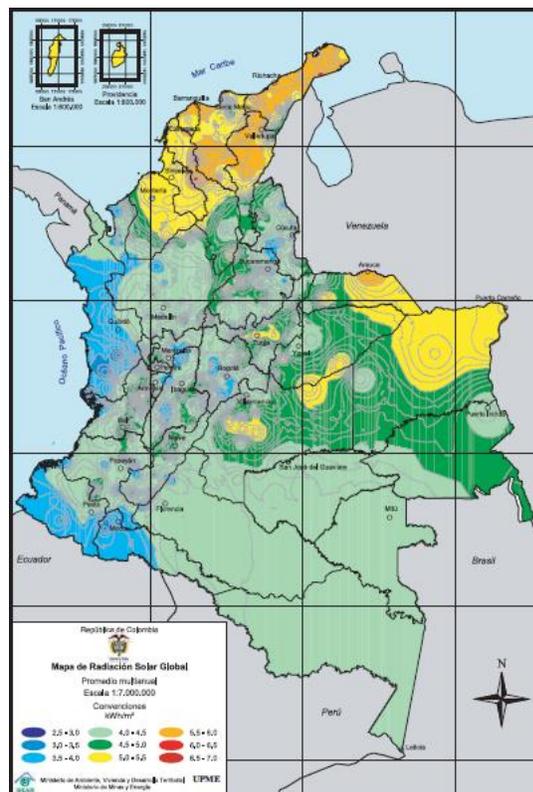


Figura 13 Mapa de radiación solar global de Colombia, promedio multianual - Fuente: (UPME, IDEAM, & Ministerio de Minas y Energía, 2005)

En cuanto a proyectos de generación fotovoltaica, la empresa Celsia construyó la granja solar en Yumbo – Valle del Cauca en una extensión de 18 hectáreas, conformada por 35.000 paneles solares, un proyecto de 9.9 MWp que generará aproximadamente 16 GWh al año (Córtes & Arango Londoño, 2017). Otro proyecto de gran envergadura, recién inaugurado (octubre de 2019) y de gran importancia para la generación por energía fotovoltaica, es el parque solar construido por Ecopetrol en Castilla La Nueva – Meta, representado por 54.500 módulos solares distribuidos en 18 hectáreas, con una capacidad de 21 MWp, parque solar que evitará la emisión de 154 mil toneladas de CO₂.

En el país se han venido implementando sistemas fotovoltaicos en las ZNI para las telecomunicaciones y energización de zonas rurales, con una potencia instalada de aproximadamente 9 MW, eso para la generación de energía eléctrica. También es importante mencionar la capacidad instalada de 77 MW de energía solar térmica para calentadores en el sector industrial y residencial, pero con un desplazamiento que se ha venido dando por el gas natural (Castillo et al., 2015).

Tabla 5 Irradiancia global media para algunas de las principales ciudades de Colombia - Fuente: (Gómez-ramírez et al., 2017)

Estación	Municipio	Latitud (m)	Longitud	Elevación (m.s.n.m.)	Promedio Anual (kWh/m² por día)
Aeropuerto El Dorado	Bogotá	4.71	-74.15	2541	4.0377
Aeropuerto Olaya Herrera	Medellín	6.22	-75.58	1490	4.3351
Las Flores	Barranquilla	11.04	-74.82	2	5.9512
Aeropuerto Rafael Núñez	Cartagena	10.43	-75.5	2	5.5525
UPTC	Tunja	5.55	-73.35	2690	4.6574
E.M.A.S.	Manizales	5.09	-75.51	2207	3.7672
Univ. Tecnológica de Magdalena	Santa Marta	11.22	-74.19	7	5.4054
Aeropuerto Vanguardia	Villavicencio	4.15	-73.62	423	4.7507
Botana	Pasto	1.16	-77.28	2820	3.7428
Aeropuerto Camilo Daza	Cúcuta	7.92	-72.5	250	4.4438
Armenia	Armenia	4.53	-75.69	1458	3.9338
Aeropuerto Matecaña	Pereira	4.8	-75.73	1342	4.2109
Aeropuerto Sesquicentenario	San Andrés	12.58	-81.7	1	4.8183
Aeropuerto Perales	Ibagué	4.42	-75.13	928	4.6632
Univalle	Cali	3.38	-76.53	992	4.3326
Macagual – Florencia	Florencia	1.5	-75.66	257	3.6175
Aeropuerto Almirante Padilla	Riohacha	11.52	-72.92	4	5.6058

5.5.2. Potencial Eólico en Colombia

En los resultados del Atlas de Viento y Energía Eólica en Colombia (véase la Figura 14), se destacan 16 lugares aptos para el desarrollo de proyectos de generación de energía a partir de esta tecnología. Tres de estos lugares presentan vientos persistentes y superiores a 5 m/s durante todo el año: Galerazamba – Bolívar; Gachaneca – Boyacá y la Isla de San Andrés; otra 3 lugares presentan vientos con velocidades entre 4 y 5 m/s: La Legiosa –Huila, Isla Providencia y Riohacha –

Guajira: el resto de lugares cuentan con velocidades importantes pero solo en algunas épocas del año: Villacarmen – Boyacá, Obonuco – Nariño, Cúcuta y Abrego en Norte de Santander, Urrao – Antioquia, Soledad – Atlántico, Santa Marta – Magdalena, Bucaramanga – Santander, Anchique – Tolima y Bogotá – Cundinamarca. En dicho atlas se resalta que en la península de la Guajira se registran velocidades promedio de viento entre 5 y 11 m/s durante todo el año (razón por la cual se construyó en 2004 el parque eólico Jepirachi, en Puerto Bolívar – La Guajira, con una capacidad instalada de 19.5 MW (Castillo et al., 2015)); en otras partes del país, la velocidad de viento disminuye considerablemente entre los meses de abril, octubre y diciembre, y en los demás meses se alcanzan intensidades de hasta 4 m/s: Bolívar, límites entre Boyacá y Cundinamarca, Piedemonte Llanero de Meta y Casanare (Ortiz Motta et al., 2012). Aunque los vientos en Colombia son catalogados como una fuente renovable de alto potencial energético, teniendo en cuenta la información anteriormente expuesta, lo cierto es que no se aprovecha ni el 0.4% del potencial teórico, de acuerdo a (Ñustes & Rivera, 2017).

Como el objetivo para el campo de la tecnología eólica es seguir caracterizando y estudiando el recurso eólico de todo el territorio nacional para evaluar qué zonas son más aptas para la implementación de proyectos eólicos, algunas entidades privadas han instalado sistemas aislados de aerogenerador de menos de 5KW, medidores y molinos de viento en distintas regiones del país (Castillo et al., 2015).

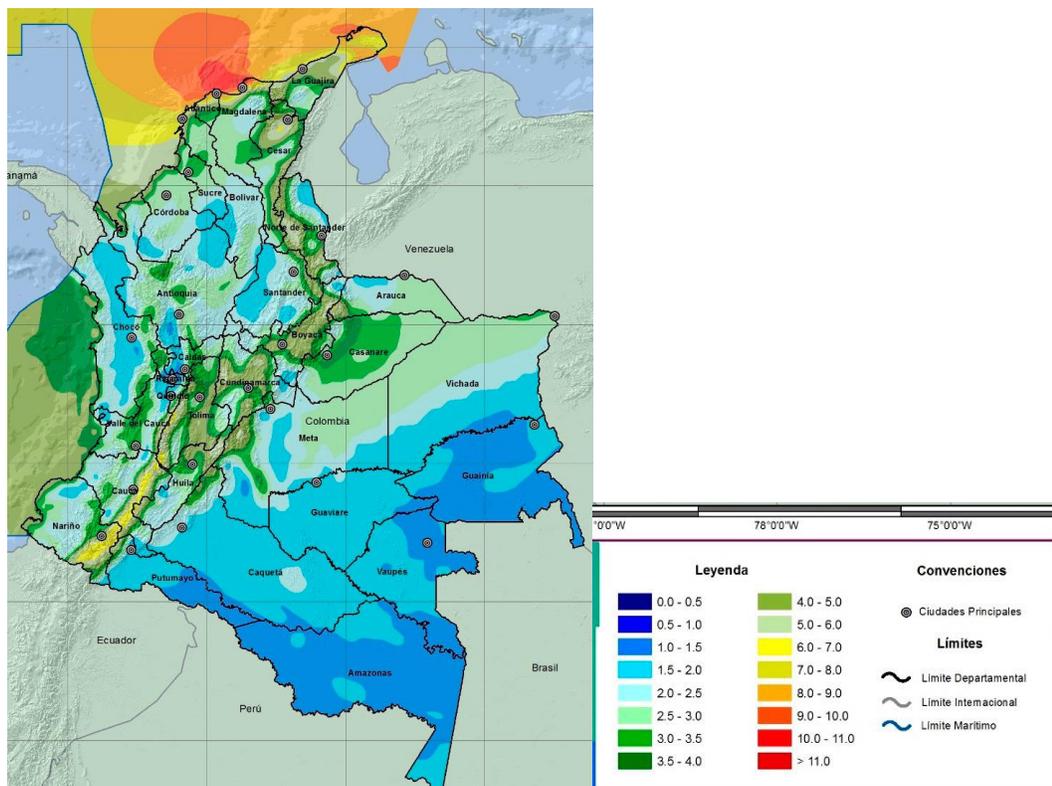


Figura 14 Velocidad promedio anual del viento en Colombia a 10m de altura - Fuente: (Ruíz Murcia, Serna Cuenca, & Zapata Lesmes, 2017)

6. PROCESO METODOLOGICO

6.1. RECOPIACIÓN Y TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN: RECURSO SOLAR Y EÓLICO DE LA REGIÓN DEL CATATUMBO – NORTE DE SANTANDER

Para la recolección de los datos de *radiación solar global, brillo solar y, velocidad y dirección del viento*, se utilizaron las bases de datos, de libre acceso al público del IDEAM, de las estaciones meteorológicas ubicadas en la región del Catatumbo y que contaran con este tipo de datos. Además de dichos datos, con el fin de contrastar y verificar la información de la primera fuente, se consideró la información de los Atlas de Radiación Solar de Colombia y del Atlas de Viento de Colombia, así como algunas páginas web de libre acceso.

Teniendo en cuenta la naturaleza estocástica de los recursos renovables, la recopilación de datos se analizará por hora, mes y año. Lo anterior aplica tanto para el recurso solar como para el eólico.

6.1.2. Caracterización de los recursos renovables: Eólico y Solar

En cuanto a la caracterización del recurso, ello corresponde al análisis estadístico de toda la información de velocidad de viento, y de radiación y horas solar pico (brillo solar u HSP). Con este análisis se estima las horas del día, y mes del año con más potencial energético, así como los valores mínimos, máximos, promedios, la desviación entre cada conjunto de datos, y otros cálculos de tipo estadístico. Además de ello, para el caso del recurso eólico, se estimarán distintas funciones de distribución de probabilidad para cada conjunto de datos para verificar cuál es la que más se ajusta a la distribución de datos, para la selección de la función de densidad de probabilidad se aplicará un análisis estadístico a partir de algunos parámetros de prueba.

En la Figura 15 se puede apreciar el diagrama de flujo para el proceso correspondiente a la recopilación y tratamiento de los datos disponibles de los recursos renovables en la zona de interés. En la Tabla 6 está contenida la nomenclatura empleada, desde lo técnico, para el presente trabajo.

I_{STC}	Radiación a condiciones estándar [$1 \text{ kW}/\text{m}^2$]	ρ	Densidad del aire [kg/m^3]
I_G	Radiación global anual [kWh/m^2]	v	Velocidad del viento [m/s]
f_{PV}	Fracción de energía a generar por la tecnología fotovoltaica [%]	v_p	Velocidad promedio del viento [m/s]
f_W	Fracción de energía a generar por la tecnología eólica [%]	C_p	Coefficiente del aerogenerador
E_{PV}	Energía a generar por los módulos solares [kW]	V_n	Velocidad nominal de la turbina eólica [m/s]
E_W	Energía a generar por los aerogeneradores [kW]	V_a	Velocidad de arranque de la turbina eólica [m/s]
P_{PV}	Energía eléctrica producida por el sistema solar [kWh]	V_f	Velocidad de frenado de la turbina eólica [m/s]
P_p	Potencia pico del módulo solar [W]	P_{nW}	Potencia generada cuando la velocidad de viento varía entre V_n y V_f [kW]
PR	Factor de desempeño de los módulos solares [%]	P_{atm}	Presión atmosférica [kPa]
N_p	Número total de paneles solares (en serie y paralelo)	g	Aceleración de la gravedad [m/s^2]
φ	Tasa de degradación anual de los paneles solares [%]	z	Altura a la que estará el rotor [m]
r	Tasa de degradación mensual de los paneles solares [%]	k	Parámetro de forma adimensional de Weibull
$P_{PV,año}$	Energía que producirá el arreglo fotovoltaico en un año teniendo en cuenta el factor de degradación [$\text{kWh}/\text{año}$]	c	Parámetro de escala de Weibull [m/s]
$P_{P,STC}$	Máxima potencia (pico) del panel a condiciones estándar [W]	\bar{v}	Velocidad promedio del viento [m/s]
γ	Coefficiente de temperatura de potencia máx. del módulo [$^{\circ}\text{C}^{-1}$]	β	Parámetro adimensional de la distribución Log-Logística
T	Temperatura promedio a la que estará operando el módulo [$^{\circ}\text{C}$]	α	Parámetro de la distribución Log-Logística [m/s]
T_{amb}	Temperatura promedio ambiente [$^{\circ}\text{C}$]	λ	Parámetro de escala de la distribución Gamma
$T_{c,NOCT}$	Temperatura de operación nominal del módulo proporcionada por el fabricante [$^{\circ}\text{C}$]	P_{eW}	Potencial generada a partir de energía eólica por unidad de área [kW/m^2]
I_{NOCT}	Radiación solar asumida como [$800 \text{ W}/\text{m}^2$]	r_g	Parámetro de forma de la distribución Gamma
T_{NOCT}	Temperatura asumida como [20°C]	Γ	Función Gamma
\bar{P}_{dem}	Energía eléctrica promedio demandada	σ^2	Varianza de los datos de velocidad de viento
A_{TP}	Área total necesaria para la instalación de los paneles [m^2]	P_W	Densidad de energía eólica total disponible [kW/m^2]
HA	Cantidad de horas en un año [8760 horas]	C_{bat}	Capacidad de las baterías [Ah]
η_{PV}	Eficiencia de conversión del panel solar [%]	η_{bat}	Eficiencia de la batería [%]
$N_{P,S}$	Número de paneles en serie	σ	Velocidad de auto-descarga del banco de baterías
$N_{P,P}$	Número de paneles en paralelo	η_{inv}	Eficiencia del inversor [%]
$V_{n,bat}$	Voltaje en las baterías [V]	$C_{nom,bat}$	Capacidad nominal de las baterías [Ah]
V_{PV}	Voltaje en los paneles solares [V]	V_{sys}	Tensión en todo el sistema [V]
F_{DI}	Factor de dimensionamiento del inversor [%]	p_{des}	Profundidad de descarga máxima permisible [%]
$P_{MÁX,G}$	Potencia nominal del generador (panel o módulo) [kW]	$V_{nom,bat}$	Tensión nominal de las baterías [V]
$P_{MÁX,I}$	Potencia máxima del inversor [kW]	$C_{min,bat}$	Mínimo de carga de las baterías [%]
E_{CW}	Energía del cinética del viento [J]	N_{bat}	Número de baterías
A	Área transversal a la dirección del viento/ barrido del rotor [m^2]	D_A	Días de autonomía del sistema

Tabla 6 Nomenclatura de las especificaciones técnicas para el presente trabajo - Fuente: El autor

6.2. PLANTEAMIENTO DE CONSIDERACIONES PARA UN SISTEMA DE GENERACIÓN POR ER: EÓLICO Y SOLAR

Para el diseño e implementación de un sistema de generación por ER es de suma importancia considerar otros aspectos, además de los técnicos, con el fin de aumentar la rentabilidad y precisión en los estudios que conllevan dicho sistema. Por consiguiente, se indagará por las consideraciones económicas, aspectos técnicos, mitigación y cuantificación de impactos ambientales, funcionamiento y procedimiento para provechar los bonos de carbono, beneficios sociales, y por los beneficios legales y tributarios otorgados a nivel nacional, latinoamericano y mundial por la implementación de estas tecnologías. Toda esta información recolectada será discriminada con base a ciertos criterios.

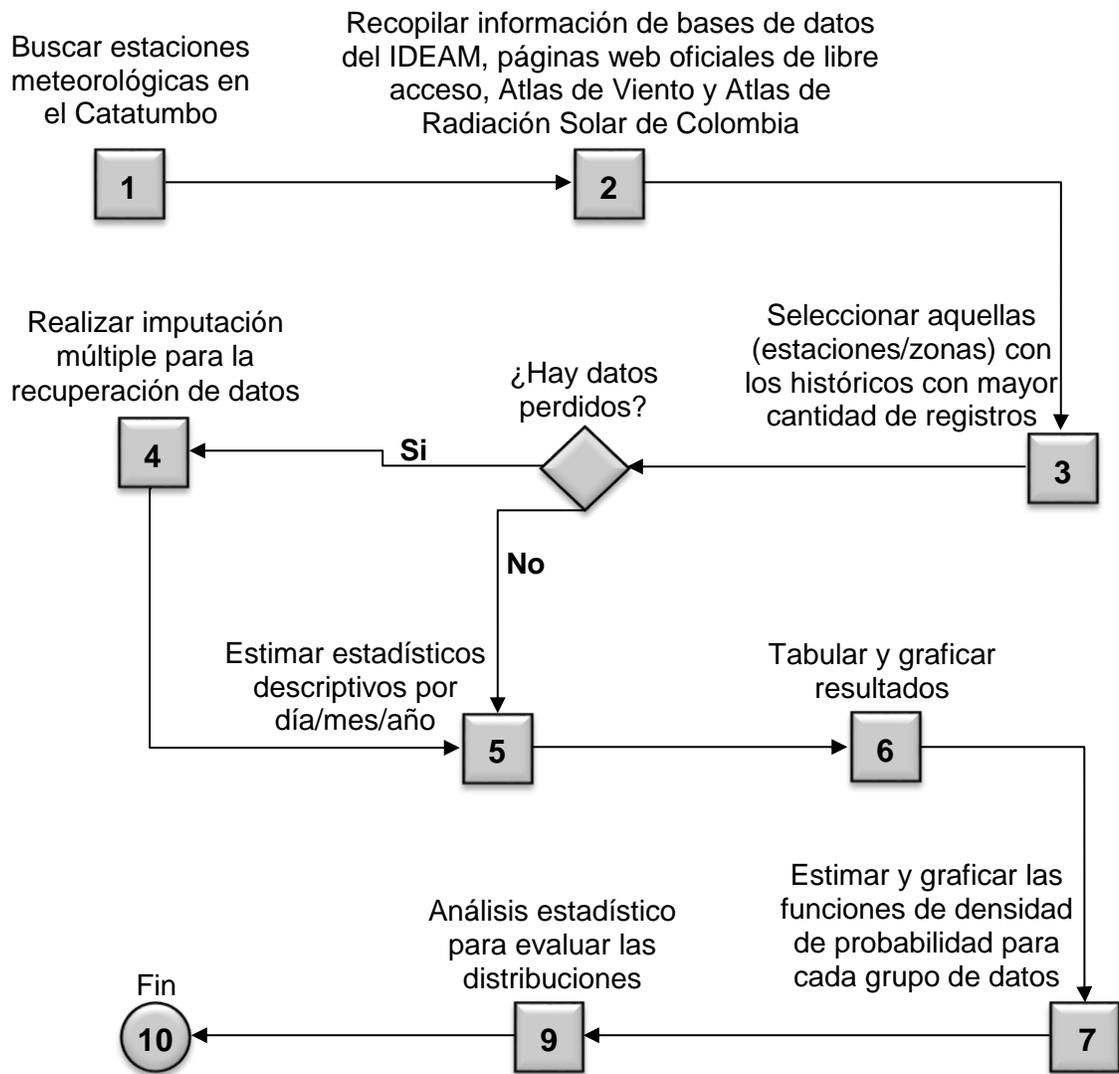


Figura 15 Diagrama de flujo para la metodología a implementar para la recopilación y tratamiento de los datos de los recursos renovables – Fuente: El autor

Para la clasificación y priorización de las consideraciones y beneficios para el diseño de este tipo de sistema de ER, se utilizarán algunas matrices que, además de reunir toda la información necesaria de manera organizada, permitirán establecer ciertos criterios de importancia y jerarquización que permitan disponer que consideraciones, para cada tipo, resultan ser indispensables y de suma importancia incluir, en especial para el análisis económico.

La matriz planteada para este análisis es diseñada y utilizada en la etapa de planeación de proyectos para determinar las mejores alternativas a implementar, y es conocida como la matriz para Elegir por Ventajas (CBA, por sus siglas en inglés), y, una vez hechos algunos ajustes por el autor, es la mostrada en la Tabla 7. Esta primera matriz será aplicada para la selección de los equipos que cumplan con el diseño del sistema de ER, teniendo en cuenta cada uno de los grupos de consideraciones (es decir, los modelos/referencias pre-seleccionadas) y los factores establecidos (de tipo económico, técnico, tributario, ambiental, entre otros).

Tabla 7 Matriz CBA para la selección de los equipos, teniendo en cuenta distintas consideraciones y nivel de importancia, para el diseño del sistema de generación por ER – Fuente: El autor

Equipo						
Factor (criterio)	Consideración 1		Consideración 2		Consideración 3	
Factor 1 (criterio 1)	Atributo:		Atributo:		Atributo:	
	Ventaja:	Importancia:	Ventaja:	Importancia:	Ventaja:	Importancia:
Factor 2 (criterio 2)	Atributo:		Atributo:		Atributo:	
	Ventaja:	Importancia:	Ventaja:	Importancia:	Ventaja:	Importancia:
Factor 3 (criterio 3)	Atributo:		Atributo:		Atributo:	
	Ventaja:	Importancia:	Ventaja:	Importancia:	Ventaja:	Importancia:
...	
Factor n (criterio n)	Atributo:		Atributo:		Atributo:	
	Ventaja:	Importancia:	Ventaja:	Importancia:	Ventaja:	Importancia:

El procedimiento metodológico planteado para este apartado corresponde al diagrama de flujo esquematizado de la Figura 16.

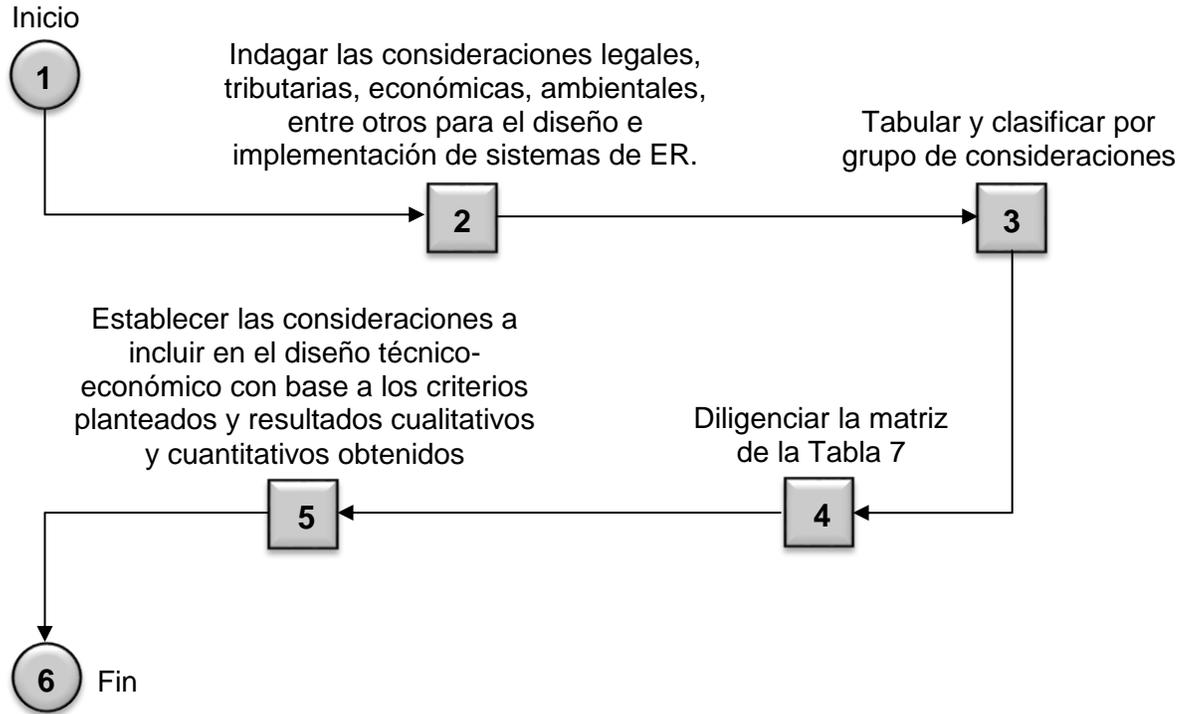


Figura 16 Diagrama de flujo para el proceso de determinación de los tipos de consideraciones a tener en cuenta para el diseño de un sistema de ER – Fuente: El autor

6.3. POTENCIAL ENERGÉTICO POR RECURSO RENOVABLE

6.3.1. Recurso eólico de la zona

En cuanto al recurso eólico, este corresponde a los registros de velocidad de viento de la zona de interés. Dichos datos son registrados por las estaciones meteorológicas. La potencia que se pueda generar dependerá de los registros de velocidad de viento una vez se estimen las funciones de densidad de probabilidad, cuya selección se hará con base a un análisis estadístico. Seguidamente se deberá estimar la temperatura media, la densidad del aire, la altura (a la que se tomaron los datos y/o instalará el aerogenerador) y la velocidad de viento promedio de la zona de interés, así como el coeficiente de potencia del aerogenerador a seleccionar. Además, como de manera preliminar la potencia que se puede obtener por el recurso eólico es por unidad de área, se deberá tener en cuenta el área de barrido del rotor [m^2].

6.3.2. Recurso solar de la zona

En primera medida, el recurso energético es cuantificado por las HSP, las cuales corresponden al número promedio de horas por día de radiación a $1000 \text{ W}/\text{m}^2$. Las HSP son determinadas de dividir la energía incidente en el sitio de interés en la forma de radiación solar global total, por el valor de radiación solar estándar (Hernandez, Velasco, & Trujillo, 2011). De acuerdo a los autores, en cuanto al dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico (PVS, por sus siglas en inglés), este corresponde a la energía de salida, con el fin de determinar cuánto energía (kW/h) debe ser producida por el sistema durante un periodo, que normalmente corresponde a un año. El cálculo de las HSP se puede dar a partir de la siguiente expresión (Pastén, 2012):

$$HSP = \frac{I_{STC}}{I_G} \quad (1)$$

6.4. POTENCIA A GENERAR

Para el cálculo de un Sistema de Energía Renovable (SDER), partiendo de lo expuesto por (Hernandez et al., 2011), se consideran dos metodologías: una, es asegurar la demanda de una familia/comunidad donde dicho sistema será ubicado; otra estrategia es dimensionar fácilmente el adecuado tamaño para cubrir el consumo eléctrico anual. Además, es habitual que, en algunos países, a raíz de la normatividad que tienen vigente en términos ambientales y de generación eléctrica, se otorguen bonos especiales por la generación de energía por paneles fotovoltaicos, reduciéndose la inversión inicial de instalación a corto plazo con dichos bonos pues representan una reducción en sus costos de inversión para sistemas de generación a partir de este tipo de tecnologías. Para esta investigación se consideró la primera metodología, pues el objetivo es garantizar apenas la demanda eléctrica de una ZNI de la región del Catatumbo, teniendo en cuenta que correspondería al diseño de un sistema para un área remota. Una vez definida la metodología para el dimensionamiento general del sistema, se procede a dimensionar los componentes para el subsistema solar y eólico.

En cuanto a los porcentajes de energía a generar por la tecnología fotovoltaica y eólica, del total que se requiere, estos se pueden calcular como sigue a continuación, respectivamente (Haghighat Mamaghani, Avella Escandon, Najafi, Shirazi, & Rinaldi, 2016):

$$f_{PV} = \frac{E_{PV}}{E_T} \quad (2)$$

$$f_{WE} = \frac{E_W}{E_T} \quad (3)$$

6.4.1. Estimación de la demanda

El trabajo de (Gutiérrez Valderrama & Colorado Yara, 2016) es utilizado para la estimación de la demanda, el cual considera el consumo promedio de energía diario de las cargas en DC, el número de baterías que se vayan a incluir y rendimiento de dichas baterías. Por otro lado, en la investigación de (Rahil, Gammon, Brown, Udie, & Mazhar, 2019) tiene en cuenta la potencia que deberá generarse por el sistema solar y el sistema eólico, y los factores de capacidad de estos. Por lo menos en estos dos trabajos citados, se considera y se tiene claro los tipos de componentes que conformaran cada sistema (capacidades y rendimiento) y a partir de ello se calcula la demanda que deberá abastecerse. En este trabajo la demanda a bastecer dependerá de los datos suministrados por entidades públicas y privadas en lo que respecta a consumo promedio de energía (P_{dem}) de la zona de interés.

6.4.2. Dimensionado del sistema fotovoltaico

Para el presente trabajo se tendrá en cuenta lo expuesto por (Gutiérrez Valderrama & Colorado Yara, 2016), pues se plantea que debe trabajarse con un porcentaje de potencia mayor al requerido por el sistema, teniendo en cuenta las variaciones debido a las condiciones ambientales, tales como temperatura y luminosidad. Lo anterior posiblemente representa un sobre costo, pero es necesario que se asuma para garantizar un buen funcionamiento del sistema.

6.4.2.1. Generador fotovoltaico.

Serán un grupo de paneles dispuestos en serie y/o paralelo, dependiendo del regulador, banco de baterías e inversor. Y, para estimar la energía diaria (en un mes o año, dependiendo del periodo a analizar) que se puede generar por un sistema fotovoltaico (con un tipo y cantidad de módulos solares) se emplea la siguiente ecuación, una modificación del modelamiento matemático expuesto por (Hernandez et al., 2011):

$$P_{PV} = (HSP)_{día}(P_p)(PR)(N_p)\theta \quad [kWh/día] \quad (4)$$

Donde θ es el ángulo de inclinación óptima de los módulos [rad]. La potencia nominal del módulo seleccionado es un valor suministrado por los fabricantes y que fue calculado a condiciones estándar de funcionamiento. También se podría calcular con el voltaje máximo y la corriente máxima del módulo (véase la Figura 17), sin embargo, es importante que este voltaje puede variar con la temperatura y la corriente con la radiación solar, y con lo anterior, la potencia del panel. La potencia pico o máxima potencia del panel puede estimarse con mayor precisión al considerar, además de las especificaciones del fabricante, las condiciones en las que estarían operando los módulos, tales como radiación y temperatura (véase la

Figura 18), a partir de las siguientes ecuaciones (Carvalho, Guardia, & Marangon Lima, 2019):

$$P_P = P_{P,STC} \frac{I_G}{I_{STC}} [1 - \gamma(T - 25)] \quad [W] \quad (5)$$

$$T = T_{amb} + \frac{I_G}{I_{NOCT}} (T_{c,NOCT} - T_{NOCT}) \quad [^{\circ}C] \quad (6)$$

Donde $P_{P,STC}$ es la potencia pico a condiciones estándar. El factor de desempeño PR (por sus siglas en inglés) se considera para una gran fiabilidad del sistema fotovoltaico, pues considera la reducción de capacidad de generación a raíz de distintos factores, por lo que resulta ser una relación de la energía útil generada de un sistema la cual esta teóricamente disponible; y este factor, aunque se puede estimar con una serie de expresiones matemáticas que requieren, entre otras cosas, de la generación real promedio del sistema, puede tomar valores entre 0.7 y 0.9 de acuerdo al trabajo de Hernandez et al. Sin embargo, en el trabajo de (Castillo Ramírez, Villada Duque, & Valencia Velásquez, 2013) se encuentran tabulados distintos valores de factor de corrección para la energía solar con base a la radiación solar, tal como se aprecia en la Tabla 8.

Tabla 8 Factor de corrección para energía solar - Fuente: a partir de (Castillo Ramírez et al., 2013)

Radiación solar ($kW/m^2 \cdot día$)	Factor de Corrección	Radiación solar ($kW/m^2 \cdot día$)	Factor de Corrección
6,4	1,33	4,8	1,00
6,2	1,29	4,6	0,96
6,0	1,25	4,4	0,92
5,8	1,21	4,2	0,88
5,6	1,17	4,0	0,83
5,4	1,13	3,8	0,79
5,2	1,08	3,6	0,75
5,0	1,04		

En cuanto a la potencia a generar en un periodo de un mes, por un sistema solar, se calcula con la siguiente ecuación:

$$P_{PV} = (HSP)_{mes} (P_P) (PR) (N_P) \theta \quad [kWh/mes] \quad (7)$$

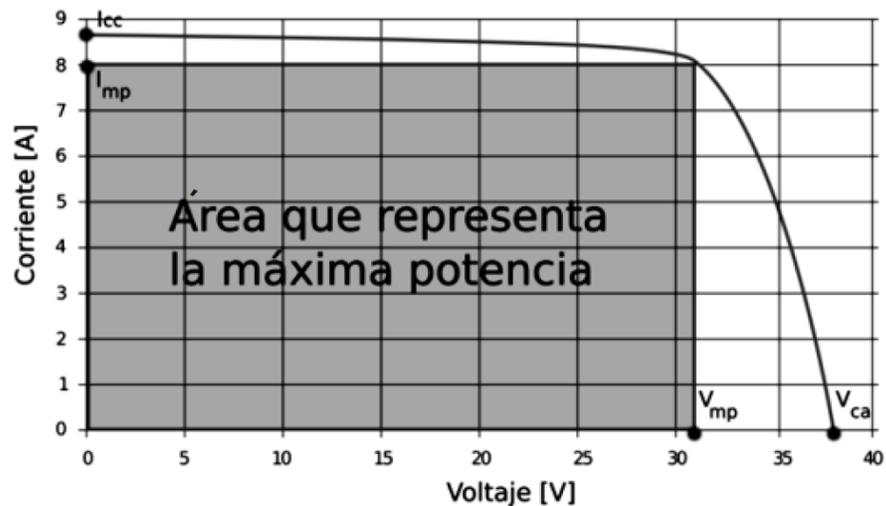


Figura 17 Curva V-I típica de un módulo solar - Fuente: (Ortiz, 2013)

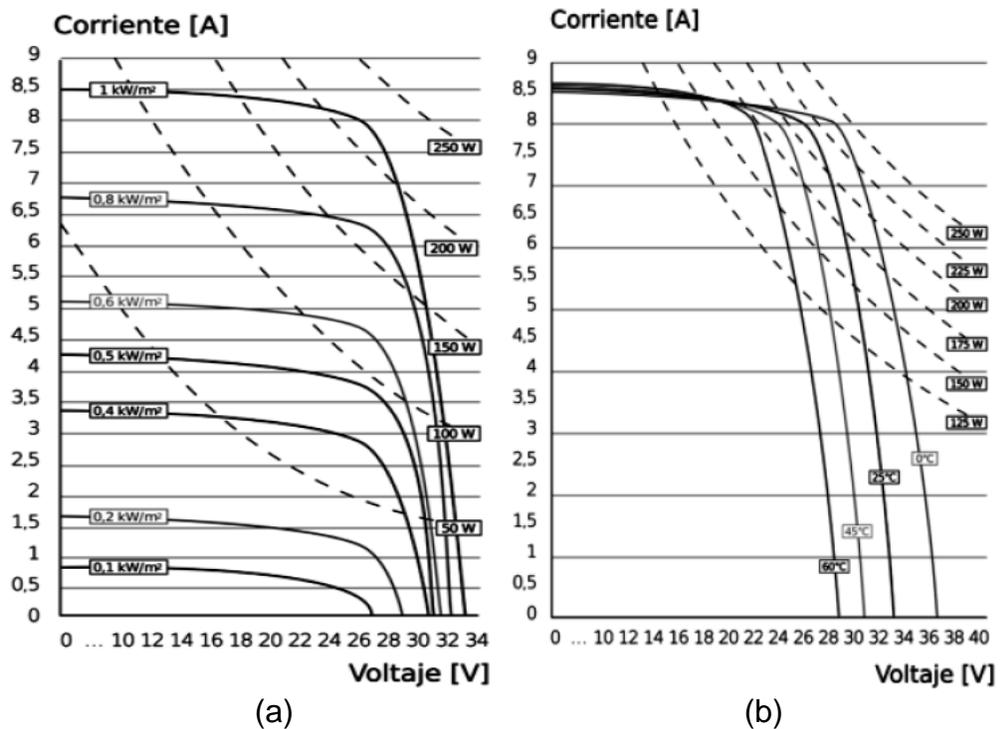


Figura 18 Efecto de (a) la radiación y (b) la temperatura en la potencia de un panel - Fuente: (Ortiz, 2013)

Ahora bien, a esa potencia que puede ser generada por el sistema fotovoltaico se debe considerar una tasa de degradación anual (φ) de los paneles de 0.8% (aunque este valor algunas veces es incluido por el fabricante en el Data-Chip del módulo) por el desgaste que pueden tener las celdas solares con el tiempo, de acuerdo a las investigaciones citadas en (Carvalho et al., 2019), una tasa que garantizará un nivel

mayor de precisión en el dimensionamiento del SDER y que se tendrá en cuenta en el presente trabajo. Y como la energía es comercializada mensualmente, φ se convierte en una tasa de degradación mensual (r), mediante la siguiente expresión:

$$r = - \left[(1 - \varphi)^{\left(\frac{1}{12}\right)} - 1 \right] \quad (8)$$

Por lo tanto, la energía a producir por un determinado modulo solar, bajo condiciones de operación específicas en un año, se calcula con la siguiente expresión:

$$P_{PV,año} = \sum_{n=1}^{12} (HSP)_n (P_P) (PR) (1 - r)^{n\theta} \quad [kWh/año] \quad (9)$$

Donde n es el n -ésimo mes del año. Sin embargo, en el trabajo de (Mazzeo, Baglivo, Matera, Congedo, & Oliveti, 2020) se expone que dicho factor de degradación puede tomar valores entre 0.5% y 1%.

Para calcular el número de paneles necesarios para suplir la demanda de energía eléctrica, se puede emplear la siguiente ecuación:

$$N_p = \frac{E_{PV}}{P_{PV}} \quad (10)$$

Ahora bien, es importante saber el área que se puede requerir para generar cierta potencia eléctrica, con el fin de verificar si se cuenta con el espacio disponible y así poder establecer una óptima distribución de los paneles que permita aprovechar al máximo el espacio disponible. En tal medida, para calcular el área total necesaria de paneles (A_{TP}), para un período de operación de un año, se emplea la siguiente fórmula matemática:

$$A_{TP} = \frac{E_{PV} H A}{I_G \eta_{PV}} \quad [m^2] \quad (11)$$

Algo también a tener en cuenta será la cantidad de módulos a conectar en serie y/o paralelo, teniendo en cuenta la tensión en las baterías y la tensión de los paneles. En tal medida, con las siguientes expresiones se puede determinar la cantidad de paneles a conectar en serie y la cantidad a conectar en paralelo, respectivamente (Ponce Corral et al., 2014):

$$N_{P,S} = \frac{V_{Bat}}{V_{Panel}} \quad (12)$$

$$N_{P,P} = \frac{N_P}{N_{P,S}} \quad (13)$$

6.4.2.2. Inversor.

Para este componente se considera estimar el *factor de dimensionamiento del inversor*, definido con la siguiente ecuación:

$$F_{DI} = \frac{P_{Máxima,Inversor}}{P_{Nominal,Generador}} = \frac{P_{Máx,I}}{P_{Máx,G}} \quad (14)$$

El F_{DI} es determinado dependiendo de la ubicación geográfica, configuración del sistema y las condiciones ambientales de instalación del lugar. Este puede tomar valores comprendidos entre 0.8 y 1 (Hernandez et al., 2011). El inversor puede alcanzar una eficiencia de hasta 97%, pero si se le proporciona menos que la potencia nominal, la eficiencia disminuye, de acuerdo a los mismos autores. La selección del inversor dependerá de la potencia a producir por los módulos fotovoltaicos, pues es la potencia que entrara al inversor. Los aspectos a considerar de un inversor son los del esquema de la Figura 22.

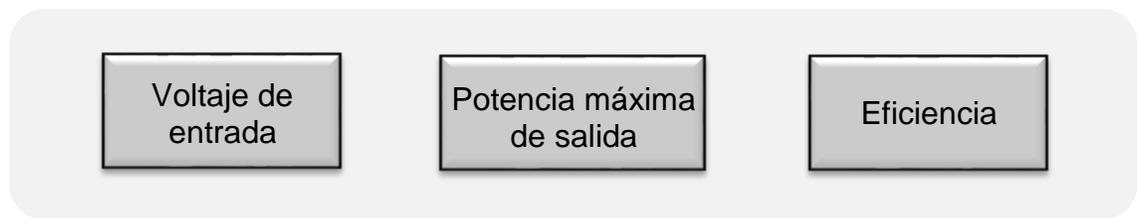


Figura 19 Parámetros de selección de un inversor - Fuente: El autor

El voltaje de entrada dependerá del voltaje suministrado por los paneles.

6.4.2.3. Regulador.

Para el regulador lo que se debe definir es el tipo a utilizar para el sistema, y los hay de dos tipos de acuerdo a lo expuesto por (Gutiérrez Valderrama & Colorado Yara, 2016): *Regulador shunt* o paralelo, empleado en instalaciones pequeñas; y el *regulador serie*, utilizado en aplicaciones de altas intensidades. Será importante que este componente mantenga la salida de tensión constante independientemente de las fluctuaciones, y que se mantenga limitada la corriente de salida (Ortiz, 2013).

6.4.3. Dimensionado del sistema eólico

6.4.3.1. Potencia eólica.

Teniendo en cuenta que en las mediciones de velocidad de viento la componente horizontal es la que más interesa, la energía cinética viento en función de la velocidad se describe como sigue (Pastén, 2012):

$$E_{CW} = A \frac{1}{2} \rho v^3 t \quad [J] \quad (15)$$

La potencia eléctrica que se puede generar de la energía eólica, a partir de un aerogenerador, por unidad de área, se calcula con la siguiente ecuación (Carvalho et al., 2019):

$$P_{eW} = \frac{1}{2} \rho v_p^3 C_p \quad [W/m^2] \quad (16)$$

Como la densidad del aire varía con la altura y temperatura, esta será calculada a partir de la siguiente expresión:

$$\rho = \left(\frac{P_{atm}}{R_{air} T_{amb}} \right) \exp \left(\frac{(-g)z}{R_{air} T_{amb}} \right) \quad [kg/m^3] \quad (17)$$

La temperatura ambiente para la ecuación anterior se dará en Kelvin, y R_{air} es la constante universal del aire $\left[\frac{J}{kg.K} \right]$. El parámetro C_p puede ser estimado, de acuerdo a (Carvalho et al., 2019), con la siguiente ecuación:

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (18)$$

Sin embargo, también en el trabajo de Carvalho et al. se sugiere una función de regresión cúbica para estimar el C_p para cada valor de velocidad de viento considerado:

$$C_p = -0.08114 + 0.1771v_p - 0.01539v_p^2 + 0.00034v_p^3 \quad (19)$$

Un modelo detallado que permite estimar la potencia de salida de los aerogeneradores, y con ellos el tipo de aerogenerador a seleccionar, es el citado en el trabajo de (Castillo Ramírez et al., 2013), cuya formulación matemática es la que sigue:

$$P_W = \begin{cases} P_{nw}(V - V_a)(V_n - V_a) \rightarrow (V_a \leq V < V_n) \\ P_{nw} \rightarrow (V_n \leq V < V_f) \\ 0 \rightarrow (V < V_a \dots V > V_f) \end{cases} \quad [W] \quad (20)$$

6.4.3.2. Funciones de densidad de probabilidad (FDP).

Con el objetivo de darle mayor grado de confiabilidad a los resultados, se evaluara cada histórico de velocidad de viento, de cada zona, con distintas FDP continuas: *Distribución de Weibull* (Aksas & Gama, 2011), (Nawri et al., 2014), (Aghbalou, Charki, Elazzouzi, & Reklouui, 2018), (Azad, Rasul, Islam, & Shishir, 2015), (Figueroa-espinoza et al., 2014), *Rayleigh* (Bidaoui, El Abbassi, El Bouardi, & Darcherif, 2019), *Log-Logística* (Wu, Wang, & Chi, 2013) y *Gamma* (Alavi, Mohammadi, & Mostafaeipour, 2016), (Carta, Ramírez, & Velázquez, 2009), cuyas formulaciones matemáticas se presentan a continuación, respectivamente.

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (21)$$

$$f(v) = \frac{\pi}{2} \left(\frac{v}{\bar{v}^2}\right) \exp\left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{\bar{v}}\right)^2\right] \quad (22)$$

$$f(v) = \frac{(\beta/\alpha)(v/\alpha)^{\beta-1}}{(1 + (v/\alpha)^\beta)^2} \quad (23)$$

$$f(v) = \frac{\lambda^{r_g} v^{r_g-1} \exp^{-\lambda v}}{\Gamma(r_g)}, \quad v > 0 \quad (24)$$

El parámetro de forma adimensional k y el parámetro de escala c [m/s] de la distribución de Weibull fueron calculados por algunos de los distintos métodos que han sido empleados en varias investigaciones, de la misma manera, para determinar con cuál método se obtiene un mejor ajuste. Las metodologías a emplear son: el *Método de Máxima Probabilidad* (MMP) (Katinas, Gecevicus, & Marciukaitis, 2018), (Chang, Wu, Hsu, Liao, & Chu, 2003), *Método de Máxima Probabilidad Modificada* (MMPM) (Katinas et al., 2018), (Seguro & Lambert, 2000), *Método de Momentos* (MM) (Usta, 2016), (Ozay & Celiktas, 2016), *Método de Mínimos Cuadrados o Método Gráfico* (MMC) (Gugliani, Sarkar, Ley, & Mandal, 2018), y *Método Empírico* (ME) (Saeed, Salam, Ur, & Saeed, 2019), y la formulación de dichos métodos, para estimar dichos parámetros de forma y escala, se encuentra registrada en la Tabla 9.

Tabla 9 Formulación matemática para estimar los factores de forma y escala (empleados en la distribución de Weibull) por distintos métodos

Método	Expresiones matemáticas
--------	-------------------------

MMP	$k = \left[\frac{\sum_{i=1}^N v_i^k \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^N v_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^N \ln(v_i)}{N} \right]^{-1} \quad (25)$ $c = \left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i^k \right)^{1/k} \quad (26)$ <p>Donde N representa el número de observaciones y v_i es la velocidad de viento promedio en el intervalo.</p>	
MMPM	$k = \left[\frac{\sum_{j=1}^N v_j^k \ln(v_j) P(v_j)}{\sum_{j=1}^N v_j^k P(v_j)} - \frac{\sum_{j=1}^N \ln(v_j) P(v_j)}{P(v \geq 0)} \right]^{-1} \quad (27)$ $c = \left(\frac{1}{P(v \geq 0)} \sum_{i=1}^N v_i^k P(v_j) \right)^{1/k} \quad (28)$ <p>Donde v_j es el valor central de la velocidad del en el intervalo j, N es el número de intervalos, $P(v_j)$ es la frecuencia de la clase j y $P(v \geq 0)$ es la probabilidad de que la velocidad del viento sea ≥ 0.</p>	
MM	$\bar{v} = c \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad (29)$ $\sigma^2 = c^2 \left[\Gamma \left(1 + \frac{2}{k} \right) - \Gamma^2 \left(1 + \frac{1}{k} \right) \right] \quad (30)$	
MMC	$\ln[-\ln(1 - F(v))] = k \ln v - k \ln c \quad (31)$	
ME	$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}} \right)^{-1.086} \quad (1 \leq k \leq 10) \quad (32)$ $c = \frac{\bar{v}}{\Gamma(1 + 1/k)} \quad (33)$	

En cuanto a las demás distribuciones, las expresiones dadas para calcular los parámetros correspondientes se encuentran incluidas en la Tabla 10.

Tabla 10 Formulación matemática para estimar los factores de forma y escalas para la distribuciones Log-Logística y Gamma

Distribución de probabilidad	Expresiones matemáticas	
Log-Logística	$\bar{v} = \frac{\alpha \pi / \beta}{\sin(\pi / \beta)} \quad \tilde{v} = \alpha$	(34)

Gamma	$\bar{v} = \frac{r}{\lambda}$	$\sigma^2 = \frac{r}{\lambda^2}$	(35)
-------	-------------------------------	----------------------------------	------

Para evaluar qué FDP se comporta mejor para cada uno de los conjuntos de datos, se emplearon los siguientes métodos: *Chi-cuadrado* χ^2 , *Error Cuadrático Medio* (RMSE) y el *Coeficiente de Correlación Múltiple Cuadrado* R^2 , y se determinaron las expresiones que siguen (Nedaei, Assareh, & Walsh, 2020), (Azad et al., 2015), (Saeed et al., 2019), (Andrade et al., 2014), (Ouarda, Charron, & Chebana, 2016):

$$\chi^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2}{N - n} \quad (36)$$

$$RMSE = \left[\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2 \right]^{1/2} \quad (37)$$

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - z_d)^2 - \sum_{i=1}^N (x_i - y_i)^2}{\sum_{i=1}^N (y_i - z_d)^2} \quad (38)$$

Donde y_i es el i -ésimo valor de la probabilidad de los datos recolectados, z_d es el valor promedio de los datos recolectados, x_i es el i -ésimo valor de los datos estimados con la FDP, N es el número de observaciones y n es el número de constantes (uno para la distribución de Rayleigh y dos para las demás distribuciones). La distribución que mejor se ajuste es aquella que obtenga el valor más alto de R^2 y los menores valores de χ^2 y $RMSE$.

Y en cuanto al número de aerogeneradores que se podrían necesitar, de acuerdo a la potencia a bastecerse por el sistema eólico, puede estimarse a partir de la siguiente ecuación (Rahil et al., 2019)

$$N_{WT} = \frac{E_W}{P_W} \quad (39)$$

6.4.3.3. Densidad de energía eólica.

Una vez determinada la FDP que mejor se ajusta al histórico de datos de velocidad de viento de la zona seleccionada para el diseño del SDER, se puede calcular la energía total disponible de la zona de interés, considerando todas las posibles velocidades del régimen de viento, por unidad de área de rotor, a partir de la siguiente expresión matemática (Mathew, 2006):

$$P_W = \int_0^{\infty} P_{ew} f(v) dv \quad [W/m^2] \quad (40)$$

$$P_{W,t+1} = P_{W,t}(1 - dE_f) \quad (41)$$

La ecuación 40 es el resultado de considerar la ecuación 16 y la FDP que mejor se haya ajustado. En cuanto a los límites de esta integral, estos corresponden a la velocidad mínima y máxima registrada.

6.4.4. Modelado del banco de baterías

La eficiencia de la batería en la descarga es 1, y en la carga oscila entre 0.65 y 0.85. La capacidad almacenada de la batería en cualquier instante de tiempo debe estar entre $C_{min,bat} \leq C_{bat} \leq C_{nom,bat}$.

Los tipos de baterías comúnmente utilizados como sistema de almacenamiento son las de plomo, níquel cadmio (*Ni - Cd*) y *Li - ion* (Ortiz, 2013).

En lo que respecta al dimensionamiento al sistema de baterías necesarias para el sistema (considerando que se necesiten cierta cantidad de días de autonomía para el sistema), en el trabajo de Ponce Corral et al. se expone las ecuaciones que siguen para tal dimensionamiento:

$$C_{nom,bat} = \frac{(P_{dem,día\ o\ mes})D_A}{p_{des}\eta_{bat}} \quad [Wh] \quad (42)$$

$$C_{nom,bat} = \frac{(P_{dem,día\ o\ mes})D_A}{V_{nom,bat}p_{des}\eta_{bat}} \quad [Ah] \quad (43)$$

En dado caso de que la tensión de la batería sea inferior a la tensión de todo el sistema, será necesario conectar en serie determinada cantidad de baterías, y, de acuerdo a lo sugerido por Ponce Corral et al., se estima de la siguiente manera:

$$N_{bat,serie} = \frac{V_{sys}}{V_{nom,bat}} \quad (44)$$

Como criterio adicional para la selección del tipo de baterías se consideró el aspecto ambiental, y con ello se hizo referencia a la tasa de emisión de CO_2 por *kg* de batería producida. Dichas tasas son las correspondientes a la Tabla 11.

Tabla 11 Emisiones y contaminación por Kg de batería producida - Fuente: Adaptación de (Serrano Guzmán et al., 2017)

Tipo de batería	Emisión [<i>kg Co₂/kg</i>]
-----------------	---

Níquel-hidruro metálico (<i>NiMH</i>)	0.0136
Plomo-ácido (<i>PbA</i>)	0.0032
Níquel-Cadmio (<i>NiCd</i>)	0.0096
Sodio-Azufre (<i>Na/S</i>)	0.0143

6.4.4.1. Días de autonomía del SHDER.

Con el objetivo de prever situaciones meteorológicas que no permitan un buen funcionamiento, se deberá diseñar el sistema para que opere n días de manera autónoma, los cuales pueden ser definidos de manera preliminar o ser calculados con base a la cantidad disponible de baterías y las especificaciones técnicas de estas. En tal caso, para calcular los días de autonomía de todo el sistema se emplea la siguiente ecuación (Rodríguez Borges & Sarmiento Sera, 2011):

$$D_A = \frac{N_{bat} V_{nom,bat} C_{nom,bat} (1 - C_{min,bat}) (24h/dia)}{I_{STC}} \quad [días] \quad (45)$$

6.5. ESTUDIO ECONÓMICO

En el trabajo desarrollado por (Haghighat Mamaghani et al., 2016) establecen como criterios para determinar el diseño óptimo de un sistema híbrido de electrificación (fotovoltaico-eólico-diésel), el capital inicial (C_{cap} , y corresponde al costo total de instalación), costo presente neto y el costo nivelado de energía, establecidos con los principales objetivos de optimización, aun así, todos son indicadores clásicos de la rentabilidad financiera y socioeconómica, de acuerdo a (Martín Barroso & Leyva Ferreiro, 2017).

En el trabajo de Cucchiella et al., señalan que los indicadores que son típicamente usados, para tomar decisiones de inversión en sistemas de ER como los fotovoltaicos, son el Valor Presente Neto, la Tasa Interna de Retorno, el Costo Nivelado de Energía, el Período de Recuperación y la Razón Costo Beneficio. Estos indicadores financieros también serán consideradores para este trabajo.

El **Costo de Capital Anualizado** para cada componente se estima como sigue:

$$C_{acap} = C_{cap} CRF \quad [\$] \quad (46)$$

Donde CRF es el factor de recuperación de capital, el cual se calcula así:

$$CRF = \frac{i_a (1 + i_a)^{R_{proj}}}{(1 + i_a)^{R_{proj}} - 1} \quad (47)$$

Siendo i_a la tasa de interés anual real (o tasa de descuento anual), respectivamente. El **Costo Presente Neto Total** de cada configuración o subsistema (eólico y solar) se puede calcular con la siguiente expresión:

$$NPC = \frac{ACT}{CRF} \quad [\$] \quad (48)$$

Donde ACT es el **Costo Total Anualizado** [\$/año], cuya la expresión matemática fue modificada por el autor de este trabajo a partir de las formulaciones expuestas en los trabajos de (Castillo Ramírez et al., 2013), (Martín Barroso & Leyva Ferreiro, 2017) y (Ma & Javed, 2019):

$$ACT = \sum_{i=1}^n C_{acap,i} + \sum_{i=1}^n C_{OM,i} + C_{com} + \sum_{i=1}^n C_{sus,i} + C_{con} + \sum_{i=1}^n C_{des,i} - \sum_{i=1}^n C_{salv,i} \quad (49)$$

Donde i hace referencia al i –ésimo dispositivo presente en el sistema (módulos, aerogeneradores, baterías, inversores y reguladores). El costo de **desmantelamiento** del componente i una vez acaba la vida útil del proyecto, de acuerdo a la International Energy Agency, se estiman con el 5% de los costos de construcción. En cuanto a la estimación de los **costos de componentes adicionales** como cableado, puesta a tierra, sistemas de protección y similares, una buena alternativa sería considerar lo planteado por Castillo Ramírez et al., quienes plantearon que estos costos corresponden a un valor equivalente al 10% del costo total de todos los aparatos que se necesitan para el sistema.

Se incluyó el costo por concepto de inversor(es) en la ecuación 49 teniendo en cuenta que lo que se planea diseñar en el presente trabajo es un sistema autónomo, independientemente del escenario a analizar.

El valor de salvamento de cada componente (valor de permanencia de un componente del sistema de potencia hasta el final del periodo de vida del proyecto) se determina como sigue (Ma & Javed, 2019):

$$C_{salv} = C_{sus} \frac{R_{rem}}{R_{comp}} \quad [\$] \quad (50)$$

$$R_{rem} = R_{comp} - (R_{proj} - R_{sus}) \quad [años] \quad (51)$$

En cuanto al **Costo Nivelado de Energía**, definido como el costo promedio por kWh de energía eléctrica útil producida por el sistema, o también, como el precio constante de la electricidad (ingreso constante anual equivalente) que se requiere a lo largo de la vida útil para cubrir todos los costos y pagar un aceptable retorno a los inversionistas (Martín Barroso & Leyva Ferreiro, 2017), (Castillo Ramírez et al., 2013), se calcula con la siguiente ecuación:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{R_{pro}} \frac{ACT}{(1+i_a)^t}}{\sum_{t=1}^{R_{pro}} \frac{(E_{AC} + E_{DC} + E_{dif} + E_{red,vend})}{(1+i_a)^t}} \quad [$/kWh] \quad (52)$$

En la investigación de (Atănăsoae, Pentiuc, Milici, Olariu, & Poienar, 2019), para el análisis de costo beneficio para la generación a pequeña escala por energías renovables, sugieren como herramientas de análisis financiero el Flujo de Caja, El **Período de Recuperación (PDR)**, el **Valor Presente Neto (VPN)** y la **Tasa Interna de Retorno (TIR)**. La TIR se pueden calcular con la siguiente ecuación:

$$C_0 - \sum_{t=1}^{R_{proj}} \frac{C_{t,t}}{(1+i_r)^t} = 0 \quad (53)$$

En cuanto al PDR, este será calculado con la expresión desarrollada por el autor de la presente investigación a partir de las formulaciones de (Atănăsoae et al., 2019; Ma & Javed, 2019):

$$PDR = \frac{ACT}{C_t} \quad (54)$$

Los ingresos anuales (C_t), de acuerdo al trabajo de Atănăsoae et al., el ingreso anual para 1 kW de potencia instalada se calcula como sigue:

$$C_t = (a \cdot p_{Even} + b \cdot p_{Eauto}) \cdot E_{Tot,t} \cdot t_{año} - C_{fijo} - C_{var} \quad [$/año] \quad (55)$$

Los costos fijos de operación y mantenimiento no dependen de la producción de energía eléctrica; y los costos variables de operación (C_{var}) hace referencia a los costos de producción y dependerán del volumen de producción.

A diferencia de lo expuesto por Atănăsoae et al., en el trabajo de Cucchiella et al. para calcular el VPN consideran tanto la entrada de efectivo descontado como la salida de efectivo descontado, incluyendo de la deducción de impuestos, prestamos y sus respectivas tasas de interés, Impuesto de Valor Agregado, entre otros. Aunque es un modelamiento matematico más extenso y tedioso, puede llegar a ser más preciso al considerar más aspectos económicos. Las ecuaciones expuestas por Cucchiella et al. para determinar el VPN son las que siguen:

$$VPN = DCI - DCO \quad [\$] \quad (56)$$

$$DCI = \sum_{t=1}^{R_{proj}} \frac{(b(p_{Eauto,t}) + a(p_{Even,t})) E_{Tot,t}(t_{año})}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^{N_{TaxD}} \frac{C_0}{N_{TaxD}} \frac{(TaxD_{u-sr})}{(1+r)^t} \quad (57)$$

$$p_{Eauto,t+1} = p_{Eauto,t}(1 + inf_{el}) \quad (58)$$

$$p_{Even,t+1} = p_{Even,t}(1 + inf_{el}) \quad (59)$$

$$E_{Tot,t} = P_{W,año} + P_{PV,año} \quad (60)$$

$$DCO = \sum_{t=0}^{N_{debt}-1} \frac{\left(\frac{C_0}{N_{debt}} + (C_0 - C_{lcs,t})r_d \right)}{(1+r)^t} \quad (61)$$

$$+ \sum_{t=0}^{R_{proj}} \frac{C_{OM}(1 + inf) + C_{ase}(1 + inf) + (SP_{el,t})(P_{ctax})}{(1+r)^t}$$

$$+ \frac{C_{u,INV}(1 + Vat)N_{inv}}{(1+r)^{20}} + \frac{C_{u,REG}(1 + Vat)N_{reg}}{(1+r)^{15}}$$

$$+ \frac{C_{u,BAT}(1 + Vat)N_{bat}}{(1+r)^7} + C_{adi}(1 + Vat) + C_{ae}$$

$$C_0 = C_{u,PV}(1 + Vat)N_p + C_{u,WT}(1 + Vat)N_{WT} \quad (62)$$

DCI hace referencia a la entrada de dinero descontado y *DCO* es la salida de dinero descontado. En la Tabla 12 se especifica a que hace referencia los términos de las ecuaciones para el análisis económico, así como otros aspectos técnicos. En cuanto a la ecuación 62, este es un modelamiento matemático planteado a raíz del análisis hecho por el autor de esta investigación teniendo en cuenta los componentes que conformaran el sistema de ER y la literatura consultada.

Tabla 12 Nomenclatura de las expresiones matemáticas para el análisis económico y otros aspectos técnicos
– Fuente: El autor a partir de (Cucchiella et al., 2017)

η_{reg}	Eficiencia del regulador [%]	a	Parte de la electricidad vendida [%]
C_{acap}	Costo de capital anualizado por componente [\$]	p_{Even}	Precio de la electricidad vendida [\$/kWh]
i_a	Tasa de interés anual real [%]	b	Parte de la electricidad para autoconsumo [%]
NPC	Costo presente neto total [\$]	p_{Eauto}	Precio promedio de la electricidad de la red pública [\$/kWh]
ACT	Costo total anualizado [\$/año]	E_{Tot}	Capacidad instalada de todo el sistema [kW]
C_{OM}	Costo de operación y mantenimiento [\$]	r	Costo de oportunidad de capital [%]

C_{com}	Costo anual del combustible [\$]	N_{TaxD}	Período de deducción de impuestos [años]
C_{sus}	Costo anual de sustitución [\$]	$T_{ax}D_{u-sr}$	Deducción de impuestos específica (tarifa subsidiada) [%]
C_{con}	Costo por contaminar [\$/Ton CO ₂]	inf_{el}	Razón de inflación de la energía [%]
C_{des}	Costo de desmantelamiento [\$]	N_{debt}	Período/plazo de préstamo [años]
C_{cap}	Costo de capital [\$]	C_{lcs}	Costo de capital de préstamo [\$]
C_{salv}	Costo de salvamento [\$]	r_d	Tasa de interés al préstamo [%]
$LCOE$	Costo nivelado de energía [\$/kWh]	inf	Tasa de inflación [%]
E_{AC}	Energía total en AC [kWh/año]	C_{ase}	Costo de aseguramiento [%]
E_{DC}	Energía total en DC [kWh/año]	SP_{el}	Venta de energía [\$/kWh]
E_{dif}	Energía diferida [kWh/año]	P_{ctax}	Porcentaje de costos de impuestos [%]
$E_{red,ven}$	Energía vendida a la red [kWh/año]	P_{ci}	Porcentaje de costo del inversor [%]
R_{comp}	Tiempo de vida del componente [años]	C_{ae}	Costos administrativos y de conexión eléctrica [\$]
R_{proj}	Tiempo de vida del proyecto [años]	N_{inv}	Número de inversores
R_{sus}	Duración del cos de sustitución [años]	N_{reg}	Número de reguladores
PDR	Período de recuperación [años]	V_{at}	Impuesto del valor agregado [%]
VPN	Valor presente neto [\$]	C_{adi}	Costos adicionales [\$]
CF	Factor de uso de la capacidad instalada	$C_{u,WT}$	Costo unitario del aerogenerador [\$]
$t_{año}$	Duración del año [horas/año]	$C_{u,PV}$	Costo unitario del módulo solar [\$]
SG_{anu}	Salvamento anual	$C_{u,INV}$	Costo unitario del inversor [\$]
n	Número de dispositivos presentes en el sistema	i_r	Rentabilidad o tasa interna de retorno [%]
C_0	Costo de inversión inicial [\$]	$C_{u,REG}$	Costo unitario del regulador [\$]
C_t	Ingresos anuales [\$/año]	$C_{u,BAT}$	Costo unitario de la batería [\$]

Por otro lado, en el trabajo desarrollado por (Bueno López, Rodríguez Sarmiento, & Rodríguez Sánchez, 2016), es utilizado el modelo del **Costo Total** para el análisis económico de un sistema de energía renovable (aunque, de acuerdo a los mismos autores, se puede aplicar a todo tipo de central de generación), y se define como la suma de los costos de capital, fijos, variables –costo de combustible- y externos. Su formulación matemática es la siguiente:

$$CT = CC + CF + CV + CE \quad [\$] \quad (63)$$

Cada uno de los costos de la anterior ecuación se pueden calcular con una serie de expresiones. Pero, como el nivel de productividad del sistema puede mejorar a raíz de la expansión de la capacidad o producción (se duplica), es necesario incluir la *curva de aprendizaje* en el modelo de Costo Total, lográndose reducir así la reducción de costos (Bueno López et al., 2016), (Posso et al., 2014). La siguiente

ecuación representa el modelo de Costo Total de un sistema de energía renovable una vez aplicada la curva de aprendizaje:

$$CT = \sum_{i=1}^{R_{proj}} \left[\frac{1}{(1+d)^i} \left\{ \left(\frac{C_i}{C_{bas}} \right)^\alpha (KC_i I_i + KF_i C_i) + C_i (PF_i \rho \tau Com v_i + PC_i R \tau) \right\} \right] \quad (64)$$

Donde KC_i es el costo unitario de capital [\$/kW], I_i es la capacidad instalada [kW] en el año i -ésimo; d representa la tasa de descuento del valor del dinero en el tiempo; KF_i es el costo unitario fijo (costo de operación y mantenimiento) [\$/kW]; y C_i es la capacidad acumulativa. PF_i [\$/Tep] (Tep: Tonelada equivalente de petróleo) corresponde al precio del combustible. PC_i es el precio del carbono [\$/Ton CO₂]; R es la tasa de emisión [Ton CO₂/kW], que al multiplicarse con C_i se obtiene el volumen de las emisiones de CO₂ durante la vida útil del sistema.

Donde C_{bas} es la capacidad inicial en el año base y la reducción de costos a raíz de la curva de aprendizaje. Y α depende del sistema de energía renovable y se estimara con la siguiente expresión:

$$\alpha = \frac{\ln \left(1 - \frac{\beta}{100} \right)}{\ln(2)} \quad (65)$$

Donde β es la tasa de aprendizaje o el porcentaje de reducción de los costos para cada duplicación de la capacidad acumulativa.

6.5.1. Indicadores de rendimiento económico-ambiental

Con el objetivo de cuantificar e incluir los beneficios monetarios que trae la no emisión de CO₂ (costo social del carbono), por la implementación de un sistema de generación a partir de ER, en el análisis económico, se considerará para el presente trabajo el procedimiento llevado a cabo por Rahil et al., cuya metodología se describe en el diagrama de flujo de la Figura 20.

En cuanto al análisis cuantitativo ambiental, se seguirá lo presentado en el trabajo de (Mazzeo et al., 2020). En primera medida, para cuantificar las emisiones anuales de CO₂ para un país (o determinada zona), se tendrá en cuenta la siguiente expresión:

$$(CO_2)_{SSER} = f_E E_{Tot} \quad [Ton CO_2] \quad (66)$$

Y el indicador definido para estimar la cantidad de CO₂ que dejará de emitirse anualmente por el SDER, es el que sigue:

$$(CO_2)_{NE,SER} = f_E(b + a)E_{Tot} \quad [Ton CO_2] \quad (67)$$

Donde $CO_{2,SSH}$ son las emisiones sin el SDER $[Ton CO_2]$; f_E es el factor de emisión eléctrica $[Kg CO_2/Wh]$; $(CO_2)_{NE,SH}$ son las emisiones que dejan de presentarse por el sistema $[Ton CO_2]$. Y el dinero ahorrado se calcula así.

$$C_{aho} = (CO_2)_{NE,SER}(CSC_{actual\ o\ futuro}) \quad [\$] \quad (68)$$

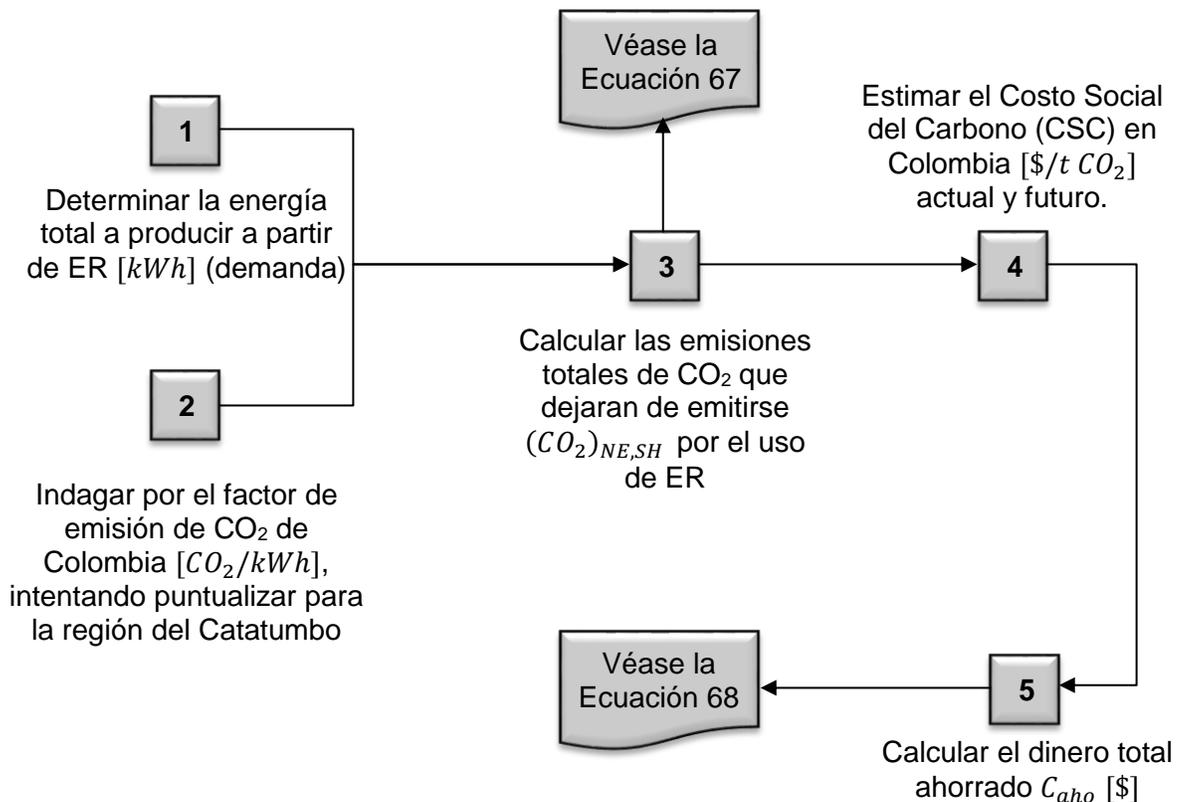


Figura 20 Diagrama de flujo para el proceso de cuantificación del ahorro económico (a partir del Costo Social del Carbono) que se pueden obtener por la no emisión de CO_2 – Fuente: El autor a partir de (Rahil et al., 2019)

6.6. PROCEDIMIENTO A SEGUIR PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA DE ER: EÓLICO - SOLAR

El diseño del SDER eólico-solar hace referencia a cómo y en qué proporción se deberán enlazar los componentes del sistema fotovoltaico, del sistema eólico y el

banco de baterías. En tal medida, el algoritmo de la Figura 21 hace alusión al procedimiento que se seguirá (incluyendo todos los tipos de consideraciones que se han predispuesto como determinantes desde lo técnico, económico, tributario, ambiental, etc.) para el diseño de tal sistema, de tal manera que se validen algunos escenarios y se seleccione el que resulte más viable desde lo económico, ambiental y técnico.

En la Tabla 13 se encuentran las especificaciones técnicas principales a tener en cuenta para la selección de un módulo fotovoltaico y de un aerogenerador.

Tabla 13 Principales especificaciones técnicas a considerar para la selección de un módulo solar y un aerogenerador - Fuente: El autor a partir de (Mazzeo et al., 2020)

Especificaciones técnicas para la selección de tecnología solar y eólica	
Módulo solar	Aerogenerador
<ul style="list-style-type: none"> - Potencia nominal - Área - Eficiencia de condiciones de referencia - Temperatura nominal de operación de la celda <ul style="list-style-type: none"> - Voltaje de circuito abierto - Voltaje de máxima potencia - Corriente de corto circuito - Corriente de máxima potencia - Coeficiente de temperatura en voltaje de circuito abierto (%/°C) - Coeficiente de temperatura de corriente de corto circuito (%/°C) 	<ul style="list-style-type: none"> - Altura del rotor - Potencia nominal - Velocidad nominal del viento - Velocidad de viento de arranque - Velocidad de viento de corte/frenado - Diámetro del rotor

En términos generales, la potencia disponible para un sistema híbrido conformado por paneles, aerogeneradores y baterías, está dada por la siguiente ecuación:

$$P_{Tot}(t) = \eta_{inv}\eta_{reg}[P_{PV}(t) + P_W(t)] \quad (69)$$

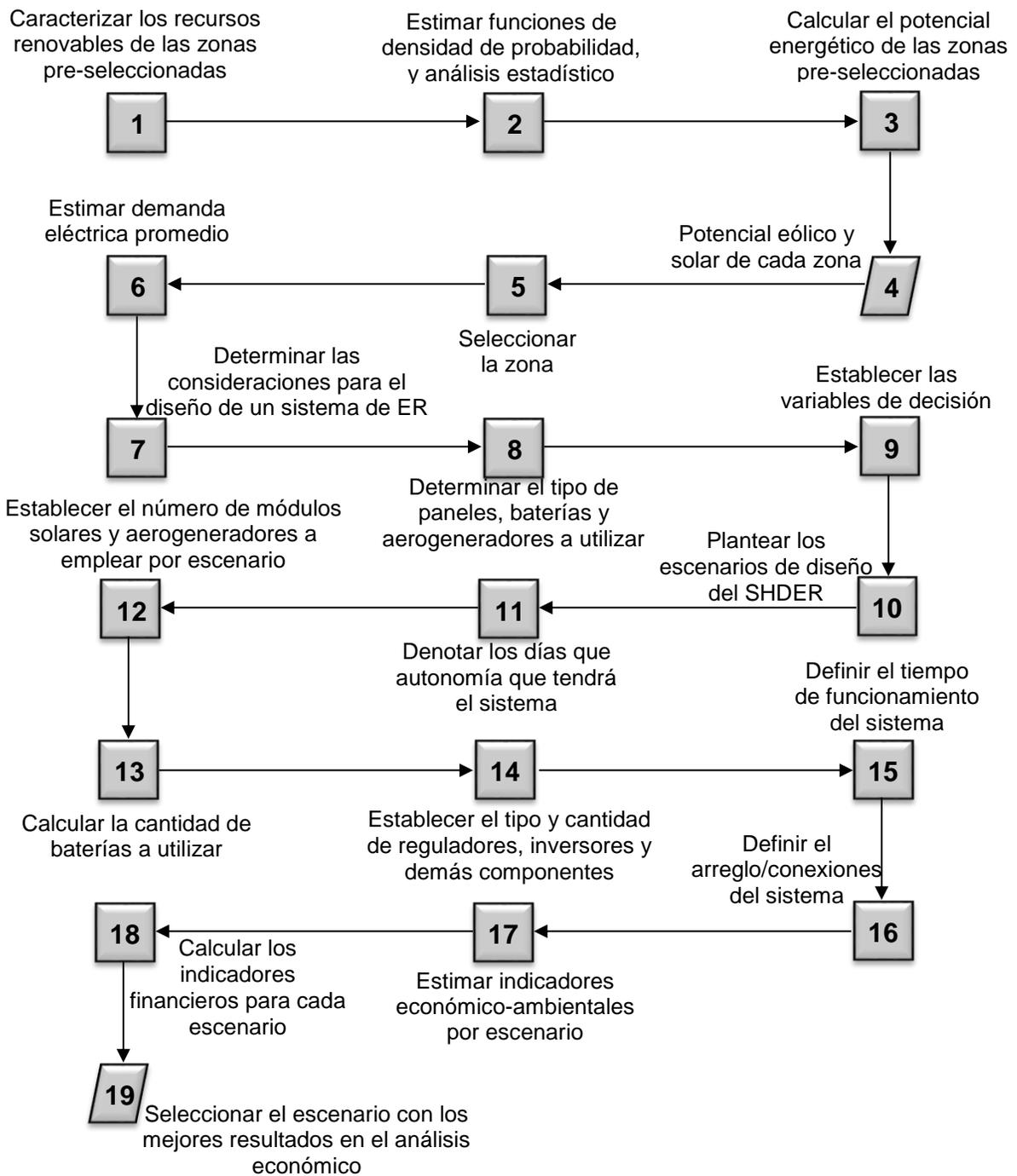


Figura 21 Diagrama de flujo que describe el proceso general a seguir para el diseño del sistema de generación por ER, del presente trabajo - Fuente: El autor

7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

7.1. RECURSOS RENOVABLES DISPONIBLES

7.1.1. Zonas pre-seleccionadas

De acuerdo a las bases de datos consultadas y la información suministrada por el IDEAM, en la región del Catatumbo hay 5 estaciones meteorológicas que tienen datos de velocidad de viento, y brillo y radiación solar; sin embargo, al verificar el histórico de datos de cada estación (cantidad de años y cantidad de registros por año), solamente se preseleccionaron las estaciones descritas en la Tabla 14, y cuya ubicación geográfica se detalla en la Figura 22. Si bien para el cálculo del potencial energético de una región se requieren varios años de registros, según algunas fuentes consultadas, en zonas alejadas de Colombia se carece de este tipo de información (en grandes volúmenes y actualizada) por no contarse con la suficiente inversión pública y/o privada para investigación e infraestructura física y tecnológica; y por ser regiones, en algunos casos, de difícil acceso por las condiciones geográficas y el conflicto armado.

Tabla 14 Estaciones meteorológicas de la región del Catatumbo pre-seleccionadas para el análisis estadístico
– Fuente: El autor

Estación	Código	Ubicación	Período Analizado
Abrego Centro Administrativo (ACA)	[16055040]	8.087; -73.22	1983, 1988, 1989, 1991-1993
Tibú (TI)	[16035010]	8.638; -72.73	1980-1983, 1992
Aeropuerto Aguas Claras (AAC)	[16055010]	8.315; -73.36	2015-2018

Estas bases de datos de velocidad de viento contienen una gran cantidad de datos perdidos (como cualquier otro grupo de registros), situación que ha llevado a que se empleen metodologías estadísticas más sofisticadas para ‘recuperar’ estos datos, e incluso la inteligencia artificial. Para el presente trabajo se empleó la **imputación múltiple** con ayuda del software estadístico IBM SPSS Statistics 25, un procedimiento que utiliza procedimientos estadísticos más complejos que permiten hacer una recuperación de datos a partir de una evaluación de las tendencias marcadas por las filas y columnas de una matriz de datos.

Aunque la imputación múltiple puede realizar buenos pronósticos, aún con el 50% de datos perdidos, ello dependerá del tipo de información a analizar; por lo que se consideró para esta investigación aquellos años que contaran por lo menos con el 90% de los 8.760 datos que pueden registrarse, para el caso de un registro de

velocidad de viento horario, y así aumentar la confiabilidad de los análisis estadísticos. A raíz de la anterior premisa fue que se consideraron las estaciones meteorológicas y periodos de tiempo expuestos en la Tabla 14.

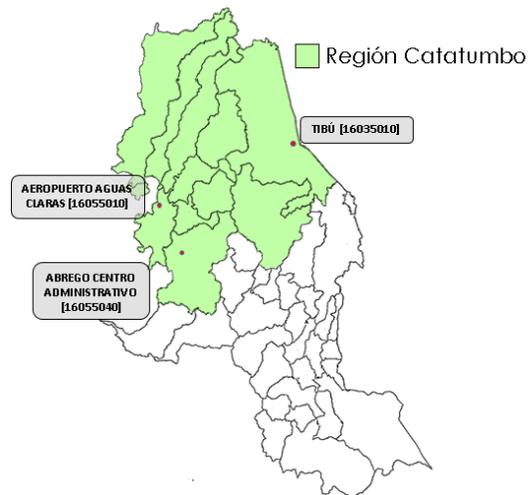


Figura 22 Ubicación geográfica de las estaciones meteorológicas (municipios) pre-seleccionadas, cuyos datos de recurso solar y eólico fueron analizados – Fuente: El autor

7.1.2. Recurso eólico disponible en cada zona

En primera medida se estimó la velocidad promedio por hora y por mes para cada período (año) para los datos de cada una de las zonas preseleccionadas; así como la velocidad promedio por día para los meses con la velocidad promedio mínima y máxima. En la Figura 23 se puede apreciar una muestra de dicho procedimiento, las velocidades de viento promedio por hora y mes para el año 2017, de acuerdo a los históricos de la estación meteorológica de AAC.

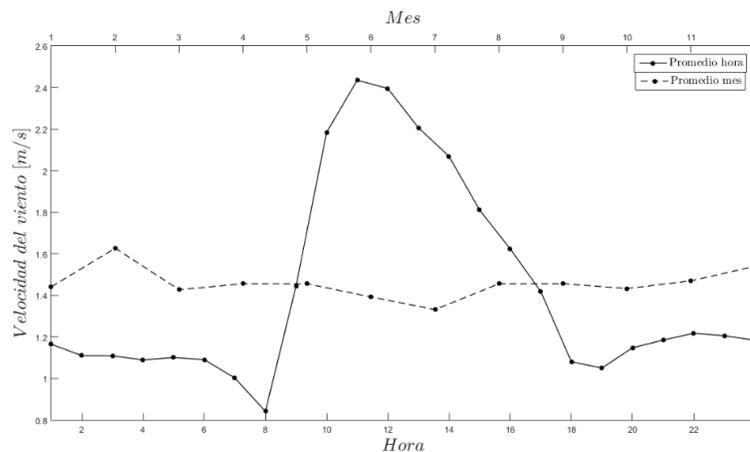


Figura 23 Velocidad promedio por hora y por mes, estación AAC, año 2017 - Fuente: El autor

A continuación, en la Figura 24, Figura 25 y Figura 26 se observan las velocidades de viento promedio por hora y por mes en los municipios de Abrego, Tibú y Ocaña, respectivamente. De dichos registros de velocidad, se puede apreciar como en Abrego se alcanzan las velocidades más altas, en lo que respecta a los registros disponibles, recolectados y analizados para la región del Catatumbo, llegándose a presentar en horas de la tarde una velocidad promedio cercana a los 5.3 m/s . Lo anterior para la franja horaria, en cuanto a un análisis anual, en esta zona del Catatumbo se tiene que la velocidad promedio mensual mínima es de aproximadamente 2.3 m/s y se da en septiembre; y la velocidad promedio mensual máxima se alcanza en el mes de julio y es de aproximadamente 2.6 m/s , similar a lo que sucede con muchas zonas del mundo, y es que las velocidades máximas se den a mitad de año.

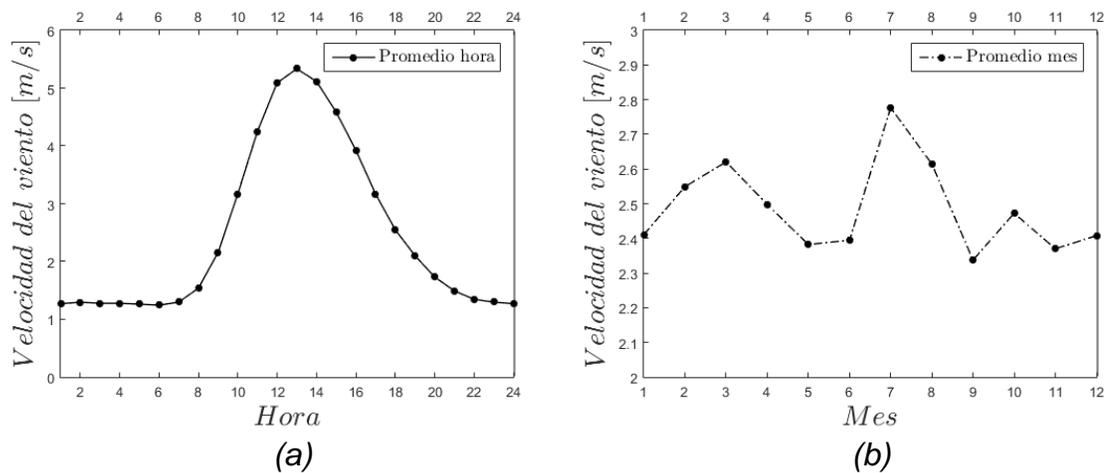


Figura 24 Velocidad promedio del viento por (a) hora y por (b) mes en Abrego, Norte de Santander - Fuente: El autor

En lo referente a los vientos registrados en Tibú (véase la Figura 25) y Ocaña (véase la Figura 26), aunque en estas zonas se alcanzan vientos superiores en horas de la madrugada y noche, en contraste con los registros de Abrego para estos lapsos de tiempo, en horas del día apenas alcanzan una velocidad máxima en promedio de 2.5 m/s , aproximadamente un 50% por debajo de la velocidad máxima promedio alcanzada en el transcurso del día en el municipio de Abrego. Y, en promedio, las velocidades de viento máximas, se dan en agosto para Tibú (1.85 m/s) y en diciembre para Ocaña (1.53 m/s), en ambos casos las velocidades registradas para estos municipios son inferiores a las del municipio de Abrego durante todo el año.

Contrastando estos datos de velocidad promedio con los del Atlas de Viento de Colombia (ver la Figura 14), actualizado en el año 2017, se puede verificar que hay concordancia con los registros de velocidad de viento para Tibú ($1.5 - 2 \text{ m/s}$) y Abrego ($5 - 6 \text{ m/s}$). Los datos de velocidad de viento registrados en la estación

AAC de Ocaña discrepan en gran medida con el rango de velocidades expuestas en el Atlas de viento para esta zona (4 – 5 m/s).

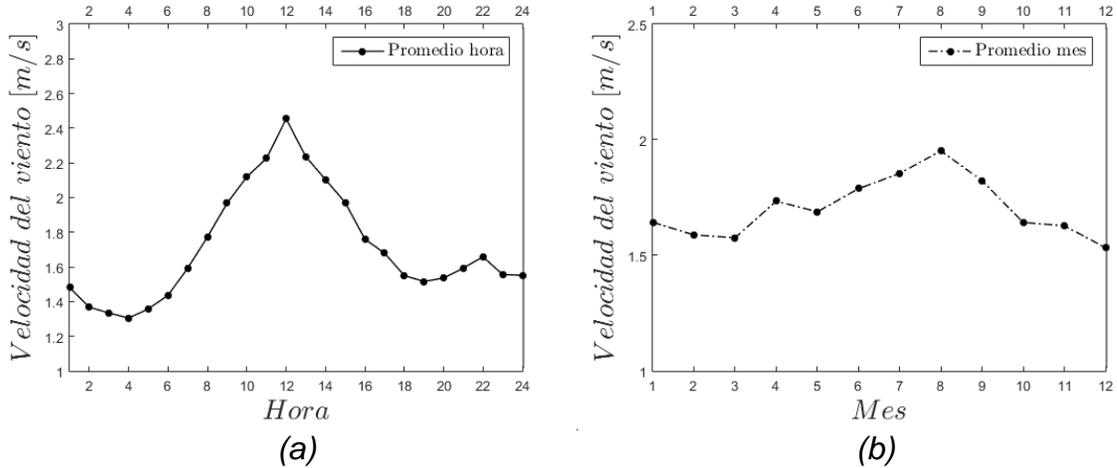


Figura 25 Velocidad promedio del viento por (a) hora y por (b) mes en Tibú, Norte de Santander - Fuente: El autor

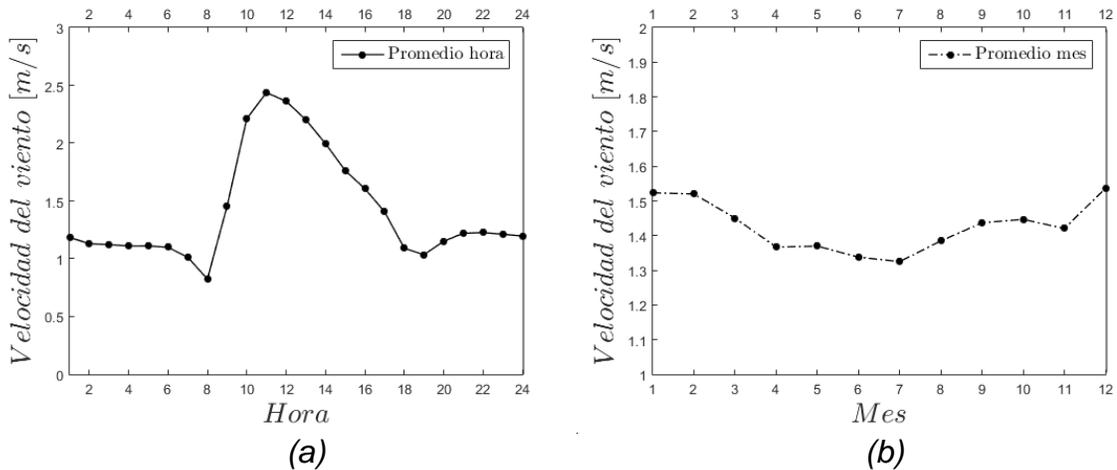


Figura 26 Velocidad promedio del viento por (a) hora y por (b) mes en Ocaña, Norte de Santander - Fuente: El autor

En la Tabla 15 se encuentran incluidos los estadísticos descriptivos estimados para los históricos de velocidad de viento evaluados para Abrego, Ocaña y Tibú. Con estos estadísticos se puede corroborar que las mayores velocidades se dan en Abrego, luego Tibú y por último Ocaña, deducción que sale del análisis de valores como la media, la mediana y de la desviación estándar, pues, al tenerse una

desviación estándar de 1.81 para los datos de velocidad de viento de Abrego permite establecerse que hay velocidades muy superiores a la media.

Otro valor importante a resaltar de la Tabla 15 es el del curtosis para los datos de Tibú, el cuál es mayor que los otros dos curtosis, y que permite evidenciar que hay una mayor cantidad de datos de velocidad de viento de Tibú más próximos a la media. En cuanto a los coeficientes de asimetría (todos positivos), con estos valores se puede constatar que la mayoría de datos, en cada una de las zonas pre-seleccionadas, están por debajo de la velocidad de viento promedio.

Tabla 15 Estadísticos descriptivos para el historico de velocidad de viento en Abrego, Ocaña y Tibú. A excepción del curtosis y coeficiente de asimetría, las unidades de los demás estadísticos están en m/s - Fuente: El autor

Estadístico	Municipio		
	Abrego	Ocaña	Tibú
Vel. Máxima	11.3	4.8	9.9
Vel. Mínima	0	0	0
Media	2.53	1.42	1.72
Mediana	1.6	1.2	1.6
Moda	1.3	1	1.3
Varianza	3.26	0.46	0.78
Desviación Estándar	1.81	0.68	0.89
Curtosis	0.33	1.28	4.31
Asimetría	1.18	1.29	1.35

Además de los datos de las dos fuentes anteriores, se verifico cuál es en promedio la velocidad máxima y mínima en cada mes del año, en cada municipio, de acuerdo a los atlas interactivos de viento de libre acceso en la página web del IDEAM <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>, tal como se observa en la Figura 27, Figura 28 y Figura 29.

Teniendo en cuenta los datos de la Figura 27, Figura 28 y Figura 29 que las mayores velocidades se registran en Abrego y Ocaña, y en menor proporción en Tibú. Aunque se mantiene la tendencia para los datos de velocidad de viento de Ocaña, es decir, mayores velocidades en los meses de diciembre y enero, y menores a mitad de año, las velocidades observadas en los Atlas Interactivos, tanto las máximas como las mínimas, son muy superiores a los históricos suministrados por el IDEAM y analizados por el autor.

Velocidad de Viento de Abrego - Norte de Santander

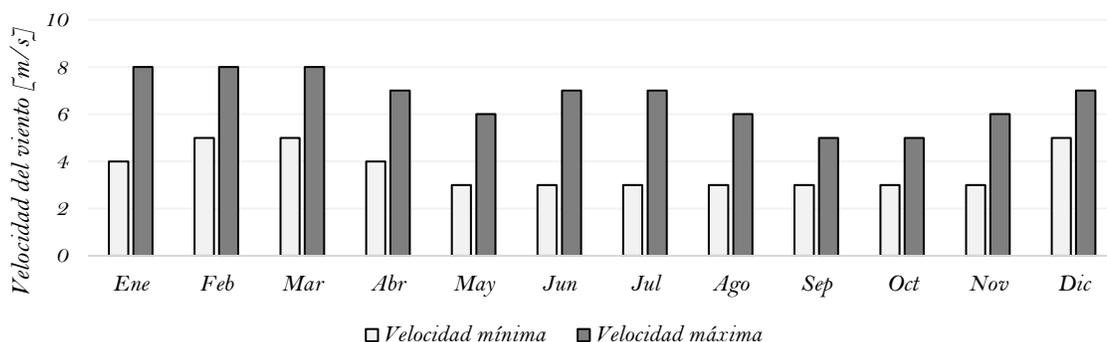


Figura 27 Velocidad mínima y maxima que en promedio se dan en Abrego - Norte de Santander - Fuente: El autor con base a <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

Velocidad de Viento de Ocaña - Norte de Santander

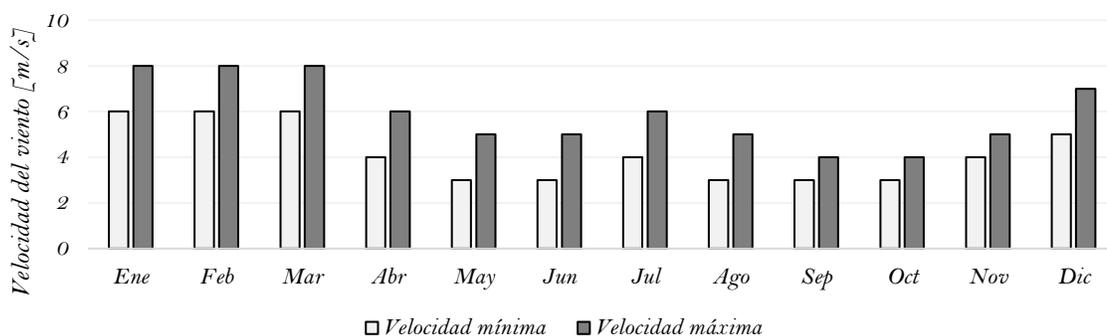


Figura 28 Velocidad mínima y maxima que en promedio se dan en Ocaña - Norte de Santander - Fuente: El autor con base a <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

Velocidad de Viento de Tibú - Norte de Santander

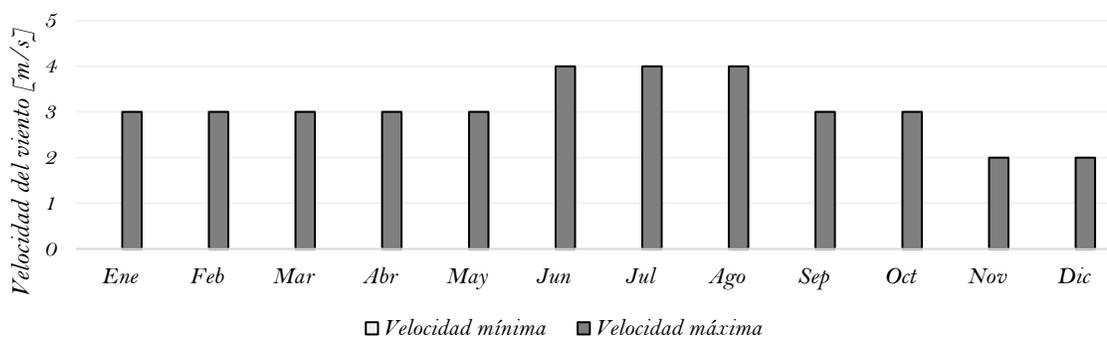


Figura 29 Velocidad mínima y maxima que en promedio se dan en Tibú - Norte de Santander - Fuente: El autor con base a <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

7.1.3. Recurso solar de las zonas pre-seleccionadas

En este apartado se ha determinado la radiación solar y las Horas Solar Pico (HSP, las cuales hacen referencia a la cantidad de horas de sol estándar) para los municipios preseleccionados de la región del Catatumbo. En primera medida, se han tenido en cuenta los promedios multianuales de radiación solar global (HPS) incluidos en el Atlas de Radiación Solar de Colombia, similar a lo hecho por (Haghighat Mamaghani et al., 2016).

De acuerdo al mapa de radiación solar – promedio diario mensual – (véase la Figura 13), para el caso de Abrego se tiene al año, en promedio, la gran mayoría del municipio recibe $4 - 4.5 kWh/m^2$, y un pequeño porcentaje aproximadamente $4.5 - 5 kWh/m^2$. En el municipio de Ocaña se dan durante todo el año $4.5 - 5 kWh/m^2$ en promedio. Y, en cuanto al municipio de Tibú, allí se cuentan con aproximadamente $4 - 4.5 kWh/m^2$. En la Tabla 16 se encuentran incluidos los valores de radiación solar global promedio, para cada mes, en cada uno de los municipios pre-seleccionados., con base al Atlas de Radiación Solar de Colombia, cuya versión corresponde al año 2005.

Tabla 16 Horas de sol estándar promedio diario mensual en Abrego, Ocaña y Tibú - Fuente: El autor con base a (UPME et al., 2005)

Mes	Horas Solar Pico o Radiación Solar Global [kWh/m^2]		
	Abrego	Ocaña	Tibú
Enero	4 - 4.5	4 - 4.5	3.5 - 4
Febrero	4.5 - 5	4.5 - 5	4 - 4.5
Marzo	4 - 4.5	4 - 4.5	4 - 4.5
Abril	4 - 4.5	4 - 4.5	4 - 4.5
Mayo	4 - 4.5	4 - 4.5	4.5 - 5
Junio	4.5 - 5	4.5 - 5	4 - 4.5
Julio	5 - 5.5	5 - 5.5	4.5 - 5
Agosto	4.5 - 5	4.5 - 5	4 - 4.5
Septiembre	4.5 - 5	4.5 - 5	4.5 - 5
Octubre	4.5 - 5	4 - 4.5	4 - 4.5
Noviembre	4 - 4.5	4 - 4.5	3.5 - 4
Diciembre	4 - 4.5	4 - 4.5	3.5 - 4

También se consultó la radiación solar en las zonas de interés a través de los Atlas Interactivos de Radiación del IDEAM, a través de la información de libre acceso de la siguiente página web: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>. En la Figura 30, Figura 31 y Figura 32 se puede apreciar la radiación solar media diaria mensual mínima y máxima para los municipios de Abrego, Ocaña y Tibú, respectivamente.

Radiación Solar Global de Abrego - Norte de Santander

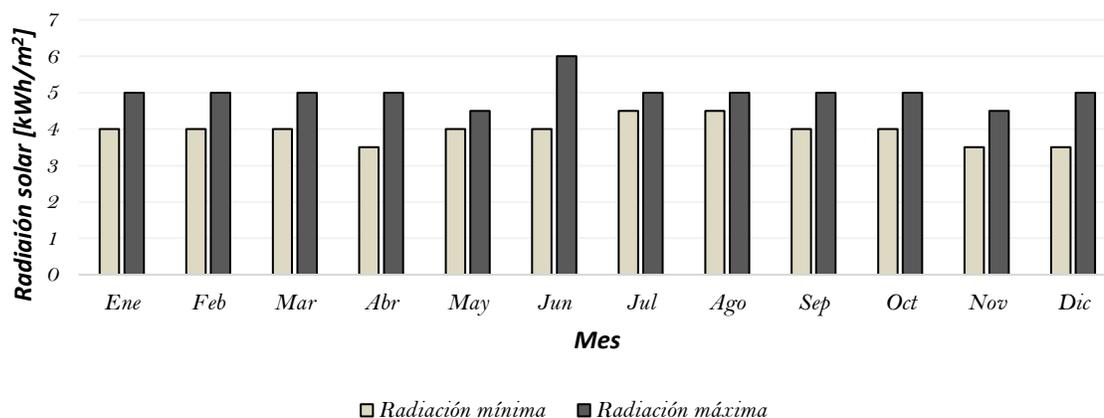


Figura 30 Radiación solar global media diaria mensual en Abrego - Fuente: El autor a partir de <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

Radiación Solar Global de Ocaña - Norte de Santander

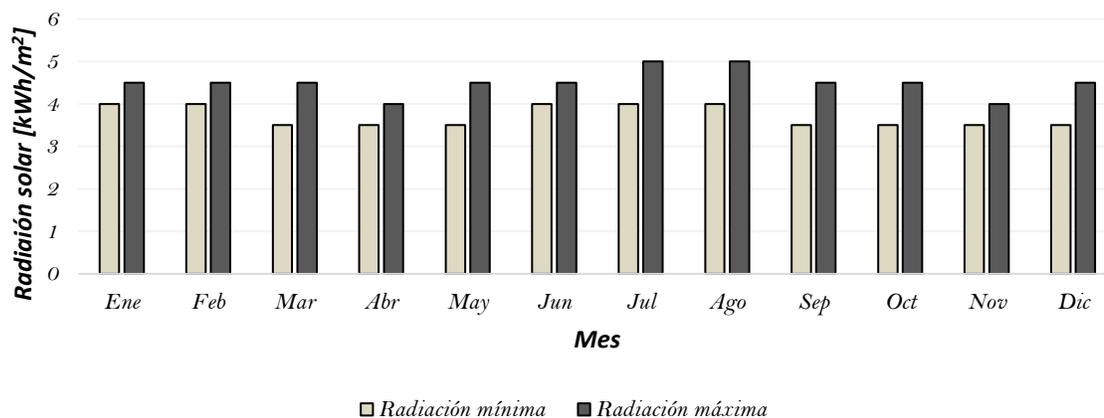


Figura 31 Radiación solar global media diaria mensual en Ocaña - Fuente: El autor a partir de <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

Aunque ambas fuentes consultadas resultan ser confiables, se tendrán en cuenta principalmente los datos obtenidos de los atlas interactivos del IDEAM. Independientemente de lo anterior, con los datos de ambas fuentes se puede observar que Abrego y Ocaña tienen mejor recurso solar que Tibú. En el municipio de Abrego se alcanza el máximo de radiación en junio con 6 kWh/m^2 y una radiación mínima de 3.5 kWh/m^2 en los meses de abril, noviembre y diciembre. En Ocaña la radiación máxima alcanzada en el año es de 5 kWh/m^2 y se da en julio y agosto, y la mínima radiación de marzo a mayo y de septiembre a diciembre con un valor cercano a 3.5 kWh/m^2 . En lo que respecta a Tibú la radiación máxima

alcanzada de 5 kWh/m^2 se presente de julio a septiembre y la mínima en diciembre con un valor cercano a 3 kWh/m^2 .

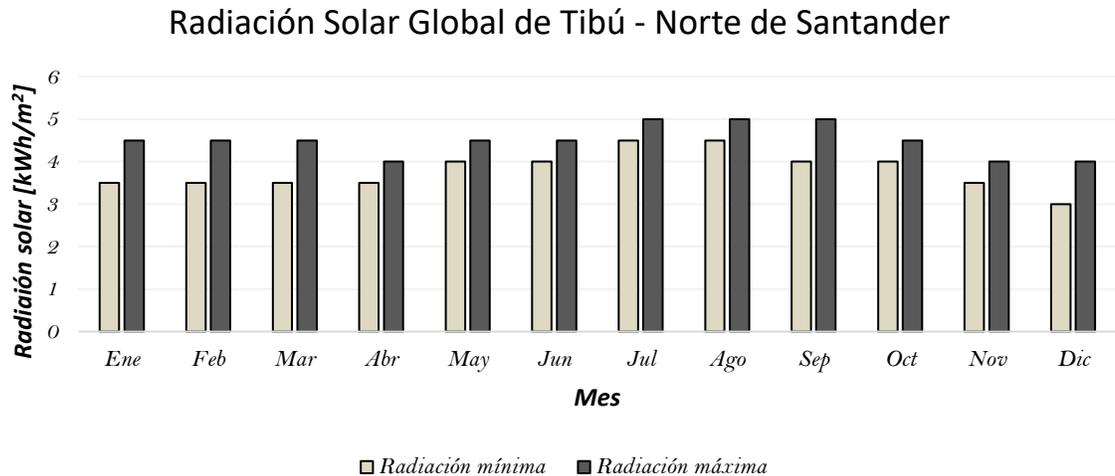


Figura 32 Radiación solar global media diaria mensual en Tibú - Fuente: El autor a partir de <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

De acuerdo a los atlas interactivos de radiación solar de Colombia del IDEAM, en Abrego hay una radiación promedio diaria anual que oscila entre los $4 - 5 \text{ kWh/m}^2$; en Ocaña es de $3.5 - 4.5 \text{ kWh/m}^2$; y en Tibú el rango de radiación solar promedio diario anual es de $4 - 4.5 \text{ kWh/m}^2$

7.2. POTENCIAL ENERGÉTICO DE LOS MUNICIPIOS PRE-SELECCIONADOS

Como fue descrito en apartados anteriores, la ZNI a seleccionar haría parte de aquel municipio con un mayor potencial eólico y solar.

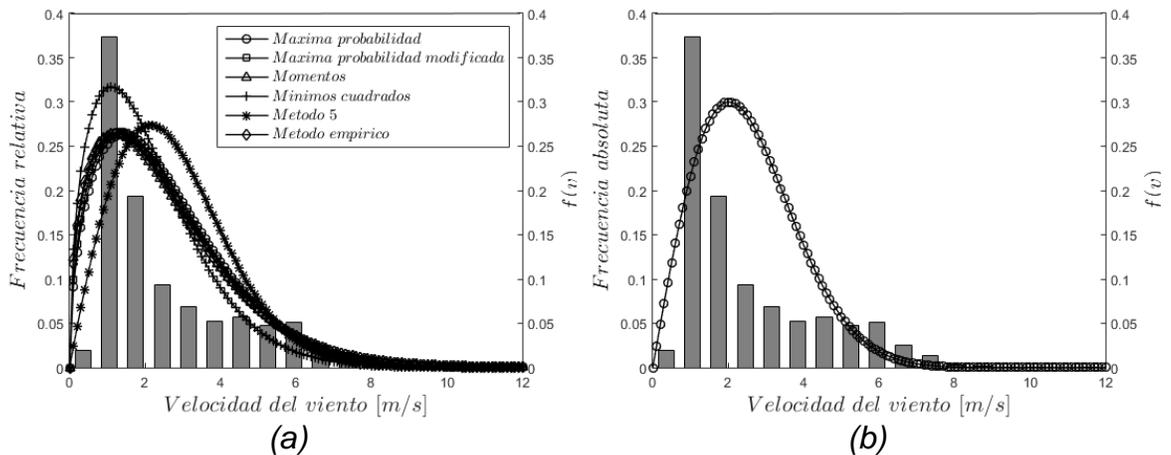
7.2.1. Potencial eólico

Una manera de estimar la energía cinética del viento y potencia eléctrica a extraer por energía eólica es utilizando las ecuaciones 15 y 16, respectivamente; sin embargo, esto sería para una determinada velocidad en cierto instante de tiempo, por lo que no podría estimar la energía eólica disponible considerando todos los registros de velocidad de viento durante un periodo de tiempo. Aunque se podrían emplear para estos cálculos dichas ecuaciones a partir de la velocidad de viento promedio de cada zona, ello restaría precisión a los resultados por no considerar el porcentaje de velocidades que quedan por fuera del estudio, por lo que se consideraron todas las velocidades de viento que probablemente se puedan presentar en cada municipio, una vez se estimaron las FDP que mejor se ajustaron.

7.2.1.1. FDP mejor ajustada para los datos de velocidad de viento de cada municipio.

Para poder calcular el potencial eólico de cada municipio se estimaron las FDP expuestas anteriormente y evaluadas con los parámetros estadísticos, escogiendo para cada municipio aquella cuyo ajuste haya sido mejor. La Figura 33 corresponde a la distribución de Weibull (trazada con los 5 métodos para estimar los parámetros de forma y escala), Rayleigh, Log-Logística y Gamma, para los datos de Abrego; la Figura 34 y Figura 35 son las FDP de Weibull, Rayleigh y Gamma para Ocaña y para Tibú, respectivamente.

En la Tabla 17, Tabla 18 y Tabla 19 se observan los índices de rendimiento para cada uno de los casos de FDP para los registros de Abrego, Ocaña y Tibú, respectivamente. Para el caso de Abrego la FDP *Gamma* fue la que mejor se ajustó; para Ocaña fue la FDP de *Rayleigh* y en cuanto a los datos de Tibú la de mejor ajuste fue la FDP de *Weibull* con el método de máxima probabilidad para calcular los parámetros. La FDP Log-Logística no se ha ajustado a los datos de Ocaña y Tibú ya que el valor de Beta (β) estimado para ambos casos fue < 0 . Con las FDP mejor ajustadas se podrá determinar qué probabilidad hay de que se presente determinada velocidad de viento.



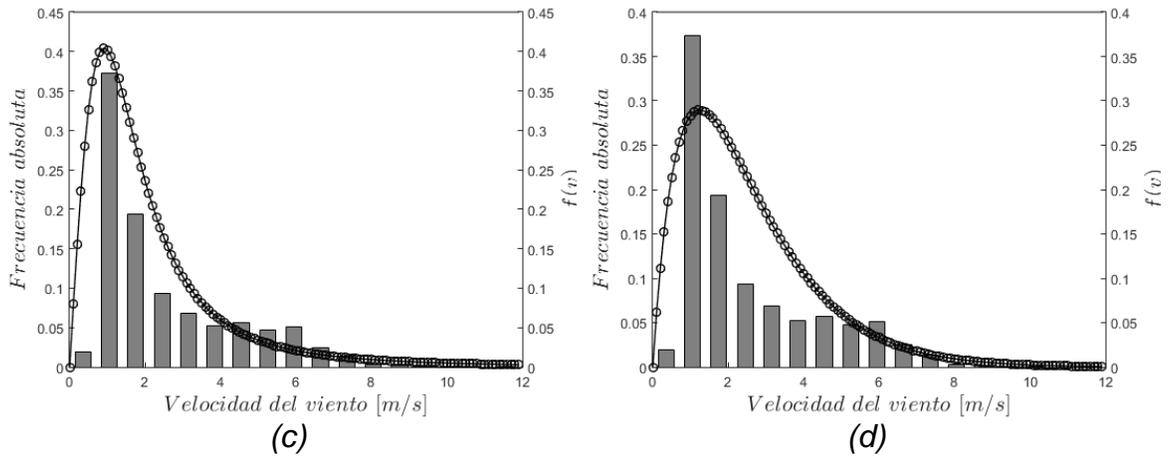


Figura 33 FDP de (a) Weibull, (b) Rayleigh, (c) Log-Logística y (d) Gamma, para los datos de velocidad de viento de Abrego - Fuente: El autor

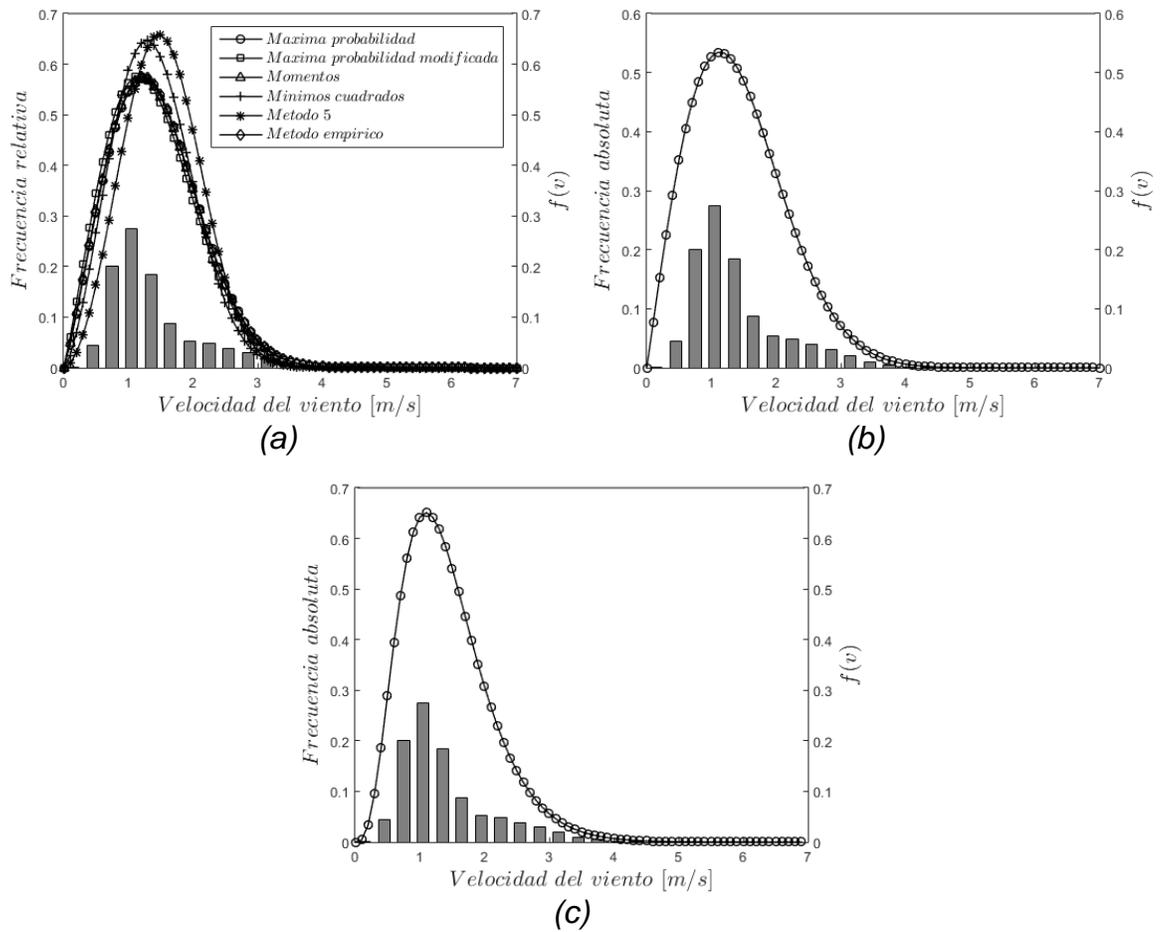


Figura 34 FDP de (a) Weibull, (b) Rayleigh y (c) Gamma, para los datos de velocidad de viento de Ocaña - Fuente: El autor

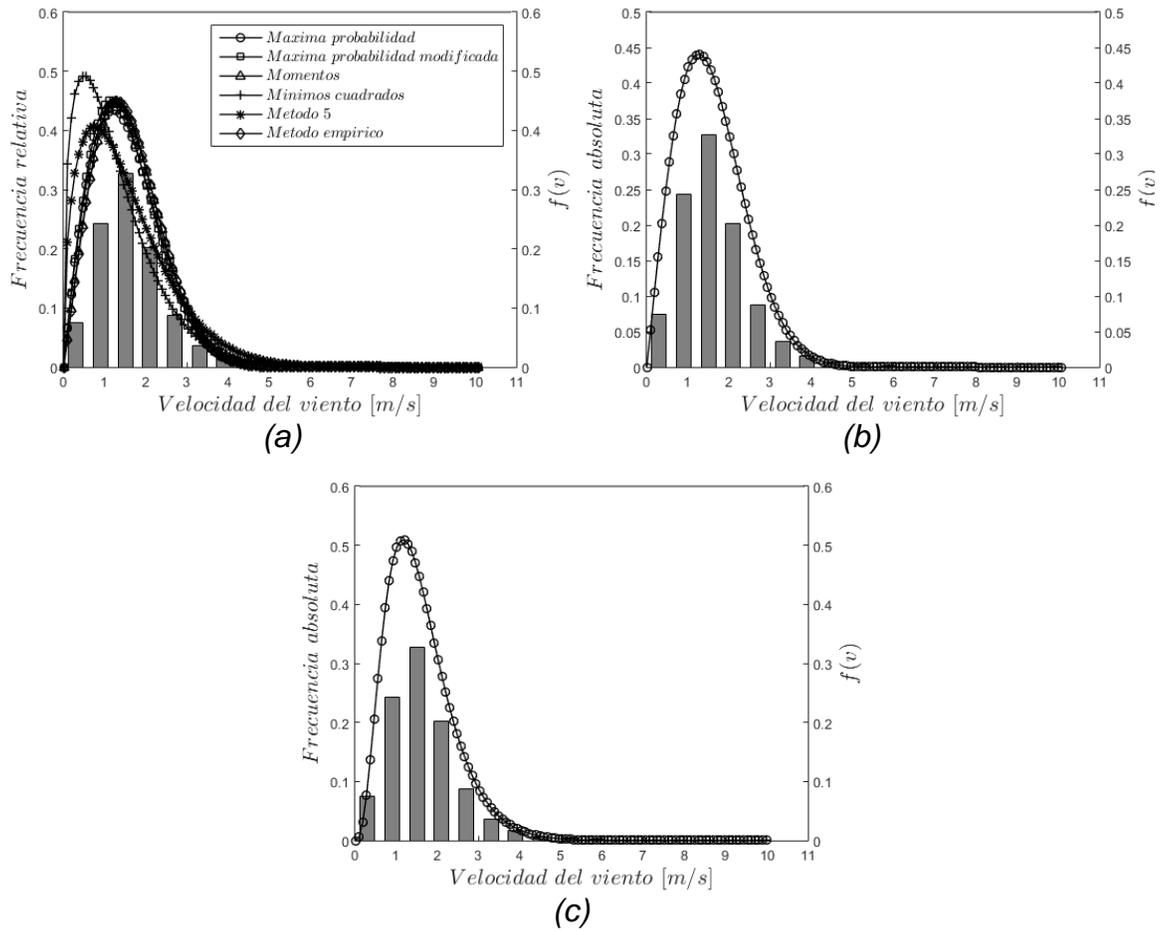


Figura 35 FDP de (a) Weibull, (b) Rayleigh y (c) Gamma, para los datos de velocidad de viento de Tibú - Fuente: El autor

Tabla 17 Índices de rendimiento de las FDP para los registros de velocidad de viento de Abrego - Fuente: El autor

Abrego				
FDP		Índice de rendimiento		
		χ^2	RMSE	R^2
Weibull	MP	0.00511678	0.06719232	0.99990369
	MPM	0.00510185	0.06709423	0.99990397
	MM	0.00511171	0.06715901	0.99990378
	MG	0.00585054	0.07157123	0.99989073
	Método 5	0.00742469	0.08093947	0.99986025
	ME	0.00509296	0.06703576	0.99990414
Rayleigh		0.00703767	0.08138606	0.99985870
Gamma		0.00436329	0.06204811	0.99991787
Log-logística		0.00476116	0.06481531	0.99991038

Tabla 18 Índices de rendimiento de las FDP para los registros de velocidad de viento de Ocaña - Fuente: El autor

Ocaña				
FDP		Índice de rendimiento		
		χ^2	RMSE	R^2
Weibull	MP	0.04800600	0.20495184	0.99440778
	MPM	0.04791799	0.20476387	0.99441803
	MM	0.04783302	0.20458224	0.99442793
	MG	0.05685595	0.22304475	0.99337685
	Método 5	0.06294393	0.23468263	0.99266766
	ME	0.04829293	0.20556342	0.99437436
Rayleigh		0.04068271	0.19529476	0.99492236
Gamma		0.05123017	0.21172245	0.99403220
Log-logística		0.19557277	0.41367399	0.97721775

Tabla 19 Índices de rendimiento de las FDP para los registros de velocidad de viento de Tibú - Fuente: El autor

Tibú				
FDP		Índice de rendimiento		
		χ^2	RMSE	R^2
Weibull	MP	0.00550699	0.06941626	0.99985490
	MPM	0.00590824	0.07190072	0.99984433
	MM	0.00572591	0.07078262	0.99984913
	MG	0.01410564	0.11109653	0.99962836
	Método 5	0.00744120	0.08069108	0.99980394
	ME	0.00580792	0.07128767	0.99984697
Rayleigh		0.00522281	0.06997421	0.99985256
Gamma		0.01810379	0.12586032	0.99952096
Log-logística		0.13594605	0.34489534	0.99641824

7.2.1.2. Energía eólica disponible.

Para los cálculos de potencia eólica disponible se consideró la altura promedio de cada municipio más los 10 m a los que estará el rotor. Teniendo en cuenta que la presión atmosférica de un lugar es función de la altura y la temperatura, para mayor precisión a la investigación se calculó dicha presión con la siguiente ecuación:

$$P_{atm} = (P_{atm,0}) \exp\left(\frac{(-g)z}{R_{air}T_{amb}}\right) \quad [Pa] \quad (70)$$

Donde $P_{atm,0}$ es la presión atmosférica al nivel del mar en pascales; además de ello, será calculada la densidad del aire para cada zona con base a la temperatura promedio anual de cada municipio de acuerdo al Mapa de Distribución de la

Temperatura Media Anual del IDEAM. Para el cálculo de la potencia eólica (P_{eW}) por unidad de área, en esta primera etapa se omitió por ahora el coeficiente de máxima potencia (C_p), ya que este depende del aerogenerador seleccionado; lo que si se incluyo fue la teoría del Límite o Ley de Betz, la cual dice que solo el $16/27 \approx 59\%$ de la energía cinética del viento disponible se puede convertir en energía mecánica y luego en energía eléctrica. Por lo que la ecuación 16, para estos primeros cálculos, quedo transformada en la siguiente expresión:

$$P_{eW} = \frac{1}{2} \rho v_p^3 (16/27) \quad [W/m^2] \quad (71)$$

Para el cálculo de la densidad de energía eólica por unidad de área, se empleó la ecuación 40; pero, como para cada conjunto de datos se ajustó una FDP diferente, la formulación matemática de $f(v)$ sería distinta en cada caso, lo que llevo a que la ecuación 40 se reescribiera para Abrego, Ocaña y Tibú como sigue a continuación, respectivamente:

$$P_W = \int_0^{11.3} P_{eW} \frac{\lambda^{r_g} v^{r_g-1} \exp^{-\lambda v}}{\Gamma(r_g)} dv \quad (72)$$

$$P_W = \int_0^{4.8} P_{eW} \frac{\pi}{2} \left(\frac{v}{\bar{v}}\right) \exp\left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{\bar{v}}\right)^2\right] dv \quad (73)$$

$$P_W = \int_0^{9.9} P_{eW} \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] dv \quad (74)$$

Los límites de integración de las ecuaciones anteriores corresponden a las velocidades máxima y mínima registradas en cada una de las zonas. En la Tabla 20 están las densidades de energía eólica disponible en cada municipio; así como la cantidad de energía eólica aprovechable por cada mes y al año en cada municipio, teniendo en cuenta que dicha densidad de energía podría ser aprovechable durante 10, 9 y 18 horas al día (de acuerdo a la velocidad de viento promedio mensual mínima) para Abrego, Ocaña y Tibú, respectivamente. Por practicidad, se podría considerar las velocidades promedio al año y la temperatura promedio anual, y con estos dos valores determinar la presión atmosférica y densidad del aire; pero en este trabajo se ha calculado cada uno de estos valores mensualmente y luego se ha hecho la sumatoria para determinar la energía aprovechable al año y así garantizar un mayor nivel de confiabilidad en los resultados, así como para tener una noción más clara de que mes se podrá obtener una mayor producción de energía.

Los parámetros de las ecuaciones anteriores son: $\lambda = 0.776599$; $r_g = 1.968181$; $\Gamma(r_g) = 0.986961$; $k = 1.9184$ y $c = 1.9204$.

Tabla 20 Densidad de Energía Eólica en Abrego, Ocaña y Tibú - Fuente: El autor

Abrego						
$R_{air} = 287.1019337 \text{ [J/kg.K]}$			$z = 1408 \text{ [m]}$		$Horas/día = 10$	
Mes	Vel. promedio [m/s]	Temp. Promedio [K]	Presión Atmos. [Pa]	Densidad del aire [kg/m ³]	Potencia eólica [W/m ²]	Densidad enr. Eólica [W/m ² .mes]
Enero	2.4106667	291.15	85892.096	1.0275436	4.2651862	1279.5558
Febrero	2.5490000	292.15	85940.691	1.0246058	5.0279686	1508.3906
Marzo	2.6205000	293.15	85988.981	1.0216844	5.4474782	1634.2434
Abril	2.4978333	293.15	85988.981	1.0216844	4.7177332	1415.3199
Mayo	2.3821667	295.15	86084.660	1.0158904	4.0690171	1220.7051
Junio	2.3946667	295.15	86084.660	1.0158904	4.1334082	1240.0224
Julio	2.7766667	294.15	86036.970	1.0187793	6.4621584	1938.6475
Agosto	2.6145000	294.15	86036.970	1.0187793	5.3947621	1618.4286
Septiemb.	2.3376667	293.15	85988.981	1.0216844	3.8671477	1160.1443
Octubre	2.4725000	293.15	85988.981	1.0216844	4.5756406	1372.6922
Noviemb.	2.3700000	292.15	85940.691	1.0246058	4.0413651	1212.4095
Diciembre	2.4076667	291.15	85892.096	1.0275436	4.2492824	1274.7847
Densidad de energía eólica anual [kWh/m ² .año]						16.875344
Densidad de energía eólica anual incluyendo $f(v)$ [kWh/m ² .año]						17.714554
Ocaña						
$R_{air} = 287.1019337 \text{ [J/kg.K]}$			$z = 1212 \text{ [m]}$		$Horas/día = 9$	
Mes	Vel. promedio [m/s]	Temp. Promedio [K]	Presión Atmos. [Pa]	Densidad del aire [kg/m ³]	Potencia eólica [W/m ²]	Densidad enr. Eólica [W/m ² .mes]
Enero	1.523475	292.15	87933.516	1.0483648	1.0983598	296.55716
Febrero	1.520090	294.15	88018.308	1.0422407	1.0846813	292.86396
Marzo	1.450410	294.15	88018.308	1.0422407	0.9422510	254.40778
Abril	1.367028	295.15	88060.303	1.0392051	0.7866104	212.38482
Mayo	1.369685	295.15	88060.303	1.0392051	0.7912060	213.62563
Junio	1.337820	295.15	88060.303	1.0392051	0.7377259	199.06014
Julio	1.324995	295.15	88060.303	1.0392051	0.7162592	193.38998
Agosto	1.384720	296.15	88102.035	1.0361868	0.8151737	220.09692
Septiemb.	1.437125	296.15	88102.035	1.0361868	0.9112718	246.04339
Octubre	1.446948	296.15	88102.035	1.0361868	0.9300859	251.12320
Noviemb.	1.420595	295.15	88060.303	1.0392051	0.8827512	238.34283
Diciembre	1.536210	293.15	87976.046	1.0452939	1.1228362	303.16577
Densidad de energía eólica anual [kWh/m ² .año]						2.9210616
Densidad de energía eólica anual incluyendo $f(v)$ [kWh/m ² .año]						2.866752
Tibú						
$R_{air} = 287.1019337 \text{ [J/kg.K]}$			$z = 85 \text{ [m]}$		$Horas/día = 18$	
Mes	Vel. promedio [m/s]	Temp. Promedio [K]	Presión Atmos. [Pa]	Densidad del aire [kg/m ³]	Potencia eólica [W/m ²]	Densidad enr. Eólica [W/m ² .mes]
Enero	1.6433024	300.15	100349.26	1.1645006	1.5311524	826.82232
Febrero	1.5884654	300.15	100349.26	1.1645006	1.3829272	746.78068
Marzo	1.5761530	301.15	100352.49	1.1606711	1.3465749	727.15046

Abril	1.7347691	301.15	100352.49	1.1606711	1.7953967	969.51426
Mayo	1.6886871	302.15	100355.69	1.1568666	1.6506579	891.35529
Junio	1.7885766	302.15	100355.69	1.1568666	1.9612466	1059.0732
Julio	1.8544182	303.15	100358.87	1.1530870	2.1787702	1176.5359
Agosto	1.9518897	303.15	100358.87	1.1530870	2.5407044	1371.9803
Septiemb.	1.8232289	300.15	100349.26	1.1645006	2.0911712	1129.2324
Octubre	1.6425720	299.15	100346.02	1.1683555	1.5341737	828.45383
Noviemb.	1.6281850	299.16	100346.02	1.1683555	1.4942129	806.45383
Diciembre	1.5333889	300.15	100349.26	1.1645006	1.2440074	671.76402
Densidad de energía eólica anual $[kWh/m^2.año]$						11.205537
Densidad de energía eólica anual incluyendo $f(v)$ $[kWh/m^2.año]$						11.419704

De los resultados de la Tabla 20 se aprecia que para Abrego, el mes con más y menos energía aprovechable es julio y noviembre, respectivamente; para el caso de Ocaña el mes con mayor cantidad de energía aprovechable es diciembre y julio con la menor cantidad de energía; en Tibú se puede aprovechar la mayor cantidad de energía agosto y en sentido opuesto en diciembre. La sumatoria de densidades de energía eólica mensuales discrepan de la densidad de energía eólica, calculada con las ecuaciones 73, 74 y 75, según corresponda, a raíz del valor de desviación estándar para cada conjunto de datos. Teniendo en cuenta los cálculos llevados a cabo, se determinó que el municipio de Abrego es el que tiene un mayor potencial de energía eólica, seguido de Tibú y Ocaña.

7.2.2. Potencial solar

Para determinar el potencial solar anual de cada municipio se consideró la sumatoria de las horas de sol estándar promedio de cada mes, omitiendo en esta etapa datos adicionales como potencia pico, ángulo de inclinación, factor de corrección y degradación, ya que dichas variables están directamente relacionadas con el módulo fotovoltaico a seleccionar. Partiendo de lo anterior, la energía solar que puede ser aprovechada en cada municipio se observa en la Tabla 21, cuyos resultados corresponden a las radiaciones solares globales mínimas encontradas en los Atlas Interactivos del Ideam y el Atlas de Radiación Solar de Colombia. De la misma manera que para los cálculos eólicos, se tuvo en cuenta cada mes con 30 días.

Tabla 21 Radiación Solar Global promedio anual para Abrego, Ocaña y Tibú - Fuente: El autor

Radiación Solar Global						
Mes	Abrego		Ocaña		Tibú	
	Promedio diario $[kWh/m^2.día]$	Promedio mensual $[kWh/m^2.mes]$	Promedio diario $[kWh/m^2.día]$	Promedio mensual $[kWh/m^2.mes]$	Promedio diario $[kWh/m^2.día]$	Promedio mensual $[kWh/m^2.mes]$

Enero	4	120	4	120	3.5	105
Febrero	4	120	4	120	3.5	105
Marzo	4	120	3.5	105	3.5	105
Abril	3.5	105	3.5	105	3.5	105
Mayo	4	120	3.5	105	4	120
Junio	4	120	4	120	4	120
Julio	4.5	135	4	120	4.5	135
Agosto	4.5	135	4	120	4	120
Septiem.	4	120	3.5	105	4	120
Octubre	4	120	3.5	105	4	120
Noviem.	3.5	105	3.5	105	3.5	105
Diciem.	3.5	105	3.5	105	3.5	105
Promedio anual [$kWh/m^2 \cdot año$]		1425		1335		1365

En cuanto al potencial solar, su comportamiento es muy similar en los municipios considerados en el presente estudio, con variaciones de apenas un 6% en la cantidad de energía solar disponible de un municipio a otro. Cuando se hayan seleccionado los equipos la generación del sistema solar será muy inferior a los datos registrados Tabla 21 a raíz de la baja eficiencia que caracteriza los módulos solares y las pérdidas que se dan en toda instalación fotovoltaica.

7.2.3. Energía total disponible por municipio

Como se detalló en el apartado anterior, en todos los municipios la energía solar disponible es muy superior al total de energía eólica disponible. La energía total (eólica + solar) promedio anual disponible, por unidad de área, para cada municipio; el porcentaje de la energía total que está representada por cada recurso, calculadas a partir de las ecuaciones 3 y 4, así como la cantidad de veces está contenida la energía eólica disponible en la solar disponible (factor de proporción), para cada municipio, se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 22 Porcentaje de energía eólica y solar con respecto al total de energía disponible para los municipios de Abrego, Ocaña y Tibú. *Dicho factor hace referencia a cuantas veces de la energía eólica disponible se necesitaría para poder obtener la energía solar disponible – Fuente: El autor

	Abrego	Ocaña	Tibú
Energía disponible [$kWh/m^2 \cdot año$]	1442.2949	1337.6294	1376.3126
% disponible por energía eólica	1.1991	0.2163	0.8220
% disponible por energía solar	98.8009	99.7837	99.1780
Factor proporción*	82.39	461.31	120.7

7.3. ZNI SELECCIONADA

Por información suministrada directamente por la Alcaldía de Ocaña y la Secretaria de Desarrollo Rural de esta misma entidad, se ha verificado que en este municipio no se cuenta con ZNI's, según dichas dependencias el 100% de las veredas y corregimientos (zonas rurales) cuentan con suministro de energía eléctrica, es decir, hacen parte del SIN. De la misma manera, de acuerdo al último Índice de Cobertura de Energía Eléctrica presentado por la UPME, correspondiente al año 2018, y publicado el 30 de diciembre de 2019, no se cuenta con Zonas No Interconectadas, sino casos de viviendas que son reportadas como “colas” o “cabeza” sin energía. En vista de no contarse con ZNI's formalmente definidas, se consideró como demanda a abastecer, al grupo de viviendas que no cuentan con servicio de energía eléctrica. Por consiguiente, partiendo de la premisa anterior, la ZNI seleccionada será el grupo de viviendas sin energía eléctrica, de determinado municipio, cuya demanda podría ser abastecida por el diseño del SHDER de la presente investigación.

Aclarado lo anterior, y teniendo en cuenta la cantidad de viviendas sin servicio de energía eléctrica en los municipios de Abrego, Ocaña y Tibú, de acuerdo a la UPME (Tabla 23) y el DANE (véase la Tabla 24), la ZNI seleccionada para el presente trabajo corresponde a las **314 viviendas de la cabecera municipal de Tibú que no cuentan con servicio de energía eléctrica**. Si bien es cierto que en Abrego el recurso renovable, solar y eólico, es aproximadamente un 5% mayor que en Tibú, diferencia marcada por la disponibilidad de recurso eólico en Abrego, es precisamente en el municipio de Tibú donde se concentra una mayor demanda sin abastecer, y por las dificultades sociales y económicas de la zona, requiere que sea en esta zona del Catatumbo se empiecen a encaminar más investigaciones, trabajos y proyectos de energías no convencionales.

Además, se enfatiza en que sean las viviendas de la cabecera municipal, ya que, aunque el 92% de las viviendas sin servicio eléctrico están en zonas distintas a la cabecera municipal, la extensión territorial del municipio es la más grande del departamento, situación que llevaría a que hubiese un alto nivel de incertidumbre en la caracterización del sistema desde lo técnico y desde lo económico, pues de estar muy dispersas las viviendas se incurrirían en mayores costos por conexión (extensión de redes).

Tabla 23 Índice de Cobertura de Energía Eléctrica 2018 para los municipios de interés. Metodología UPME, publicado diciembre 30 de 2019 - Fuente: ICEE 2018

Municipio	Viviendas Sin Servicio (VSS)			Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE)		
	VSS Cabecera Municipal	VSS Resto	VSS Totales	ICEE Cabecera Municipal	VSS Resto	ICEE Total

Abrego	3	501	504	99.94%	88.42%	94.45%
Ocaña	257	137	394	99.23%	96.03%	98.93%
Tibú	302	3622	3924	96.25%	62.31%	77.78%

Tabla 24 índice de Cobertura de Energía Eléctrica 2018 para los municipios de interés. Censo Nacional de Población y Vivienda 2018 - Fuente: DANE

Municipio	Viviendas Sin Servicio (VSS)		
	VSS Cabecera Municipal	VSS Resto Rural	VSS Totales
Abrego	4	507	511
Ocaña	299	164	463
Tibú	314	3732	4046

7.3.1. Demanda a abastecer

Una metodología empleada y que garantiza un mayor nivel de confiabilidad en la estimación de la demanda de energía eléctrica consiste en determinar las cargas o aparatos eléctricos que se necesita y el tiempo de uso de estos. Sin embargo, ello no pudo ser aplicado en la zona de estudio ya que, por requerirse hacer dichas estimaciones de manera presencial, los habitantes se negaron a brindar apoyo al autor por cuestiones de seguridad en el municipio.

Aunque hay entidades que manejan la información de demanda de energía eléctrica, no se encontró información precisa por parte de las entidades públicas que se encargan de recopilar información poblacional en el país, ni por parte de las empresas prestadoras y comercializadoras de energía eléctrica en Norte de Santander, con respecto al consumo promedio de energía en los municipios del Catatumbo (per cápita y por vivienda), haciendo énfasis en Tibú.

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, como alternativa para calcular, aproximadamente, la demanda que en promedio se deberá cubrir por el SDER, se tuvo en cuenta el consumo promedio per cápita a nivel residencial expuestos por la UPME ($kWh/persona$), cuya información se encuentra contenida en el informe de Proyección Regional de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia publicado por la UPME a corte de abril de 2019. De tal manera que la demanda a abastecer fuese el producto entre este valor, la cantidad de familias de la cabecera municipal de Tibú sin energía eléctrica, y el número promedio de personas por familia en la cabecera municipal de municipio, de acuerdo al censo llevado a cabo por el DANE en el municipio en el año 2018, tal como se muestra a continuación:

$$\bar{P}_{dem} = (VSS)(P_{dem,cápita})(N_{h,VSS}) \quad [kWh] \quad (75)$$

Donde VSS son la cantidad de familias sin servicio de energía eléctrica en la cabecera municipal de Tibú; $P_{dem,cápita}$ la demanda promedio de energía eléctrica per cápita en la región oriente [$kWh/per\ Cápita \cdot año$]; y $N_{h,VSS}$ el número de habitantes por familia, en promedio, en una vivienda de la cabecera municipal de Tibú. Por lo que la demanda a abastecer, al año, es la siguiente:

$$\bar{P}_{dem} = (314 \text{ familias}) \left(499 \frac{kWh}{\text{persona.año}} \right) \left(3.2 \frac{\text{personas}}{\text{familia}} \right)$$

$$\bar{P}_{dem} = 501395.2 \frac{kWh}{año}$$

7.4. CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DEL SHDER

7.4.1. Marco legal

A continuación, en la Tabla 25, se encuentran algunas de las leyes, reformas, decretos y resoluciones más importantes que rigen en Colombia en cuanto al incentivo, promoción y regulación de las energías renovables.

Tabla 25 Reglamentación vigente en Colombia en cuanto a energías renovables no convencionales

MARCO LEGAL	
Ley, reforma, Decreto	Descripción
Decreto 2106 del 22 de noviembre de 2019	la UPME también certificaría IVA y Arancel, es decir que los cuatro beneficios los certificaría la Unidad de Planeación Minero Energética (Renta, IVA, Arancel y Depreciación acelerada).
Ley 1955 de 2019 (artículo 174)	- Modifíquese el artículo 11 de la Ley 1715 de 2014, el cual quedará así: INCENTIVOS A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON FUENTES NO CONVENCIONALES - FNCE. Como Fomento a la Investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la producción de energía eléctrica con FNCE y la gestión eficiente de la energía, los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido, tendrán derecho a deducir de su renta, en un período no mayor de 15 años, contados a partir del año gravable siguiente en el que haya entrado en operación la inversión, el 50% del total de la inversión realizada. El valor a deducir por este concepto en ningún caso podrá ser superior al 50% de la Renta Líquida del contribuyente, determinada antes de restar el valor de la inversión.

<p>Integración de las Energías Renovables No Convencionales en Colombia</p>	<p>realizado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) (UPME y BID, 2015). En dicho estudio, se realiza un análisis de las oportunidades de promoción de alternativas como la energía eólica, solar, biomasa y geotérmica, y las opciones para la promoción de soluciones en las zonas no interconectadas (ZNI).</p>
<p>Ley 1715 de 2014 (Correa Flórez, Marulanda García, & Panesso Hernández, 2016) (Rodríguez Manrique, Cadena Monroy, & Aristizábal Cardona, 2015)</p>	<p>“por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional”</p> <p>Incentivos a la generación de energías no convencionales: fomento a la investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la producción y utilización de energía a partir de FNCE, la gestión eficiente de la energía.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido, tendrán derecho a reducir anualmente de su renta por los 5 años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, el 50 % del valor total de la inversión realizada en energía solar fotovoltaica. -Disminución del 50% del valor de la renta, a quienes estén obligados a declarar y hayan invertido en energía renovables no convencionales. <p>Incentivo arancelario: las personas naturales o jurídicas que a partir de la vigencia de esta ley sean titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos de FNCE, gozarán de exención del pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipos materiales e insumos que no sean producidos por la industria nacional y su único medio de adquisición esté sujeto a la importación de los mismos. Esta deberá ser solicitada a la DIAN, 15 días hábiles antes de la importación.</p> <p>Incentivo contable: depreciación acelerada de activos. La actividad de generación de electricidad a partir de FNCE, gozará del régimen de depreciación acelerada, menor o igual al 20% como tasa global anual.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Los equipos, maquinaria y obras civiles destinadas a proyectos de generación basados en fuentes de energía no convencionales gozarán de depreciación acelerada.
<p>Ley 09 de 2012 – Por medio de la cual se promueve e incentiva el uso de paneles solares y paneles fotovoltaicos</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Se devolverá cierto porcentaje del IVA a las constructoras que adquieran e incluyan paneles solares. - Se promueve el uso de módulos solares en entidades públicas, privadas y zonas no interconectadas.
<p>Resolución 18 0919 de junio de 2010</p>	<p>Se promueve el uso de energías alternativas</p>

Ley 1099 de 2006; Artículo 12, Decreto 1124 de 2008	Se introdujo la posibilidad de que con los recursos del FAZNI que se otorguen para financiar un proyecto en una ZNI se reembolsen parcial o totalmente los costos de pre-inversión de dicho proyecto, que pueden ser los costos de diseñar los pliegos para participar en las invitaciones públicas, así como los costos de estudios y diseños. Este reembolso no puede exceder el 15% del costo total de las obras propuestas para la energización de la ZNI (Flórez Acosta, Tobón Orozco, & Castillo Quintero, 2009).
Ley 939 de 2004	Mediante sus artículos 8 y 9, exime al biocombustible de origen vegetal o animal que sea mezclado con ACPM para ser usado en motores diésel del impuesto al valor agregado (IVA) y del impuesto global al ACPM (Flórez Acosta et al., 2009).
Ley 812 de 2003	Permite destinar los recursos otorgados para reducir las tarifas al público de los estratos 1, 2 y 3 de las ZNI, en forma de subsidios de inversión o para financiar los costos de combustible necesarios para poner en marcha plantas generadoras (Flórez Acosta et al., 2009).
Decreto 3652 y 3683 de 2003	Se establece el programa Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía no Convencionales
Ley 788 de 2002	Artículo 18: Adicionó al estatuto tributario como renta exenta la derivada de la venta de energía eléctrica generada a partir de fuentes alternativas como eólica, solar, biomasa o residuos agrícolas. La exención se otorga durante 15 años, bajo las siguientes condiciones: (a) que se vendan certificados de emisión de dióxido de carbono, de acuerdo con los términos del Protocolo de Kioto, y (b) que mínimo el 50% de los ingresos derivados de la venta de certificados de reducción de emisiones se inviertan en obras que beneficien a la región donde opera el generador. Artículo 95: Admitió la importación de maquinaria y equipos de actividades que produzcan certificados de reducción de emisiones (Flórez Acosta et al., 2009).
Ley 756 de 2002	Se estableció designar un 40% del 15% de los recursos del Fondo Nacional de Regalías destinados al proyecto de energización, para adelantar proyectos en las ZNI, durante 15 años (Flórez Acosta et al., 2009).
Ley 697 de 2001	Incentivo tributario IVA: los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la pre-inversión o inversión para la producción y utilización de energía a partir de las fuentes no convencionales, así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos estarán excluidos de IVA. Reconocimiento público: el gobierno nacional creará distinciones para personas naturales o jurídicas, que se destaquen en el ámbito nacional en aplicación del URE,

	<p>las cuales se otorgarán anualmente. El Ministerio de Minas y Energía dará amplio despliegue a los galardonados en los medios de comunicación más importantes del país. Generales: el gobierno nacional establecerá los incentivos e impondrá las sanciones de acuerdo con el programa de uso racional y eficiente de la energía y demás formas de energía no convencionales, de acuerdo a las normas legales vigentes.</p>
Ley 681 de 2001	<p>Se introdujo la excepción al cobro del impuesto para el combustible utilizado para la generación de electricidad en las ZNI (Flórez Acosta et al., 2009).</p>
Ley 633 de 2000 (artículos 81-83)	<p>Se creó el FAZNI con el objetivo de financiar los planes, programas y proyectos de inversión en infraestructura energética en las ZNI, propuestos y presentados por los entes territoriales, por las Empresas Prestadoras del Servicio de Energía Eléctrica y por el Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas para las ZNI. Sus recursos provienen (artículo 81) de las transacciones realizadas en el mercado mayorista de energía: “por cada kilovatio hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista, el administrados del sistema de intercambios comerciales (ASIC) recaudará un peso (\$1,00) m/cte., con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la energización de ZNI (Flórez Acosta et al., 2009). El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las ZNI (IPSE) quedo encargado de viabilizar los proyectos de energización de las ZNI que las entidades presentaran al Fondo Nacional de Regalías y de inscribirlos al banco de proyectos del Departamento Nacional de Planeación. Eximir a los proyectos de energización de las ZNI del pago de estampillas o impuestos del orden territorial.</p>
Resoluciones 77 y 133 de 1997 de la CREG	<p>“Concedieron un período de gracia de 6 meses a las empresas prestadoras del servicio en las ZNI que se interconecten al SIN para que se adapten a este: la primera resolución da este plazo para que la empresa calcule el costo base de comercialización y, mientras tanto, permite a la empresa continuar sujeta a las tarifas de las ZNI; la segunda permite a las empresas, en dicho plazo, continuar contratando directamente la energía necesaria para cubrir la demanda” (Flórez Acosta et al., 2009).</p>
Ley 223 de 1995 (artículo 4)	<p>Se eximio del cobro de impuesto a las ventas a los equipos y elementos nacionales o importados que sean destinado a la “construcción, instalación, montaje y operación de sistemas de control y monitoreo, necesarios para el cumplimiento de las disposiciones, regulaciones y estándares ambientales vigentes”. Y se creó un impuesto</p>

	global para la gasolina y el ACPM (Flórez Acosta et al., 2009).
Ley 143 de 1994	Por la cual se establece a las entidades como la UPME, CREG, CIURE y MME, la función de planeación de la utilización de fuentes no convencionales de energía, el análisis tecnológico, la regulación del sector eléctrico general, la ejecución de proyectos en sitios aislados y la adopción de planes.

De este marco legal, la Ley 1715 de 2014 es de las más importantes en el campo de las energías renovables, teniendo que esta es por la cual se regula la integración de las ER no convencionales al sistema energético nacional. Y a manera de síntesis, en esta se establece:

- Art. 11. Deducción de renta (modificado por el artículo 174 de la Ley 1955 de 2019).
- Art. 12. Exclusión de IVA.
- Art. 13. Exención de arancel.
- Art. 14. Depreciación acelerada.

Con base a la información suministrada por la UPME, los anteriores beneficios son concurrentes, lo que significa que se pueden aplicar a un mismo proyecto. Adicionalmente, el artículo 175 de la Ley 1955 de 2019, indica que los paneles solares, inversores y controladores de carga no causan IVA, es decir, circulan en el mercado sin pagar dicho impuesto. La solicitud para acceder a incentivos de Fuentes No Convencionales de Energía, la realiza en la UPME y con la certificación expedida por esta entidad pueden hacerse efectivos.

Además, a partir de la expedición de la Ley 1955 del 25 de mayo de 2019, por medio de la cual se adoptó el Plan Nacional de Desarrollo, según se indica en el artículo 174, las solicitudes para acceder al beneficio de deducción de Renta Líquida se tramitan solamente en la UPME.

Aun así, tal como lo expone (Castillo et al., 2015), siguen faltando muchos más esfuerzos de toda índole para el sector de las energías limpias.

7.4.2. Selección de los equipos

Para la selección de los equipos, se diligencio la matriz CBA, correspondiente a la Tabla 7, con el fin de que, a partir de este procedimiento, se escogiesen los equipos más acordes para el sistema a diseñar teniendo en cuenta aspectos técnicos, económicos, ambientales, entre otros. La información recopilada para el proceso de selección de los módulos, así como la aplicación del método CBA en sí, se detalla

en la Tabla 29. La metodología de puntuación para la selección del módulo solar, establecida por el autor, es la correspondiente a la Tabla 26. Si bien es cierto que la matriz CBA asigna la máxima puntuación a la alternativa con mejor atributo y al otro una puntuación de 'cero', en este trabajo, sin dejar de lado los criterios establecidos por el autor, se tuvo en cuenta para el sistema de calificación, el cual hace referencia al apartado de 'Importancia' en la matriz, una asignación de puntaje para todos los posibles valores de Atributos de cada factor, de tal manera que se le dé un grado de objetividad al método.

La aplicación del método CBA, independientemente de las alternativas que sean evaluadas para, cualquiera que sea el proyecto, se rige por apreciaciones subjetivas, es decir, los factores, criterios, atributos, ventajas e importancia (puntuación), dependerán de la experiencia en el campo y juicio de quien(es) este(n) encargado(s) de dicho procedimiento, tal como fue ejecutado para el presente trabajo por el autor. Aun así, para garantizar la selección de la(s) alternativa(s) más acorde(s), se considera siempre proyectos e investigaciones de una índole similar.

Con base a lo explicado anteriormente, el sistema de puntuación se estableció arbitrariamente por el autor con base al juicio y experiencia del autor en el tema; aun así, es de aclarar que para el presente trabajo no se establecieron puntuaciones secuenciales **entre un factor y otro**; por ejemplo, no se asignaría para el mejor atributo de un mismo factor una clasificación de 5, para el siguiente de 4, y así sucesivamente con el fin de evitar que hayan empate entre alternativas y así tener que utilizar aún más criterios de selección subjetivos, y que a lo mejor no resulten de mayor relevancia. Para el caso del factor de Tasa de Degradación, al final no se definió para este factor un puntuación o rango de importancia ya que fue un dato que no todos los Data-Chip tenían.

Tabla 26 Sistema de puntuación para determinar el nivel de importancia de los atributos de cada modelo fotovoltaico – Fuente: El autor

Módulo Fotovoltaico					
Factor	Puntuación				
	(35-30 años]	(30-25 años]	(25-20 años]	(20-15 años]	(15-10 años]
Vida útil	15	14	13	12	11
Dimensiones	(203 – 212 W /m ²]	(194 – 203 W /m ²]	(185 – 194 W /m ²]	(176 – 185 W /m ²]	[167 – 176 W /m ²]
	8	7	6	5	4
Eficiencia	(20.7 – 21.7%]	(19.7 – 20.7%]	(18.7 – 19.7%]	(17.7 – 18.7%]	[16.7 – 17.7%]
	16	15	14	13	12
Costo					
	20	19	18	17	16

Potencia STC	(389 – 405W]	(373 – 389W]	(357 – 373W]	(341 – 357W]	[325 – 341W]
	18	17	16	15	14
Tipo – Mono o policristalino	Mono	Poli			
	6	5			
Temperatura NOCT	[40 – 45°C]	[45 – 50°C]	[50 – 55°C]	[55 – 60°C]	[60 – 65°C]
	12	11	10	9	8
Coeficiente de temperatura /°C]	[0.3 – 0.35% /°C]	(0.35 – 0.4%/°C]	(0.4 – 0.45% /°C]	(0.45 – 0.5%/°C]	(0.5 – 0.55% /°C]
	10	9	8	7	6
Garantía	[12 – 14años]	[10 – 12años)	[8 – 10años)	[6 – 8años)	[4 – 6años)
	13	12	11	10	9
Tolerancia	0~ + 5W	0~ + 4W	0~ + 3W	0~ + 2W	0~ + 1W
	7	6	5	4	3
Peso	[18.6 – 19.6kg]	(19.6 – 20.6kg]	(20.6 – 21.6kg]	(21.6 – 22.6kg]	(22.6 – 23.6kg]
	9	8	7	6	5
Tasa de degradación anual	---				
	11				

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos (puntuaciones totales) de la Tabla 29, una vez aplicado el método CBA, se seleccionó finalmente el módulo solar fabricado por **Jinko Solar**, el **Jinko Solar – JKM395M-6RL3**.

En lo que respecta a la selección del aerogenerador, en primera medida se consultó por los modelos disponibles en los principales fabricantes de la industria eólica, a corte de 2018-2019, tales como: *Vestas*, *Goldwind*, *Siemens Gamesa*, *GE Renewable Energy* y *Envisión*. Pero para este caso, los modelos de dichos fabricantes no se ajustaban a las condiciones de viento de las zonas preseleccionadas, a raíz de que aquellos modelos de aerogeneradores son empleados en proyectos eólicos de gran envergadura; y, aunque, en las especificaciones técnicas se especifican que son ideales para zonas con velocidades de viento medias y bajas, con potencias nominales que oscilaban entre 1 MW y 3 MW, la velocidad de viento mínima (velocidad de arranque) para que estos operaran era entre 2.5 m/s y 3 m/s, valores que no se ajustan a los regímenes de viento de la zona seleccionada, teniendo en cuenta que se debe cumplir el modelamiento matemático correspondiente a la ecuación 20.

Se consultó por aerogeneradores de menor potencia a fabricantes extranjeros, tal fue el caso de la empresa española Enair, la cual ofrece aerogeneradores cuya velocidad de viento de arranque es de 2 m/s. Aunque dichos dispositivos pueden generar entre 3 y 5 kW, de acuerdo a la curva de potencia de cada referencia,

apenas se podrían generar entre 10 y 20 W, y teniendo en cuenta los costos por unidad (6500 €/Unidad) y de envío (1000 €/Unidad), no sería razonable la selección. Siendo así se, consulto por algunos distribuidores colombianos de equipos de tecnología eólica, seleccionándose así al aerogenerador de 500 W DC 12V Ups, cuyas especificaciones técnicas se encuentran en la Tabla 27. En la Figura 36 se aprecia la curva de potencia para el aerogenerador.

Tabla 27 Características técnicas, eléctricas y de funcionamiento del aerogenerador 500 W DC 12V Ups - Fuente: Proyectos Imperio – Energías Renovable, Colombia

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL AEROGENERADOR SELECCIONADO			
Número de aspas	6	Velocidad nominal	12 m/s
Material de palas	Cuchillas: nylon Carcasa: Aleación de aluminio	Velocidad de seguridad viento	45 m/s
Generador	Imán permanente Nd-Fe-B	Longitud de la hoja	750 mm
Potencia máxima	510 W	Vida de servicio	20 años
Potencia nominal	500 W	Rodamiento	HRB
Tensión	12V, 24V	Sistema de control	Electroimán
Longitud	67 cm	Lubricación	Grasa
Diámetro	113 cm	Regulador	Incorporado internamente. Salen dos cables DC para conectar directo a baterías.
Área de barrido	14.5 m ²	Temperatura de trabajo	-40 a 80°C
Diámetro para soporte	54 mm	Peso neto superior	11.2 kg
Viento de arranque	2 m/s		

Para el presente trabajo, teniendo en cuenta que el fabricante del aerogenerador no cuenta con la curva de coeficiente de potencia (como suele pasar con aerogeneradores de muy baja potencia), se estimó el CP, utilizando la ecuación 19, para cada velocidad promedio mensual de la zona de interés. Las estimaciones del CP se observan en la Figura 37. El coeficientes de potencia están acordes a velocidades tan bajas como las presentes en el municipio de Tibú (véase la Tabla 20).

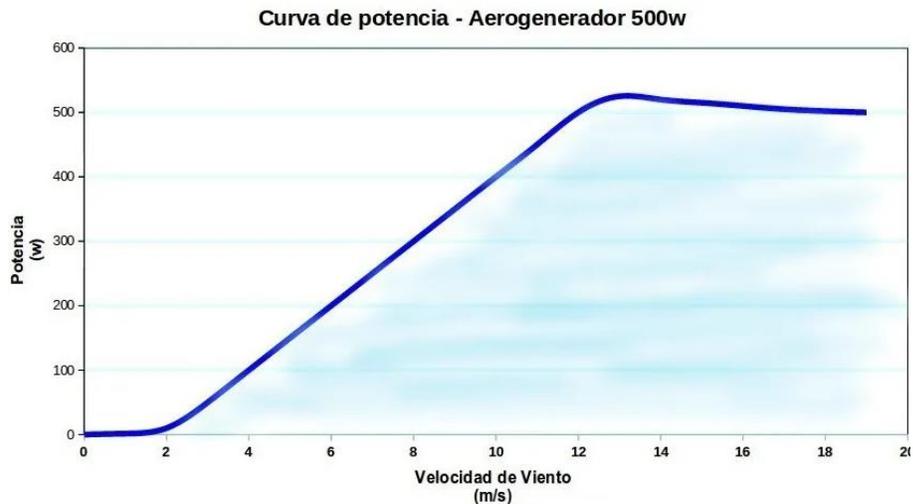


Figura 36 Curva de potencia para el aerogenerador 500 W DC 12V Ups - Fuente: Proyectos Imperio – Energías Renovables (Colombia)

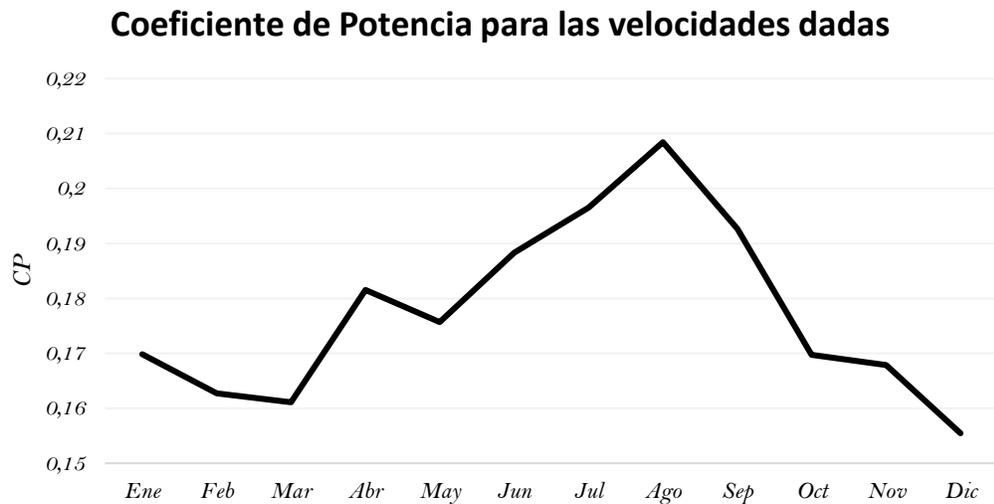


Figura 37 Coeficiente de Potencia calculado para cada velocidad promedio mensual - Fuente: El autor

Para la selección del tipo de batería a emplear para el banco de almacenamiento, en primera medida se pre-seleccionaron, por practicidad, algunas de las baterías que son ofrecidas por la empresa española de energías renovables *Bornay*, teniendo en cuenta que en su catálogo de productos se ofertan baterías de los tipos que son más usados para proyectos domésticos y comerciales de energización por ER, para luego llevarse a cabo el proceso de CBA, tal como se evidencia en la Tabla 30. En cuanto al sistema de puntuación establecido para la selección de la batería, el mejor criterio por factor, entre los ocho modelos de baterías pre-seleccionadas, obtenía la puntuación máxima de la Tabla 28, al siguiente se le dio la máxima

puntuación posible menos 1 punto, al tercero la máxima puntuación menos 2 puntos y así sucesivamente. Teniendo en cuenta las puntuaciones totales de la Tabla 30 la batería seleccionada para el diseño del SHDER del presente trabajo es la **MEBS12-240**.

Tabla 28 Sistema de puntuación para determinar el nivel de importancia de los atributos de cada modelo de batería – Fuente: El autor

Batería	
Factor	Máxima puntuación
Vida útil	16
Mantenimiento	12
Tasa de auto-descarga	8
Costo	20
Rango de temperatura	6
Ciclos de descarga	10
Peso	14
Capacidad	18

Teniendo en cuenta las especificaciones del aerogenerador seleccionado, el cual no necesita de un regulador de carga, sino que cuenta con cables para conexión directa DC a las baterías, solo fue necesaria la selección de un tipo de regulador para el control del flujo de energía entre módulos solares y baterías, y que corresponde al modelo de regulador solar de carga **TriStar-TS60**, el cual es distribuido en Colombia por la empresa **PROViento S.A.S. Energías Renovables Colombia**, y cuyas especificaciones técnicas se detallan en la Figura 38. La selección de esta referencia radica en que es vendida por distribuidores en Colombia, evitando costos elevados de envío de ser comprados en el exterior, además de que este equipo se adapta a sistemas de 12V hasta los 48V; soportan una corriente máxima de 60A, una potencia de 4kW, un voltaje circuito abierto de 125V_{oc}; y pueden alcanzar una eficiencia de 98%.

En cuanto al inversor, este fue seleccionado con base al voltaje al que estará expuesto el sistema (48V). Este alcanza una potencia de salida de hasta 6000W. El modelo seleccionado es el inversor **PS W7S-60-48-NC00**, y una eficiencia de conversión DC/AC de aproximadamente 95%. Otras de las razones por las que se seleccionó este modelo fue porque se puede conseguir en Colombia por el distribuidor **PROViento S.A.S. Energías Renovables Colombia** evitándose así los elevados costos por envío de comprarse a los fabricantes.

Electrical Specifications	Electronic Protections	TriStar Options:		
<ul style="list-style-type: none"> Rated solar, load or diversion current: TriStar-45 45A TriStar-60 60A System Voltage 12-48V Accuracy 12/24V: $\leq 0.1\% \pm 50\text{mV}$ 48V: $\leq 0.1\% \pm 100\text{mV}$ Min. voltage to operate 9V Max. solar voltage (Voc) 125V Self-consumption: Controller <20mA Meter 7.5mA 	<ul style="list-style-type: none"> Reverse polarity protection (any combination) Short-circuit protection Overcurrent protection Lightning and transient surge protection using 4500W transient voltage suppressors High temperature protection via automatic current reduction or complete shut down Prevents reverse current from battery at night 	<ul style="list-style-type: none"> TriStar Meter — 2 x 16 display mounts to controller and provides system and controller information, data logging, bar graphs and choice of 5 languages TriStar Remote Meter — Includes 30 meters of cable for mounting meter away from the controller Remote Temperature Sensor — Provides temperature compensated charging by measuring temperature at the battery (10 meter cable) 		
	<th>Environmental Specifications</th> <th>Mechanical Specifications</th> <th>Certifications</th>	Environmental Specifications	Mechanical Specifications	Certifications
<ul style="list-style-type: none"> Operating ambient temperature: Controller -40°C to $+60^{\circ}\text{C}$ Meter -40°C to $+60^{\circ}\text{C}$ Storage temperature: -55°C to $+85^{\circ}\text{C}$ Humidity: 100% (non-condensing) Tropicalization: Conformal coating on both sides of all printed circuit boards 	<ul style="list-style-type: none"> Dimensions: Height: 26.0cm/10.3 inch Width: 12.7cm/5.0 inch Depth: 7.1cm/2.8 inch Weight: 1.6 kg/3.5 lb Largest Wire: 35mm²/2 AWG Conduit knockouts: Eccentric 2.5/3.2 cm (1.0/1.25 inch) Enclosure: Type 1, indoor rated 	<ul style="list-style-type: none"> CE Compliant UL Listed (UL 1741) cUL (CSA-C22.2 No.107.1-95) Complies with U.S. National Electric Code Manufactured in a certified ISO 9001 facility 		

Figura 38 Especificaciones técnicas del regulador de carga seleccionado para el diseño del SHDER, el TriStar Controller TS60 – Fuente: ProViento S.A.S Energías Renovables Colombia

General specification	Power star	Inverter specification / output	Charger mode specification
Input Wave form: Pure sine wave or quasi sine wave Nominal voltage: 1000 2000 3000 4000 5000 6000 Low voltage trip: 1000 2000 3000 4000 5000 6000 Low voltage re engage: 0.9-1.0 High voltage trip: 120/230VAC High voltage re engage: +/- 10% rms Max input AC voltage: 50Hz $\pm 0.3\text{Hz}$ or 60Hz $\pm 0.3\text{Hz}$ Nominal input frequency: >88% Low freq trip: 3000 6000 9000 12000 15000 18000 High freq trip: Yes, fault after 10 secs Output wave form: 12v 24v 48v Overload protection: 10v 20v 40v Short circuit protection: 10.5v 21v 42v Transfer switch rating: 10v 20v 40v Efficiency on line transfer mode: 16v 32v 64v Line transfer time: Below 25 watts when enabled Bypass without battery connected: Same switched on/off on remote Max bypass current: 95%+ Bypass over load current: 10 ms Typical	Sine wave(Utility or Generator) 120VAC 230VAC 90v $\pm 4\%$ 184v/154v $\pm 4\%$ 100v $\pm 4\%$ 194v/164v $\pm 4\%$ 140v $\pm 4\%$ 253v $\pm 4\%$ 135v $\pm 4\%$ 243v $\pm 4\%$ 150VAC 270VAC 50Hz or 60Hz (Auto detect) 47 Hz for 50 Hz, 57Hz for 60Hz 55 Hz for 50 Hz, 65 Hz for 60Hz (Bypass mode) same as input Circuit breaker Circuit breaker 30 amp or 40 amp 95%+ 10 ms Typical Yes 30 amp or 40 amp 35 amp or 45 amp: Alarm	Output wave form: Pure sine wave or quasi sine wave Output continuous power watts: 1000 2000 3000 4000 5000 6000 Output continuous power VA: 1000 2000 3000 4000 5000 6000 Power factor: 0.9-1.0 Nominal output voltage rms: 120/230VAC Output voltage regulation: +/- 10% rms Output frequency: 50Hz $\pm 0.3\text{Hz}$ or 60Hz $\pm 0.3\text{Hz}$ Nominal efficiency: >88% Surge ratings: 3000 6000 9000 12000 15000 18000 Short circuit protection: Yes, fault after 10 secs Inverter specification / input Nominal input voltage: 12v 24v 48v Minimum start voltage: 10v 20v 40v Low battery alarm: 10.5v 21v 42v Low battery trip: 10v 20v 40v High voltage alarm: 16v 32v 64v Power saver: Below 25 watts when enabled Power saver: Same switched on/off on remote	Charger mode specification Input voltage range: 95-127VAC 194-243VAC/164-243VAC(W) Output voltage: Dependent on battery type Charge current: 35A / 70A Battery initial voltage for start up: 0-15.7v for 12v(*2 for 24v, *4 for 48v) Over charge protection shutdown: 15.7v for 12v(*2 for 24v, *4 for 48v)

Figura 39 Especificaciones técnicas del inversor seleccionado para el diseño del SHDE, PSW7S-60-48-NC00 – Fuente: ProViento S.A.S Energías Renovables Colombia

Tabla 29 Matriz CBA para la selección del módulo fotovoltaico – Fuente: El autor

PANELES SOLARES				
Factor (criterio)	Jinko Solar – JKM325-60H		Jinko Solar – JKM395M-6RL3	
Vida útil (más tiempo útil es mejor)	Atributo: 25 años de salida lineal de potencia		Atributo: 25 años de salida lineal de potencia	
	Ventaja:	Importancia: 14	Ventaja:	Importancia: 14
Dimensiones (más potencia por área es mejor)	Atributo: 192.608 W/m ²		Atributo: 206.937 W/m ²	
	Ventaja:	Importancia: 6	Ventaja:	Importancia: 8
Eficiencia (mayor eficiencia es mejor)	Atributo: 19.26%		Atributo: 20.69%	
	Ventaja:	Importancia: 14	Ventaja:	Importancia: 15
Costo (más barato es mejor)	Atributo:		Atributo: \$1582.28/W	
	Ventaja:	Importancia:	Ventaja:	Importancia:
Potencia STC (más potencia es mejor)	Atributo: 325W		Atributo: 395W	
	Ventaja:	Importancia: 14	Ventaja:	Importancia: 18
Tipo – Mono o policristalino (monocristalino es mejor)	Atributo: Monocristalino		Atributo: Monocristalino	
	Ventaja:	Importancia: 6	Ventaja:	Importancia: 6
Temperatura NOCT (menor es mejor)	Atributo: 45 ±2°C		Atributo: 45 ±2°C	
	Ventaja:	Importancia: 11	Ventaja:	Importancia: 11
Coeficiente de temperatura STC (menor es mejor)	Atributo: -0.35 %/°C		Atributo: -0.35 %/°C	
	Ventaja:	Importancia: 10	Ventaja:	Importancia: 10
Garantía (más tiempo de garantía es mejor)	Atributo: 12 años		Atributo: 12 años	
	Ventaja:	Importancia: 13	Ventaja:	Importancia: 13
Tolerancia de potencia (mayor tolerancia positiva es mejor)	Atributo: 0~ + 3%		Atributo: 0~ + 3%	
	Ventaja:	Importancia: 7	Ventaja:	Importancia: 7
Peso (más liviano es mejor)	Atributo: 19 kg		Atributo: 22.1 kg	
	Ventaja:	Importancia: 9	Ventaja:	Importancia: 6
Tasa de degradación anual (menos es mejor)	Atributo: --		Atributo: 0.6%	
	Ventaja:	Importancia:	Ventaja:	Importancia:
Total Importancia		104	108	
Factor (criterio)	LONGi Solar – LR4-60HPH-360M		LONGi Solar – LR6-72HPH-375M	
Vida útil (más tiempo útil es mejor)	Atributo: 25 años de salida lineal de potencia		Atributo: 25 años de salida lineal de potencia	
	Ventaja:	Importancia: 14	Ventaja:	Importancia: 14
Dimensiones (más potencia por área es mejor)	Atributo: 192.683 W/m ²		Atributo: 185.372 W/m ²	
	Ventaja:	Importancia: 6	Ventaja:	Importancia: 5

Eficiencia (mayor eficiencia es mejor)	Atributo: 19.8%		Atributo: 19.3%	
	Ventaja:	Importancia: 15	Ventaja:	Importancia: 14
Costo (más barato es mejor)	Atributo:		Atributo:	
	Ventaja:	Importancia:	Ventaja:	Importancia:
Potencia STC (más potencia es mejor)	Atributo: 360 W		Atributo: 370 W	
	Ventaja:	Importancia: 16	Ventaja:	Importancia: 16
Tipo – Mono o policristalino (monocristalino es mejor)	Atributo: Monocristalino		Atributo: Monocristalino	
	Ventaja:	Importancia: 6	Ventaja:	Importancia: 6
Temperatura NOCT (menor es mejor)	Atributo: $45 \pm 2^{\circ}C$		Atributo: $45 \pm 2^{\circ}C$	
	Ventaja:	Importancia: 11	Ventaja:	Importancia: 11
Coeficiente de temperatura STC (menor es mejor)	Atributo: $-0.370 \%/^{\circ}C$		Atributo: $-0.370 \%/^{\circ}C$	
	Ventaja:	Importancia: 9	Ventaja:	Importancia: 9
Garantía (más tiempo de garantía es mejor)	Atributo: 10 años por materiales y procesamiento		Atributo: 10 años por materiales y procesamiento	
	Ventaja:	Importancia: 12	Ventaja:	Importancia: 12
Tolerancia de potencia (mayor tolerancia positiva es mejor)	Atributo: 0~ + 5W		Atributo: 0~ + 5W	
	Ventaja:	Importancia: 7	Ventaja:	Importancia: 7
Peso (más liviano es mejor)	Atributo: 20 kg		Atributo: 23 kg	
	Ventaja:	Importancia: 8	Ventaja:	Importancia: 5
Tasa de degradación anual (menos es mejor)	Atributo: 0-2 años 2% ; 2-25 años 0.55%		Atributo: 0-2 años 2% ; 2-25 años 0.55%	
	Ventaja:	Importancia: -	Ventaja:	Importancia: -
Total Importancia		104	99	
Factor (criterio)	Trina Solar – HONEY TSM-340DE06M.08(II)		Trina Solar – TALLMAX TSM-395DE15H(II)	
Vida útil (más tiempo útil es mejor)	Atributo: 25 años de salida lineal de potencia		Atributo: 25 años de salida lineal de potencia	
	Ventaja:	Importancia: 14	Ventaja:	Importancia: 14
Dimensiones (más potencia por área es mejor)	Atributo: $172.076 W/m^2$		Atributo: $191.920 W/m^2$	
	Ventaja:	Importancia: 4	Ventaja:	Importancia: 6
Eficiencia (mayor eficiencia es mejor)	Atributo: 19.9%		Atributo: 19.7%	
	Ventaja:	Importancia: 15	Ventaja:	Importancia: 14
Costo (más barato es mejor)	Atributo:		Atributo:	
	Ventaja:	Importancia:	Ventaja:	Importancia:
Potencia STC (más potencia es mejor)	Atributo: 340 W		Atributo: 390 W	
	Ventaja:	Importancia: 14	Ventaja:	Importancia: 18
Tipo – Mono o policristalino	Atributo: Monocristalino		Atributo: Monocristalino	
	Ventaja:	Importancia: 6	Ventaja:	Importancia: 6

(monocristalino es mejor)				
Temperatura NOCT (menor es mejor)	Atributo: $41^{\circ}\text{C} \pm 3\text{K}$		Atributo: $41^{\circ}\text{C} \pm 3\text{K}$	
	Ventaja:	Importancia: 12	Ventaja:	Importancia: 12
Coeficiente de temperatura STC (menor es mejor)	Atributo: $-0.37\%/K$		Atributo: $-0.37\%/K$	
	Ventaja:	Importancia: 9	Ventaja:	Importancia: 9
Garantía (más tiempo de garantía es mejor)	Atributo: 10 años		Atributo: 10 años	
	Ventaja:	Importancia: 12	Ventaja:	Importancia: 12
Tolerancia de potencia (mayor tolerancia positiva es mejor)	Atributo: $0/+5\text{W}$		Atributo: $0/+5\text{W}$	
	Ventaja:	Importancia: 7	Ventaja:	Importancia: 7
Peso (más liviano es mejor)	Atributo: 18.7 kg		Atributo: 22.8 kg	
	Ventaja:	Importancia: 9	Ventaja:	Importancia: 5
Tasa de degradación anual (menos es mejor)	Atributo: --		Atributo: --	
	Ventaja:	Importancia:	Ventaja:	Importancia:
Total Importancia		102		103
Factor (criterio)	Canadian Solar - CS3U-365P		Canadian Solar – CS3L- 330P	
Vida útil (más tiempo útil es mejor)	Atributo: 25 años de salida lineal de potencia		Atributo: 25 años de salida lineal de potencia	
	Ventaja:	Importancia: 14	Ventaja:	Importancia: 14
Dimensiones (más potencia por área es mejor)	Atributo: $183.972\text{ W}/\text{m}^2$		Atributo: $178.405\text{ W}/\text{m}^2$	
	Ventaja:	Importancia: 5	Ventaja:	Importancia: 5
Eficiencia (mayor eficiencia es mejor)	Atributo: 18.4%		Atributo: 17.84%	
	Ventaja:	Importancia: 13	Ventaja:	Importancia: 13
Costo (más barato es mejor)	Atributo:		Atributo:	
	Ventaja:	Importancia:	Ventaja:	Importancia:
Potencia STC (más potencia es mejor)	Atributo: 365 W		Atributo: 330 W	
	Ventaja:	Importancia: 16	Ventaja:	Importancia: 14
Tipo – Mono o policristalino (monocristalino es mejor)	Atributo: Policristalino		Atributo: Policristalino	
	Ventaja:	Importancia: 5	Ventaja:	Importancia: 5
Temperatura NOCT (menor es mejor)	Atributo: $42 \pm 3^{\circ}\text{C}$		Atributo: $42 \pm 3^{\circ}\text{C}$	
	Ventaja:	Importancia: 12	Ventaja:	Importancia: 12
Coeficiente de temperatura STC (menor es mejor)	Atributo: $-0.37\%/^{\circ}\text{C}$		Atributo: $-0.37\%/^{\circ}\text{C}$	
	Ventaja:	Importancia: 9	Ventaja:	Importancia: 9
Garantía	Atributo: 12 años por materiales y fabricación		Atributo: 12 años por materiales y fabricación	
	Ventaja:	Importancia: 13	Ventaja:	Importancia: 13

(más tiempo de garantía es mejor)				
Tolerancia de potencia (mayor tolerancia positiva es mejor)	Atributo: 0~ + 5W		Atributo: 0~ + 5W	
	Ventaja:	Importancia: 7	Ventaja:	Importancia: 7
Peso (más liviano es mejor)	Atributo: 22.5 kg		Atributo: 21.1 kg	
	Ventaja:	Importancia: 6	Ventaja:	Importancia: 7
Tasa de degradación anual (menos es mejor)	Atributo: --		Atributo: --	
	Ventaja:	Importancia:	Ventaja:	Importancia:
Total Importancia		100		99
Factor (criterio)	JA Solar – JAP72S01-325/SC		JA Solar – JAM72S01-355/PR	
Vida útil (más tiempo útil es mejor)	Atributo: 25 años de salida lineal de potencia		Atributo: 25 años de salida lineal de potencia	
	Ventaja:	Importancia: 14	Ventaja:	Importancia: 14
Dimensiones (más potencia por área es mejor)	Atributo: 167.322 W/m ²		Atributo: 182.767 W/m ²	
	Ventaja:	Importancia: 4	Ventaja:	Importancia: 5
Eficiencia (mayor eficiencia es mejor)	Atributo: 16.7%		Atributo: 18.3%	
	Ventaja:	Importancia: 12	Ventaja:	Importancia: 13
Costo (más barato es mejor)	Atributo:		Atributo:	
	Ventaja:	Importancia:	Ventaja:	Importancia:
Potencia STC (más potencia es mejor)	Atributo: 325W		Atributo: 355W	
	Ventaja:	Importancia: 14	Ventaja:	Importancia: 15
Tipo – Mono o policristalino (monocristalino es mejor)	Atributo: Policristalino		Atributo: Monocristalino	
	Ventaja:	Importancia: 5	Ventaja:	Importancia: 6
Temperatura NOCT (menor es mejor)	Atributo: 45 ± 2°C		Atributo: 45 ± 2°C	
	Ventaja:	Importancia: 11	Ventaja:	Importancia: 11
Coeficiente de temperatura STC (menor es mejor)	Atributo: -0.4 %/°C		Atributo: -0.38 %/°C	
	Ventaja:	Importancia: 9	Ventaja:	Importancia: 9
Garantía (más tiempo de garantía es mejor)	Atributo: 12 años		Atributo: 12 años	
	Ventaja:	Importancia: 13	Ventaja:	Importancia: 13
Tolerancia de potencia (mayor tolerancia positiva es mejor)	Atributo: 0~ + 5W		Atributo: 0~ + 5W	
	Ventaja:	Importancia: 7	Ventaja:	Importancia: 7
Peso (más liviano es mejor)	Atributo: 22 kg ±3%		Atributo: 22 kg ±3%	
	Ventaja:	Importancia: 6	Ventaja:	Importancia: 6

Tasa de degradación anual (menos es mejor)	Atributo: --		Atributo: --	
	Ventaja:	Importancia:	Ventaja:	Importancia:
Total Importancia		95	99	

Tabla 30 Matriz CBA para la selección de la batería – Fuente: El autor

BATERÍAS				
Factor (criterio)	MEBS12-240		MEBA12-150	
Vida útil (más tiempo es mejor)	Atributo: Elevada vida útil		Atributo: Elevada vida útil	
	Ventaja:	Importancia: 14	Ventaja:	Importancia: 14
Tasa de auto-descarga (menor es mejor)	Atributo: 5% al mes		Atributo: 5% al mes	
	Ventaja:	Importancia: 7	Ventaja:	Importancia: 7
Mantenimiento (menos tiempo de mantenimiento es mejor)	Atributo: Libre de mantenimiento		Atributo: Libre de mantenimiento	
	Ventaja:	Importancia: 12	Ventaja:	Importancia: 12
Costo (más barato es mejor)	Atributo: 207 €		Atributo: 390 €	
	Ventaja:	Importancia: 20	Ventaja:	Importancia: 18
Rango de temperatura (rango más amplio es mejor)	Atributo: -15°C a 50°C		Atributo: -15°C a 50°C	
	Ventaja:	Importancia: -	Ventaja:	Importancia: -
Ciclos de descarga (más ciclos a 80% de descarga es mejor)	Atributo: 500 ciclos @ 80% profundidad de descarga		Atributo: 500 ciclos @ 80% profundidad de descarga	
	Ventaja:	Importancia: 10	Ventaja:	Importancia: 10
Peso (más capacidad por kg es mejor)	Atributo: 3.92 Ah/kg		Atributo: 3.53 Ah/kg	
	Ventaja:	Importancia: 14	Ventaja:	Importancia: 10
Capacidad (más Ah es mejor)	Atributo: 240 Ah a 25°C		Atributo: 150 Ah a 25°C	
	Ventaja:	Importancia: 18	Ventaja:	Importancia: 10
Total Importancia		95	81	
Factor (criterio)	MEBA12-220		MEBG12-220	
Vida útil (más tiempo es mejor)	Atributo: Elevada vida útil		Atributo: 5 años en aplicaciones de ER (según IEC61427)	
	Ventaja:	Importancia: 14	Ventaja:	Importancia: 13
Tasa de auto-descarga (menor es mejor)	Atributo: 5% al mes		Atributo: 5% al mes	
	Ventaja:	Importancia: 7	Ventaja:	Importancia: 7
Mantenimiento (menos tiempo de mantenimiento es mejor)	Atributo: Libre de mantenimiento		Atributo: 9 meses a 25°C	
	Ventaja:	Importancia: 12	Ventaja:	Importancia: 3

Costo (más barato es mejor)	Atributo: 390 €		Atributo: 405 €	
	Ventaja:	Importancia: 18	Ventaja:	Importancia: 17
Rango de temperatura (rango más amplio es mejor)	Atributo: -15°C a 50°C		Atributo: -20°C a 55°C	
	Ventaja:	Importancia: -	Ventaja:	Importancia: -
Ciclos de descarga (más ciclos a 80% de descarga es mejor)	Atributo: 500 ciclos @ 80% profundidad de descarga		Atributo: 500 ciclos @ 80% profundidad de descarga	
	Ventaja:	Importancia: 10	Ventaja:	Importancia: 10
Peso (más capacidad por kg es mejor)	Atributo: 3.44 Ah/kg		Atributo: 3.19 Ah/kg	
	Ventaja:	Importancia: 9	Ventaja:	Importancia: 6
Capacidad (más Ah es mejor)	Atributo: 220 Ah a 25°C		Atributo: 220 Ah a 25°C	
	Ventaja:	Importancia: 17	Ventaja:	Importancia: 17
Total Importancia		87		73
Factor (criterio)	BAT412201081		BAT412201100	
Vida útil (más tiempo es mejor)	Atributo: 7-10 años a 20°C		Atributo: 12 años a 20°C	
	Ventaja:	Importancia: 15	Ventaja:	Importancia: 16
Tasa de auto-descarga (menor es mejor)	Atributo: 2% al mes a 20°C, se duplica cada 10°C		Atributo: 2% al mes a 20°C, se duplica cada 10°C	
	Ventaja:	Importancia: 8	Ventaja:	Importancia: 8
Mantenimiento (menos tiempo de mantenimiento es mejor)	Atributo: Libre de mantenimiento		Atributo: Libre de mantenimiento	
	Ventaja:	Importancia: 12	Ventaja:	Importancia: 12
Costo (más barato es mejor)	Atributo: 530 €		Atributo: 535 €	
	Ventaja:	Importancia: 14	Ventaja:	Importancia: 13
Rango de temperatura (rango más amplio es mejor)	Atributo:		Atributo:	
	Ventaja:	Importancia: -	Ventaja:	Importancia: -
Ciclos de descarga (más ciclos a 80% de descarga es mejor)	Atributo: 400 ciclos @ 80%		Atributo: 500 ciclos @ 80%	
	Ventaja:	Importancia: 4	Ventaja:	Importancia: 10
Peso (más capacidad por kg es mejor)	Atributo: 3.69 Ah/kg		Atributo: 3.33 Ah/kg	
	Ventaja:	Importancia: 13	Ventaja:	Importancia: 7
Capacidad (más Ah es mejor)	Atributo: 240 Ah a 25°C		Atributo: 220 Ah a 25°C	
	Ventaja:	Importancia: 18	Ventaja:	Importancia: 17
Total Importancia		84		83
Factor (criterio)	BAT412181160		BAT612116081	
Vida útil (más tiempo es mejor)	Atributo: 7-10 años a 20°C		Atributo: 12 años a 20°C	
	Ventaja:	Importancia: 15	Ventaja:	Importancia: 16
Tasa de auto-descarga (menor es mejor)	Atributo: 2% al mes a 20°C, se duplica cada 10°C		Atributo: 5% al mes	
	Ventaja:	Importancia: 8	Ventaja:	Importancia: 7

Mantenimiento (menos tiempo de mantenimiento es mejor)	Atributo: Libre de mantenimiento		Atributo: Libre de mantenimiento	
	Ventaja:	Importancia: 12	Ventaja:	Importancia: 12
Costo (más barato es mejor)	Atributo: 500 €		Atributo: 480 €	
	Ventaja:	Importancia: 15	Ventaja:	Importancia: 16
Rango de temperatura (rango más amplio es mejor)	Atributo:		Atributo:	
	Ventaja:	Importancia: -	Ventaja:	Importancia: -
Ciclos de descarga (más ciclos a 80% de descarga es mejor)	Atributo: 400 ciclos @ 80%		Atributo: 500 ciclos @ 80%	
	Ventaja:	Importancia: 4	Ventaja:	Importancia: 10
Peso (más capacidad por kg es mejor)	Atributo: 3.44 Ah/kg		Atributo: 3.55 Ah/kg	
	Ventaja:	Importancia: 9	Ventaja:	Importancia: 11
Capacidad (más Ah es mejor)	Atributo: 200 Ah a 25°C		Atributo: 160 Ah a 25°C	
	Ventaja:	Importancia: 12	Ventaja:	Importancia: 11
Total Importancia		75	83	

7.4.3. Impacto ambiental

Teniendo en cuenta el análisis económico desarrollado, dónde se incluyeron aspectos ambientales como tasas de emisiones y costo social del carbono, se exponen algunos de los principales impactos ambientales por parte de la instalación de un sistema fotovoltaico y un sistema/parque eólico. En cuanto a los impactos ambientales que trae consigo una granja solar, de acuerdo a lo tratado en el trabajo de (Serrano Guzmán et al., 2017), se destacan los siguientes:

- Al requerir grandes extensiones de tierra alteran el paisaje y causan desertificación, generan barreras para la movilidad de las especies, llegando a darse en algunas ocasiones migraciones masivas de algunas especies afectando la biodiversidad del ecosistema; se reduce la calidad (fertilidad y productividad) del suelo pues se está reduciendo el contenido de carbono en el suelo por la remoción de capas vegetales para la instalación del sistema; al estar fabricados de plomo, níquel, arsénico y telurio de cadmio requieren de procesos adecuados para su deposición una vez termine el periodo vida.
- Una actividad común para el mantenimiento de los paneles es el lavado de estos periódicamente con agua para evitar la deposición de polvo y otras partículas que disminuyen su eficiencia, y para dicha actividad se emplean aproximadamente $0.02 m^3$ de agua por *MWh* de energía. Aunque la cantidad de agua puede ser mínima, las aguas residuales pueden afectar la capa vegetal creando un escenario ideal para la erosión.
- Impactos en el aire: cuando se está desmantelando los módulos solares, la inadecuada disposición puede ocasionar que se liberen al aire los compuestos de los que están fabricados, pudiendo afectar a las especies animales y vegetales, y a los humanos; por lo que se pueden emplear químicos de materiales supresores de polvo, líquidos refrigerantes y fluidos de transferencia de calor.

Ahora bien, de acuerdo a (Castillo et al., 2015), en cuanto a las emisiones de CO_2 por concepto de generación eléctrica, entre el año 2008 y 2011, en Colombia estas fueron de $142g CO_2/kWh$.

7.4.4. Otras consideraciones

En el presente trabajo también se incluyeron otros aspectos que justifican y dan fuerza a la idea de diseñar e implementar sistemas de ER para la energización de ZNI's o donde se cuenta con un suministro eléctrico parcial y/o de mala calidad.

- **Aspectos sociales.**

Es importante tener en cuenta que la implementación de tecnologías renovables para la generación de energía eléctrica trae consigo la generación de nuevos empleos (directos e indirectos) cuyos salarios pueden estar en la mayoría de casos por encima de la media nacional; una mejor calidad de vida para los habitantes al mejorar la calidad del medio ambiente, puntualmente en el aire, y por generarse empleos en zonas rurales donde el desarrollo económico es mínimo, a raíz de que el suministro de energía eléctrica es nulo, parcial y/o de mala calidad al ser zonas de baja densidad poblacional. Lo anterior va a la par con lo tratado por (Cámara & Martínez, 2017).

Desde lo económico, la implementación de tecnologías renovables tiene una relación directa con el aumento del PIB de un país, influyendo tanto en el sector energético como en el sector productivo a nivel general.

7.5. ESCENARIOS DE DISEÑO

A la hora de determinar cuál es el diseño más viable para un sistema se utilizan softwares; algoritmos genéticos, determinísticos y/o estocásticos; inteligencia artificial; modelamientos matemáticos, entre otros. Teniendo en cuenta los intereses establecidos en esta investigación, por reducir recursos computacionales, de tiempo y económicos, se han establecido escenarios de diseño donde cada uno de estos es regido por el porcentaje de la demanda que deberá ser suplida por el subsistema solar y el subsistema eólico, manteniendo constante, en cada uno de los casos, el tiempo de autonomía de todo el sistema; lo anterior, una vez seleccionados los tipos/referencias e equipos a emplear. En la Tabla 31 se describe cada uno de los escenarios. Para cual sea el escenario, en cada caso se estableció como tiempo de vida del sistema, partiendo del ciclo de vida de los principales equipos (paneles y aerogeneradores), **25 años**. Cada escenario corresponde a que porcentaje de la demanda será abastecida por la tecnología solar y eólica; y, si bien es claro que pudieron incluirse muchos más escenarios de diseño, por practicidad se establecieron escenarios donde la diferencia porcentual de generación entre tecnologías fuese de apenas 20%.

Tabla 31 Escenarios de diseño para sistema de generación por ER, de acuerdo al porcentaje de demanda a bastecer el sistema eólico y el sistema solar - Fuente: El autor

Escenario	Demanda a abastecer		Días de autonomía del sistema
	Sistema eólico	Sistema solar	
(I)	100%	0%	1
(II)	80%	20%	
(III)	60%	40%	
(IV)	40%	60%	
(V)	20%	80%	

(VI)	0%	100%	
------	----	------	--

En cuanto al ángulo de inclinación óptimo para los módulos solares se consideró una inclinación de 15°.

7.5.1. Variables de decisión

Teniendo en cuenta los escenarios a validar, las variables de diseño, es decir, los aspectos que determinaran cuál de los escenarios es el más acorde para el presente trabajo, corresponden a:

- *Número de paneles solares.*
- *Número de aerogeneradores.*
- *Número de baterías:* Esta variable es de las más importantes ya que dependerá de los días de autonomía del sistema y de las tensiones de los módulos y aerogeneradores; además que, desde lo económico, el banco de baterías puede representar entre el 15 y 50% de los costos de todo el sistema.
- *Indicadores financieros* calculados una vez se han definido y estimado cada uno de los costos.

7.6. CARACTERIZACIÓN DE CADA ESCENARIO DE DISEÑO

Para los cálculos de potencia para los aerogeneradores se tuvieron en cuenta los datos de la Tabla 15 y Tabla 20. Para el caso de la potencia que se podría generar con los aerogeneradores, se tuvo en cuenta la cantidad de horas al día en las que se podría producir energía teniendo en cuenta la velocidad promedio mínima por mes y la velocidad promedio mínima por hora de la Figura 25; por lo que la velocidad considerada fue la del mes de diciembre, que es aproximadamente **1.53 m/s**, presentándose durante 12 horas en promedio, al día, por lo que el coeficiente de potencia fijado fue de $CP = 0.16$.

Para la potencia a generar a partir del recurso solar, se estableció como radiación global estándar la correspondiente a la radiación promedio diaria mensual de los primeros meses del año y de diciembre en el municipio de Tibú, como parámetro de diseño (ver la Figura 25), y que corresponde a **3.5 kWh/día**; en cuanto a la radiación solar horario para este mismo municipio, se tomó como referencia el promedio horario mensual mínimo de radiación solar en Cúcuta en el año, considerando las horas cuyas radiaciones oscilo entre 600 y $800 W/m^2$, estableciendo así, una radiación solar horaria, para el presente trabajo, de **638.1 Wh/m²**. De la misma manera se tuvo en cuenta como temperatura ambiente a la temperatura promedio de los julio y agosto, pues son las más elevadas y

provocaran una disminución en la eficiencia de los módulos solares. Teniendo en cuenta las Data-Chips de los fabricantes consultados, se asumió una tasa de degradación anual, para los módulos solares, de 0.5%, que se traduce en una degradación diaria de aproximadamente de **0.00001373289 %/día**, una vez hechos los respectivos ajustes a la ecuación 8.

Los resultados de caracterización de cada uno de los escenarios de diseño propuestos son los contenidos en la Tabla 32. Para los cálculos de la energía real que deberá producir el sistema, de cada escenario, se tuvo en cuenta las pérdidas por baterías (5%); coeficiente de pérdidas por conversión de la energía entre DC/AC - es decir, las pérdidas del inversor - (5%); y el coeficiente de pérdidas por cableado (5%), cuyos parámetros fueron suministrados por la Unidad de Proyectos P2 de la empresa CENS, perteneciente al grupo EPM, teniendo en cuenta un proyecto de energización a partir de energías renovables que se encuentran desarrollando. Por lo tanto, la demanda a abastecer no es la demanda teórica calculada con la ecuación 75, sino que corresponde a $\bar{P}_{dem,real} = 589876.7059 \text{ kWh/año}$.

En el dimensionado del banco de baterías se tuvo en cuenta la demanda promedio a bastecer en un día teniendo en cuenta la energía eléctrica que realmente se debe suministrar (una vez consideradas las pérdidas), el cual corresponde a (1638.5464 kWh/día), y estimado con la ecuación 43. Además, se consideró una tensión general de 48 V para todo el sistema.

Tabla 32 Caracterización de cada escenario de diseño: cantidad de cada tipo de dispositivos por escenario - Fuente: El autor

Demanda: $\bar{P}_{dem,real} = 1638.5464 \text{ kWh/día}$					
Escenario	N° de aerogenerador	N° de paneles	N° de baterías	N° de Inversores	N° de Reguladores
I	369971	0	749	273	0
II	295976	2459			246
III	221982	4918			491
IV	147988	7377			737
V	73994	9836			983
VI	0	12295			1228

Si bien es cierto que la cantidad de aerogeneradores, módulos fotovoltaicos y baterías determinan la viabilidad económica del diseño del SDER para la generación de energía eléctrica en la zona de interés, fue importante incluir la cantidad de inversores necesarios teniendo en cuenta que uno solo no suministra la cantidad de energía necesaria en AC; además de la cantidad de reguladores de carga para cada escenario, pues la cantidad de estos equipos varía de acuerdo a la cantidad de módulos solares. Por lo tanto, partiendo de la premisa de que el regulador de carga debe soportar máximo una corriente de 60A, una potencia de 4000W, una tensión

del banco de baterías y todo el sistema de 48V (para aprovechar la máxima potencia transferible por el inversor y regulador), y un voltaje de circuito abierto de máximo $V_{oc} = 125V$, a un regulador se le podrán conectar máximo 12 paneles que corresponden a 6 pares de paneles conectados en paralelo y cada par en serie (ver la Figura 40). Para estas consideraciones de diseño-conexión se tuvo en cuenta también el voltaje de máxima potencia del panel (V_{mp}) y la corriente de máxima potencia del panel (I_{mp}).

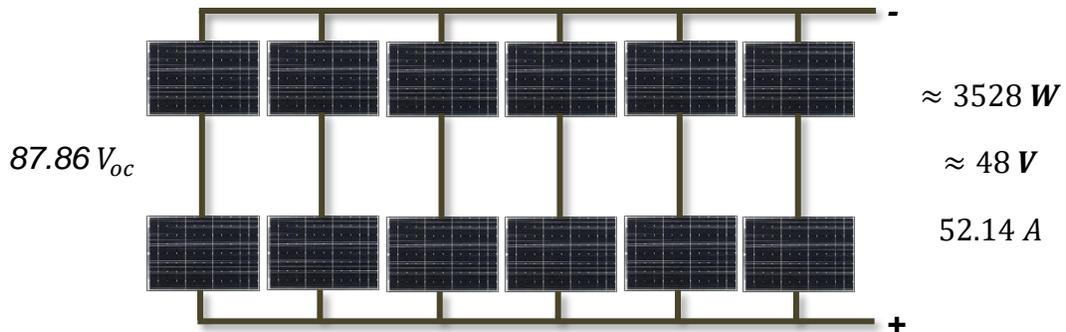


Figura 40 Conexión de un arreglo de módulos solares por regulador de carga - Fuente: El autor

7.7. VIABILIDAD ECONÓMICA DE CADA ESCENARIO

En primera medida los costes de generación renovable considerados para el estudio económico se describen a continuación, los cuales son similares a los expuestos por (del Río, 2012):

- *Costes de inversión:* costes de la tecnología, terrenos, construcción y desarrollo, que incluyen los costes de los permisos administrativos, los contratos de conexión a la red y otros costes.
- *Costes de capital.* Se refieren a los costes de financiación determinados por la tasa de interés y el retorno exigido para el capital, entre otros.
- *Costes variables,* que incluyen los costes del combustible (sólo para la biomasa) y, fundamentalmente, los costes de operación y mantenimiento (O&M).

En cuanto al LCOE para la generación por distintas fuentes de energía renovable, se toman como valores de referencia los citados por (Berrío & Zuluaga, 2014), los cuales se observan en la Tabla 37, junto con los costos medios, en dólares, de producción de energía por ER.

Si bien es cierto que la tasa de aprendizaje para la energía eólica la tasa de aprendizaje oscila entre 5 y 18%, de acuerdo al trabajo de (del Río, 2012), para el

año 2020 y superiores es de aproximadamente 6%, valor cercano al considerado en el trabajo desarrollado por (Bueno López et al., 2016). Las tasas de aprendizaje para las tecnologías fotovoltaica y eólica, es decir, que tanto se reducen los costos una vez se duplique la producción, se pueden observar las citadas por del Río, y que se observan en la Tabla 33.

Tabla 33 Tasas de aprendizaje para las tecnologías de generación fotovoltaica y eólica onshore– Fuente: (del Río, 2012)

Tecnología	Tasa (2011)	Tecnología	Tasa (2011)
Eólica Onshore	9% (2010 – 2020) 6% > 2020	Solar fotovoltaica	17% (2011 – 2020) 17% > 2020

Dentro de los datos de interés para los cálculos de los indicadores financieros, se destaca el costo unitario de energía eléctrica vendida a la red, y la tarifa eléctrica cobrado con descuentos por subsidios, suministrada por CENS – Centrales Eléctrica de Norte de Santander S.A.E.S.P, empresa que provee el suministro eléctrico en Norte de Santander. Dichas tarifas cobradas a los usuarios de Norte de Santander, reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y vigiladas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, así como en todo el territorio nacional, dependerán del estrato social ya que cada uno cuenta con un subsidio otorgado por el gobierno. Para el análisis económico de este trabajo se tuvo en cuenta el costo unitario de la energía eléctrica, valor que varía normalmente cada mes y es calculado a partir las metodologías de la CREG.

Aunque puede considerarse una tarifa promedio anual para el costo de la energía que es vendida en el SIN, en la presente investigación se calcularon unas tarifas mensuales a través de un promedio ponderado simple, con base a las tarifas de los años 2018 y 2019, y lo que ha corrido de 2020, para evaluar los indicadores financieros correspondientes, tal como se observa en la Figura 41, obteniéndose una tarifa promedio general de **533.2869 \$/kWh**. Algunos de los costos considerados fue teniendo en cuenta la capacidad instalada del sistema ($5.01194 MW_p$), cuya generación suplirá la demanda diaria real. Los costos de instalación y construcción se estimaron como el 16% de los costos totales (Ren et al., 2020). Todos los costos futuros fueron descontados aplicando una **tasa típica de descuento del 5%** (Bueno López et al., 2016; Ren et al., 2020).

Y, en este mismo sentido, para las demás evaluaciones económico-ambiental, se tuvo en cuenta la huella de carbono o Factor de Emisión de la Generación Eléctrica (FEG) establecido por la UPME para proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) por concepto de generación de energía eléctrica, conforme lo establecido en la **Resolución No. 000642 de 2019 del 27 de diciembre de 2019** “Por la cual se actualiza el factor marginal de emisión de gases de efecto invernadero del Sistema Interconectado Nacional 2018, para proyectos aplicables al Mecanismo de

Desarrollo Limpio – MDL”. La expresión matemática utilizada para determinar dicho FEG es la que sigue a continuación:

$$FEG = \frac{\text{Emisiones totales de } CO_2 \text{ de la Generación}}{\text{Electricidad generada}} \quad (76)$$

Costo Unitario de la Energía Eléctrica para Norte de Santander - CENS

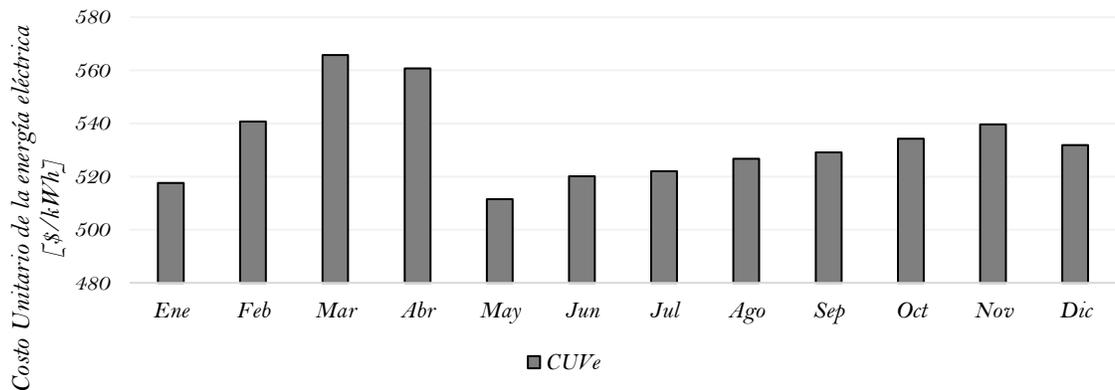


Figura 41 Pronósticos del Costo Unitario de la Energía Eléctrica en Norte de Santander - Fuente: El autor con base tarifas CENS 2018, 2019 y 2020

Con la Resolución 642 de 2019 se actualiza el factor marginal de emisión de gases de efecto invernadero del SIN a **0.381 Ton CO₂/MWh**. En este trabajo se tuvo en cuenta este dato para, a partir de la ecuación 76, determinar la cantidad de emisiones que se dejarían de emitir al medio ambiente, y con ello, el ahorro económico que trae dichas reducciones de emisiones teniendo el costo o precio social del carbono. El costo de la energía considerado fue el promedio de las tarifas pronosticadas de la Figura 41.

En la Tabla 34 se detallan los costos de inversión (unitarios) en cuanto a paneles, aerogeneradores, baterías, reguladores e inversores del SDER a diseñar en este trabajo, así como otros costos de interés. Teniendo en cuenta que estableció un tiempo de vida para las baterías de **7 años**, pues son para aplicaciones de ER, se tuvo en cuenta un costo de sustitución igual al costo de las baterías para inicios de 2020 y la inflación registrada en España a inicios de 2020 (1.1%), lugar de origen de estos equipos. Por el ciclo de vida de los aerogeneradores y módulos fotovoltaicos, no se tuvieron en cuenta costos por sustitución para estos productos. Para el módulo fotovoltaico Trina Solar y el aerogenerador seleccionado, no se tuvieron en cuenta costos de envío teniendo en cuenta que estos podrían ser

cubiertos por los distribuidores en Colombia. La tasa de inflación considerada para el análisis económico fue de 3.8%, estimada a partir del promedio de la inflación en Colombia desde el 2010 hasta el 2019.

De manera aclaratoria, las conversiones necesarias de Euros a pesos colombianos y de dólares a pesos colombianos, se llevaron a cabo con las tasas de cambio del 13 de mayo de 2020.

Tabla 34 Costos unitarios de cada uno de los equipos seleccionados. Todo en pesos colombianos - Fuente: El autor

Equipo	Costo unitario	
<i>Aerogenerador</i>	\$1'860.000	
<i>Módulo Fotovoltaico</i>	\$625.000	
<i>Batería</i>	\$879.398	
<i>Regulador de carga</i>	\$920.000	
<i>Inversor</i>	\$4'0000.000	
Costos Variables		
<i>Costo de O&M de un panel solar</i>	\$39.180/año	
<i>Costo de O&M de un aerogenerador</i>	\$195.900/año	
<i>Costo de combustible</i>	\$0	
Otros costos		
<i>Costo de Capital Anualizado por Componente</i>	Aerogenerador	\$131.971/año
	Módulo Fotovoltaico	\$44.345/año
	Batería	\$62.395/año
	Regulador de carga	\$65.276/año
	Inversor	\$283.809,8292/año
Costo de la energía - SIN	533.2869 \$/kWh	
Construcción e instalación	16% de los costos totales por concepto del costo total de los demás equipos (varía con cada escenario de diseño)	
Costo desmantelamiento	5% de los costos de construcción (varía con cada escenario de diseño)	
Costo de componentes adicionales	10% de los costos totales por concepto del costo total de los demás equipos (varía con cada escenario de diseño)	

A continuación, se presentan los indicadores financieros estimados para cada uno de los escenarios de diseño planteados. Ver la Tabla 35. Para los cálculos económicos se tuvo en como precio de venta de la energía la tarifa de venta promedio pronosticada, con base a los históricos de tarifas de CENS en los últimos dos años.

Tal como se detalla en la Tabla 35, todos los costos aumentan de manera ascendente con el número del escenario, a excepción de los de sustitución, los

cuales van disminuyendo conforme aumenta el número de escenario. Los costos son superiores en los primeros escenarios teniendo en cuenta que para estos es superior el número de aerogeneradores, teniendo en cuenta que para estos equipos los costos de operación y mantenimiento y de capital son más elevados; y el elevado número de turbinas eólicas radica que, si bien pueden alcanzar una potencia nominal elevada, en contraste con el módulo fotovoltaico seleccionado, el recurso eólico de la zona seleccionada no es el más ideal para aprovechar al máximo el rendimiento del equipo, teniendo en cuenta las velocidades de viento promedio máximas que se puede alcanzar y el *CP* estimado con base a dichas velocidades promedio. En esta Tabla 35 no se incluyeron los costos por contaminación en los que se incurriría en cada escenario.

En aquellos escenarios donde predomina la generación de energía eléctrica por paneles solares, en especial en el **escenario VI**, si bien la mayoría de costos son inferiores en contraste con los demás escenarios analizados, los costos de sustitución son mayores, y ello se debe a que los reguladores de carga son utilizados para las conexiones con módulos solares y estos, al igual que las baterías, son los que requieren ser reemplazados por su corto ciclo de vida a comparación con los demás equipos. Y, partiendo de la anterior premisa, el número de reguladores de carga es proporcional al número de paneles fotovoltaicos, situación que lleva a que los costos por sustitución de equipos también aumenten. Para aquellos escenarios donde predomina la generación por energía eólica no se tuvo en cuenta dichos reguladores ya que, como se aprecia es las especificaciones técnicas de este tipo de dispositivos, ya vienen con regulador incluido para que se conecten dos cables DC directamente a la batería.

Tabla 35 Indicadores financieros, para el análisis económico, de cada uno de los escenarios planteados -
Fuente: El autor

Indicador	Escenario		
	I	II	III
Costo Total	\$689.896'381.649	\$554.028'876.649	\$ 418.162'311.649
Costo Construcción e Instalación	\$110.383'421.064	\$88.644'620.264	\$66.905'969.864
Costos de Componentes adicionales	\$68.989'638.165	\$55.402'887.665	\$41.816'231.164
Costos de Inversión	\$869.269'440.879	\$698.076'384.578	\$526.884'512.679
Costo de Capital Anualizado	\$48.949'843.559/año	\$39.309'710.213/año	\$29.669'643.561/año
Costos de O&M	\$72.477'318.900/año	\$58.078'042.020/año	\$43.678'961.040/año
Costos de Combustible	\$0/año	\$0/año	\$0/año
Costo de Sustitución	\$79'867.583/año	\$89'019.963/año	\$98'135.139/año

Costo por Contaminar	\$0/año	\$0/año	\$0/año
Costo de Desmantelamiento	\$220'766.842/año	\$177'289.241/año	\$133'811.939/año
Coste de Salvamento	\$171'144.819/año	\$176'636.248/año	\$182'105.354/año
Costo Total Anualizado	\$121.898'941.704/año	\$97.830'697.685/año	\$73.762'657.034/año
Costo Presento Neto	\$1.718.036'927.040	\$1.378.820'430.032	\$1.039.606'799.287
LCOE	\$206.651/kWh	\$165.849/kWh	\$125.048/kWh
PDR	388 años	311 años	235 años
VPN	\$1.054.209'822.638	\$846.548'546.901	\$638.888'720.942
Indicador	Escenario		
	IV	V	VI
Costo Total	\$282.296'666.649	\$146.431'021.649	\$10.564'456.649
Costo Construcción e Instalación	\$45.167'466.664	\$23.428'963.464	\$1.690'313.064
Costos de Componentes adicionales	\$28.229'666.665	\$14.643'102.165	\$10.564'456.649
Costos de Inversión	\$35.569'379.999	\$184.503'087.279	\$13.311'215.378
Costo de Capital Anualizado	\$20.029'642.186/año	\$10.389'640.811/año	\$749'574.159/año
Costos de O&M	\$29.279'880.060/año	\$14.880'799.080/año	\$481'718.100/año
Costos de Combustible	\$0/año	\$0/año	\$0/año
Costo de Sustitución	\$107'287.520/año	\$116'439.900/año	\$125'555.076/año
Costo de Contaminar	\$0/año	\$0/año	\$0/año
Costo de Desmantelamiento	\$90'334.933/año	\$46'857.927/año	\$3'380.626/año
Coste de Salvamento	\$187'596.782/año	\$193'088.210/año	\$198'557.316/año
Costo Total Anualizado	\$49.694'741.482/año	\$25.626'825.929/año	\$1.558'785.278/año
Costo Presento Neto	\$7.00.394'931.671	\$361.183'064.055	\$21.969'433.309
LCOE	\$84.246/kWh	\$43.444/kWh	\$2.643/kWh
PDR	158 años	82 años	5 años
VPN	\$431.230'278.692	\$223.571'836.443	\$15.912'010.483

Tal como se detalla también en la tabla anterior, el LCOE es inferior para el escenario cuya generación es a partir de 100% energía solar fotovoltaica por las razones ya tratadas anteriormente, situación que lleva a que el período de recuperación sea muy inferior para el **escenario VI**, por lo que resultaría más económico generar energía eléctrica por fuentes fotovoltaicas, para la zona objeto de estudio, teniendo en cuenta el recurso eólico y solar disponibles.

Ahora bien, si bien es cierto que el VPN parece más prometedor para aquellos escenarios donde predomina la generación por energía eólica, hay que tener en cuenta que para dichas estimaciones en el presente trabajo se consideró un precio de venta de la energía, producida por el sistema de cada escenario, calculado a partir del LCOE con una tasa de utilidad de un 10%. Es decir, para el escenario I, se obtendría un VPN, una vez terminado el ciclo de vida del proyecto, un poco mayor al billón de pesos colombianos, pero si se vendiera el kWh de energía en un valor cercano a los \$206.651, un precio demasiado elevado teniendo en cuenta la tarifa actual promedio estimada, para la zona de influencia, es de aproximadamente \$533/ kWh . Caso contrario con el escenario VI, donde se obtiene un precio de venta de 2.643 \$/ kWh , un precio de venta 5 veces mayor que la tarifa de energía actual promedio estimada, pero que puede seguir disminuyendo con futuros ajustes económicos y técnicos. Además, el LCOE estimado para el escenario VI, sigue es 4.6 mayor que el observado en la Tabla 37.

Seguidamente, se estimaron los costos que no tendrían que asumirse por concepto de contaminación, partiendo de la cantidad de $Ton CO_2$ que dejarían de emitirse por un sistema de generación de aproximadamente $5 MW_p$ de capacidad instalada (ver la Tabla 36), y teniendo en cuenta el costo social de carbono asumido para Colombia, así como el factor marginal de emisión de gases de efecto invernadero para Colombia.; montos que resultarían ser un ahorro teniendo en cuenta que son costos que deberían ser asumidos por plantas de generación a partir de combustibles fósiles, y que no serían costeados teniendo en cuenta que la generación sería por los sistemas de ER.

Además, se recalculo el Costo Total Anualizado por escenario incluyendo la tasa de aprendizaje para la tecnología eólica y solar, ya que son sistemas de generación que por sus avances tecnológicos y creciente demanda traen consigo una disminución exponencial de sus costos, lo anterior conforme vaya aumentando (duplicándose la producción de energía a partir de estas tecnologías). Dichas tasas de aprendizaje son de un 7% para la tecnología eólica (Bueno López et al., 2016) y de un 17% para la tecnología solar fotovoltaica (del Río, 2012); pero, como en la presente investigación la cantidad de demanda a abastecer por cada tecnología varía en cada escenario, se establecieron unas tasas de aprendizaje acordes a cada escenario. Los resultados obtenidos para estos indicadores se detallan en la Tabla 36.

Para los cálculos de los costos incluyendo la tasa de aprendizaje se consideró que la capacidad instalada sería la misma en todos los años de vida del proyecto, por lo que la capacidad acumulativa y base siempre fueron la misma.

Tabla 36 Costos Totales incluyendo la curva de aprendizaje y los costos evitados por contaminación - Fuente: El autor

Indicador	Escenario		
	I	II	III
Costo Total Anualizado (incluyendo curva de aprendizaje)	\$68.721'477.082 /año	\$55.152'817.201 /año	\$41.584'271.971 /año
Costo Total (incluyendo curva de aprendizaje)*	\$1.718.036'927.040	\$1.378.820'430.032	\$1.039.606'799.287
Ahorro por NO Contaminación**	\$13'174.469/año		
Indicador	Escenario		
	IV	V	VI
Costo Total incluyendo curva de aprendizaje	\$28.015'797.266 /año	\$14.447'322.562 /año	\$878'777.332
Costo Total (incluyendo curva de aprendizaje)*	\$700.394'931.671	\$361.183'064.055	\$21.969'4333.099
Ahorro por NO Contaminación**	\$13'174.469/año		

*Hace referencia a los costos que se deberán costear durante todo el período de vida del proyecto, teniendo en cuenta el Costo Total Anualizado. **Estos costos se le restán al dinero que se ahorraría si se cuantificaran las emisiones de una planta de generación convencional con una capacidad instalada similar a la establecida en el presente trabajo con el factor de emisión para Colombia y el costo social del carbono asumido.

Tal como se aprecia en la Tabla 36, los costos totales (durante todo el período de vida del proyecto) y el Costo Total Anualizado por escenario, disminuyeron considerablemente una vez se ha tenido en cuenta la curva de aprendizaje en cada escenario, la disminución porcentual del Costo Total Anualizado para todos los escenarios fue de aproximadamente 56.37%.

Tabla 37 Costo Nivelado de Energía (LCOE), en dolares, para generación eléctrica por distintas fuentes de ER. Valores en dolares – Fuente: (Berrío & Zuluaga, 2014)

Tecnología	CAPEX* (\$m/MW)			Factor de planta [%]			C _{OM} [\$/MW]	LCOE [\$/MWh] Escenario Medio*
	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto		
Nuclear	3.20	8.04	8.87	90	92	92	122880	166
Gas Natural (CHP)	1.29	1.57	2.00	75	80	85	55250	60
Carbón	0.66	3.30	3.72	60	85	85	40565	91
Gas Natural (CCGT)	0.93	0.96	1.61	60	60	83	7210	82
Hidroeléctrica (<i>small</i>)	1.40	3.07	3.69	23	50	80	24242	77
Hidroeléctrica (<i>large</i>)	1.58	2.60	4.13	20	50	75	31000	70
Biomasa (<i>digestión anaeróbica</i>)	1.05	4.07	4.93	58	90	90	-	140
Geotérmica (<i>flash plant</i>)	1.68	2.65	3.39	50	85	95	15000	65
Gas (<i>ladfill</i>)	1.43	1.98	3.12	62	90	90	90000	68
Eólica (<i>onshore</i>)	0.93	1.81	2.63	15	32	45	25000	82
Residuos sólidos municipales	3.66	5.05	6.45	80	80	80	245000	111
Biomasa (<i>incineración</i>)	0.83	3.58	5.42	40	77	85	81620	121
Fotovoltaica (<i>tracking</i>)	1.38	2.01	4.33	17	21	35	40000	140
Geotérmica (<i>binary plant</i>)	3.91	4.58	6.91	50	80	95	15000	97
Fotovoltaica (<i>c-Si</i>)	1.35	1.61	4.33	9	17	28	40000	147
Biomasa (<i>gasificación</i>)	2.98	4.50	7.69	80	80	80	70000	126
Fotovoltaica (<i>thin film</i>)	1.61	1.61	1.61	12	17	17	24000	135
STEG (<i>torre+heliostato</i>)	5.85	8.52	8.52	28	61	61	60000	220
Eólica (<i>offshore</i>)	2.28	5.26	6.89	30	41	46	130000	224
Marina (<i>tidal</i>)	6.73	9.28	13.00	25	35	45	130000	442
Marina (<i>wave</i>)	5.48	8.78	16.05	25	30	35	150000	499

8. CONCLUSIONES

- Si bien es cierto que es recomendable, y que ha sido aconsejado, que sistemas de generación eléctrica por energías renovables empleen más de una fuente para hacer frente a la aleatoriedad de este tipo de recursos y aumentar el grado de confiabilidad en el diseño del sistema, se ha constatado que en casos como el de la presente investigación, no resulta favorable siempre, visto tanto desde lo técnico y lo económico. Aunque en el presente trabajo solo se analizaron diferentes escenarios de diseño teniendo como fuente la energía eólica y solar fotovoltaica, no resulta viable que se lleve a cabo dicha combinación de fuentes a raíz de que el limitado recurso eólico pues, aunque la potencia nominal y eficiencia de los aerogeneradores supera a la de los módulos fotovoltaicos, cuando no se cuenta con un elevado potencial energético de nada serviría que se tuviesen equipos con una gran capacidad si no se aprovecharían al máximo. Por lo tanto, resulta aconsejable que se consideren sistemas híbridos en casos donde el potencial energético de los recursos considerados sean lo más parecidos posible.
- Con el fin de garantizar mayor precisión en la caracterización del recurso eólico es recomendable que se analicen los datos de viento con distintas funciones de densidad de probabilidad ya que los históricos de velocidad de viento discrepan en magnitud y proporciones de un lugar a otro. Y, en tanto para el recurso eólico como solar es necesario que se empiece a ampliar la cobertura de estaciones meteorológicas o pequeñas estaciones de generación (por ejemplo, de tipo doméstico) para que la caracterización energética de cada región, ya que las variaciones meteorológicas y topográficas, por mínimas que sean, se traducen en variaciones en la estimación del potencial energético; evitando que se tengan que hacer extrapolaciones para caracterizar recursos renovables de distintas zonas y garantizando que se pueda tener un registro permanente de datos.
- Aunque las aproximaciones tenidas en cuenta en el presente trabajo para la estimación de la demanda otorgan cierto nivel de confiabilidad, contrastando con las estrategias empleadas en proyectos de energización de zonas no interconectadas, sigue siendo necesario que siga recopilando información más precisa del consumo eléctrico de este tipo de zonas - las ZNI -, pues los promedios nacionales per cápita de consumo eléctrico tienen en cuenta los consumos eléctricos promedios de las grandes ciudades, los cuales resultan ser superiores. Es necesario que se tenga en cuenta los aparatos con los que normalmente cuentan las familias de ZNI's, el tiempo de uso general, integrantes por familia, uso por persona, las cargas en DC y AC, y las oportunidades y porcentaje de crecimiento (pronósticos) de consumo eléctrico por zona.

- Teniendo en cuenta las consideraciones de diseño contempladas para el diseño del sistema de generación eléctrica, es necesario que se analice e incluya, aún más, evaluaciones ambientales cuantitativas (como el método Codessa simplificado, el cual evalúa los impactos de las tecnologías renovables en los factores bióticos y abióticos de la zona de interés) con el fin de valorar tanto los beneficios como desventajas de estas tecnologías dependiendo de la zona, teniendo en cuenta la normatividad vigente, puesto que encaminaría a que siga habiendo una reducción de los costos. También será necesario que se incluyan aún más los estudios sociales que traen la implementación de este tipo de investigaciones, pues ello trae consigo un gran impacto a la población, además de que ofrecería un criterio adicional, pero más completo, para el análisis de viabilidad de implementar estos tipos de sistemas en ZNI's.
- El método CBA se ha mostrado como una alternativa práctica y confiable para la selección de los equipos necesarios para el dimensionado de sistemas renovables, pues, aunque es una metodología subjetiva al basarse principalmente por el juicio y experiencia del(los) encargado(s) de este tipo de actividades, permite que se valoren muchos parámetros de manera cuantitativa que son importantes en la selección de cada equipo, ya que permite considerar la selección de equipos que pueden ser mucho más costosos pero con mejor rendimiento en potencia/peso, potencia/área, eficiencia, tiempo de vida, mantenimiento, entre otros. Lo anterior se verificó al hacerse los cálculos con el panel Honey de Trina Solar de 340W, que, aunque es tiene un costo más bajo, no resultó favorable considerando que la potencia por área, potencia nominal y eficiencia es menor en contraste con el panel seleccionado, pues este panel de 340W con un costo por vatio y unitario más bajo, significó un aumento en los costos totales.
- Podría considerarse muchos más escenarios de diseño (distintas combinaciones), pero, teniendo en cuenta los resultados obtenidos por concepto de indicadores financieros, para las condiciones de operación y disponibilidad energética de la zona de interés, un sistema solar fotovoltaico sería más recomendable que uno puramente eólico o uno híbrido eólico-solar, independientemente de la demanda. Aunque si se considera que la demanda puede aumentar anualmente, más la curva de aprendizaje de un sistema solar, puede resultar este sistema aún más favorable para casos como el presentado en esta investigación.
- Analizando los indicadores financieros por escenario, puntualmente el LCOE, este podría bajar aún más ya que los costos por instalación y construcción, desmantelamiento y adicionales fueron tomados bajo supuestos y no se cuantificaron con precisión con base al área, equipos, logística, entre otros.

- No menos importante, desde el punto de vista estadístico, con la implementación de la estadística descriptiva para el análisis de los recursos renovables se obtiene el nivel de homogeneidad, distribución y comportamiento de los datos sin necesidad de extensas tabulaciones de datos y gráficas. Muestra de ello fue los resultados obtenidos con los curtosis y coeficientes de asimetría de cada conjunto de datos.

9. RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS

- En cuanto a la caracterización del recurso solar, es recomendable que en trabajos futuros se realice un análisis estadístico que tenga en cuenta también funciones de densidad de probabilidad, partiendo de históricos extensos y completos.
- Teniendo en cuenta las condiciones geográficas y ambientales de las ZNI's en distintas zonas del país, en futuros trabajos se podrían incluir escenarios que incluyan fuentes de biomasa, PCH's, mareomotriz y/o geotérmica. Además de emplear metodologías como algoritmos e inteligencia artificial.
- En aras de pensar en que este tipo de investigaciones se encaminen también como proyectos de inversión, es aconsejable que se incluyan estudios de mercado, administrativo, socio-ambientales, entre otros.
- Para lo correspondiente al estudio económico, se recomienda en trabajos futuros, de índole similar, determinar e incluir con precisión los costos de instalación y construcción, costos administrativos de conexión, costos de equipos adicionales, terrenos, entre otros, pues en el presente trabajo estos costos pueden estar sobre-dimensionados.
- Partiendo de la metodología de análisis económico expuesta, para próximas investigaciones es recomendable incluir escenarios de diseño donde se incluya cantidad y tarifa de energía tanto para autoconsumo como para la venta a la red, lo que se traduciría en un sistema de generación por fuente renovable conectado a la red.
- Como la demanda energética es algo que no permanece estático e invariable, sino que aumenta con el pasar de los años a raíz de distintos factores como avances tecnológicos, generación de industria, el crecimiento poblacional, entre otros, es necesario que, en trabajos futuros, se dimensionen sistemas de este tipo teniendo en cuenta un aumento paulatino en la demanda a raíz del aumento del PIB y crecimiento económico de un país. Por lo que resultaría conveniente un modelo vectorial autoregresivo (VAR) que considere todas las variables con las que se relaciona la demanda eléctrica, para así poder diseñar un sistema de generación por ER renovable cuya capacidad instalada se ajuste a las necesidades futuras y no incurrir en demandas insatisfechas.

10. REFERENCIAS

- Aghbalou, N., Charki, A., Elazzouzi, S. R., & Reklaoui, K. (2018). A probabilistic assessment approach for wind turbine-site matching. *Electrical Power and Energy Systems*, 103(April), 497–510. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.06.018>
- Aksas, M., & Gama, A. (2011). Assessment of wind and solar energy resources in Batna, Algeria. *Energy Procedia*, 6, 459–466. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.05.053>
- Alavi, O., Mohammadi, K., & Mostafaeipour, A. (2016). Evaluating the suitability of wind speed probability distribution models: A case of study of east and southeast parts of Iran. *Energy Conversion and Management*, 119, 101–108. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2016.04.039>
- Andrade, C. F. De, Falcão, H., Neto, M., Alexandre, P., Rocha, C., & Eugênia, M. (2014). An efficiency comparison of numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy applications: A new approach applied to the northeast region of Brazil. *Energy Conversion and Management*, 86, 801–808. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.06.046>
- Atănăsoae, P., Pentiuc, R. D., Milici, D. L., Olariu, E. D., & Poienar, M. (2019). The Cost-Benefit Analysis of the Electricity Production from Small Scale Renewable Energy Sources in the Conditions of Romania. *Procedia Manufacturing*, 32, 385–389. <https://doi.org/10.1016/j.promfg.2019.02.230>
- Azad, A. K., Rasul, M. G., Islam, R., & Shishir, I. R. (2015). Analysis of wind energy prospect for power generation by three Weibull distribution methods. *Energy Procedia*, 75(2015), 722–727. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.499>
- Baran Baloglu, U., & Demir, Y. (2017). Economic Analysis of Hybrid Renewable Energy Systems with V2G Integration Considering Battery Life. *Energy Procedia*, 107(September 2016), 242–247. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.12.140>
- Benedek, J., Sebestyén, T., & Bartók, B. (2018). Evaluation of renewable energy sources in peripheral areas and renewable energy-based rural development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90(April), 516–535. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.020>
- Berrío, L. H., & Zuluaga, C. (2014). Smart Grid y la energía solar fotovoltaica para la generación distribuida: una revisión en el contexto energético mundial. *Ingeniería y Desarrollo*, 32(2), 369–396. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.14482/inde.32.2.4957>
- Bidaoui, H., El Abbassi, I., El Bouardi, A., & Darcherif, A. (2019). Wind Speed Data Analysis Using Weibull and Rayleigh Distribution Functions , Case Study : Five Cities Northern Morocco. *Procedia Manufacturing*, 32(2019), 786–793. <https://doi.org/10.1016/j.promfg.2019.02.286>
- Bueno López, M., Rodríguez Sarmiento, L. C., & Rodríguez Sánchez, P. J. (2016). Análisis de costos de la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables en el sistema eléctrico colombiano. *Ingeniería y Desarrollo*, 34(2), 397–419.

- Cámara, Á., & Martínez, M. I. (2017). Hacia una economía baja en carbono: objetivos para 2030 en energías renovables. *Regional and Sectorial Economic Studies*, 17(2), 103–124.
- Carta, J. A., Ramírez, P., & Velázquez, S. (2009, June). A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis. Case studies in the Canary Islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.05.005>
- Carvalho, D. B., Guardia, E. C., & Marangon Lima, J. W. (2019). Technical-economic analysis of the insertion of PV power into a wind-solar hybrid system. *Solar Energy*, 191(June), 530–539. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.070>
- Castillo Ramírez, A. (2011). Barreras para la implementación de generación distribuida dos representantes de países desarrollados vs. un representante de país en desarrollo. *Tecnura*, 15(29), 62–75. <https://doi.org/10.14483/22487638.6723>
- Castillo Ramírez, A., Villada Duque, F., & Valencia Velásquez, J. A. (2013). Diseño multiobjetivo de un sistema híbrido eólico-solar con baterías para zonas no interconectadas. *Revista Tecnura*, 18(39), 77. <https://doi.org/10.14483/udistrital.jour.tecnura.2014.1.a06>
- Castillo, Y., Castrillón Gutiérrez, M., Vanegas Chamorro, M., Valencia, G., & Villicaña, E. (2015). Rol de las fuentes no convencionales de Energía en el sector eléctrico colombiano. *PROSPECTIVA*, 13(1), 39–51.
- Chang, T. J., Wu, Y. T., Hsu, H. Y., Liao, C. M., & Chu, C. R. (2003). Assessment of wind characteristics and wind turbine characteristics in Taiwan. *Renewable Energy*, 28(6), 851–871. [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(02\)00184-2](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(02)00184-2)
- Correa Flórez, C. A., Marulanda García, G. A., & Panesso Hernández, A. F. (2016). Impacto de la penetración de la energía solar fotovoltaica en sistemas de distribución: estudio bajo supuestos del contexto colombiano. *Tecnura*, 20(50), 85–95. <https://doi.org/10.14483/udistrital.jour.tecnura.2016.4.a06>
- Córtés, S., & Arango Londoño, A. (2017). Energías renovables en Colombia : una aproximación desde la economía. *Ciencias Estratégicas*, 25(38), 375–390.
- Cucchiella, F., D'Adamo, I., & Gastaldi, M. (2017). Economic analysis of a photovoltaic system: A resource for residential households. *Energies*, 10(6), 1–15. <https://doi.org/10.3390/en10060814>
- del Río, P. (2012). Costes y diseño de los instrumentos de promoción de la electricidad renovable. *Cuadernos Económicos de ICE*, (83), 61–83. <https://doi.org/10.32796/cice.2012.83.6033>
- Escribano Francés, G. (2012). DESARROLLO ENERGÉTICO SOSTENIBLE Y ENERGÍAS RENOVABLES. *LA COOPERACIÓN FINANCIERA DE ESPAÑA*, (864), 73–84.
- Figueroa-espinoza, B., Salles, P., Zavala-hidalgo, J., Phglr, S. R. U., Xqd, G. H., Phwhruoyjlf, W., ... Od, G. H. (2014). On the wind power potential in the northwest of the Yucatan Peninsula in Mexico. *Atmósfera*, 27(1), 77–89. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0187-6236\(14\)71102-6](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0187-6236(14)71102-6)
- Flórez Acosta, J. H., Tobón Orozco, D., & Castillo Quintero, G. A. (2009). ¿HA SIDO

EFFECTIVA LA PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS (ZNI) EN COLOMBIA?: UN ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA INSTITUCIONAL. *Cuadernos de Administración*, 22(38), 219–245.

- Gómez-ramírez, J., Murcia-murcia, J. D., & Cabeza-rojas, I. (2017). LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN COLOMBIA: POTENCIALES, ANTECEDENTES Y PERSPECTIVAS. *Facultad de Ingeniería Mecánica, Universidad Santo Tomás*, 1–19.
- Guacaneme Moreno, J. A., Trujillo Rodríguez, C. L., & Peña Suesca, R. A. (2007). Generación híbrida de energía eléctrica como alternativa para zonas no interconectadas. *Ingeniería*, 12(1), 57–63.
- Gualteros, M. V., & Hurtado, E. (2013). Revisión de las regulaciones e incentivos para el uso de las energías renovables en Colombia. *Juridicas*, 10(1), 209–224. Retrieved from [http://juridicas.ucaldas.edu.co/downloads/Juridicas10\(1\)_13.pdf](http://juridicas.ucaldas.edu.co/downloads/Juridicas10(1)_13.pdf)
- Gugliani, G. K., Sarkar, A., Ley, C., & Mandal, S. (2018). New methods to assess wind resources in terms of wind speed, load, power and direction. *Renewable Energy*, 129, 168–182. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.05.088>
- Gutiérrez Valderrama, J. J., & Colorado Yara, O. D. (2016). Sistema de Refrigeración Autónomo Alimentado con Energía Solar. *SENNOVA*, 2(2), 94–109.
- Haghighat Mamaghani, A., Avella Escandon, S. A., Najafi, B., Shirazi, A., & Rinaldi, F. (2016). Techno-economic feasibility of photovoltaic, wind, diesel and hybrid electrification systems for off-grid rural electrification in Colombia. *Renewable Energy*, 97, 293–305. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.05.086>
- Hernandez, J. A., Velasco, D., & Trujillo, C. L. (2011). Analysis of the effect of the implementation of photovoltaic systems like option of distributed generation in Colombia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(5), 2290–2298. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.02.003>
- Him Díaz, M. (2013). Diseño de un sistema híbrido de generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía [Caso de Boca de Lurá]. *Prisma Tecnológico*, 4(1), 47–50.
- Katinas, V., Gecevicius, G., & Marciukaitis, M. (2018). An investigation of wind power density distribution at location with low and high wind speeds using statistical model. *Applied Energy*, 218(February), 442–451. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.163>
- Labandeira, X., Linares, P., & Wurzburg, K. (2012). Energías renovables y cambio climático*. *Cuadernos Económicos de ICE*, 83(August 2015). <https://doi.org/10.32796/cice.2012.83.6032>
- López Méndez, J. F. (2017). *Diversos factores que influyen en la implementación de energías renovables en Colombia*. Universidad Militar Nueva Granada.
- Ma, T., & Javed, M. S. (2019). Integrated sizing of hybrid PV-wind-battery system for remote island considering the saturation of each renewable energy resource. *Energy Conversion and Management*, 182(October 2018), 178–190. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.12.059>
- Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2009). *Wind energy explained:*

- theory, design and application*. (J. W. and S. Ltd, Ed.) (Second Edi). Great Britain: U.K., Chichester.
- Martín Barroso, A. M., & Leyva Ferreiro, G. (2017). Análisis crítico de la inversión en energías renovables. Enfoque socioeconómico. *Cofín Habana*, 12(2), 69–90.
- Mathew, S. (2006). *Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics*. (Springer, Ed.). India.
- Mazzeo, D., Baglivo, C., Matera, N., Congedo, P. M., & Oliveti, G. (2020). A novel energy-economic-environmental multi-criteria decision-making in the optimization of a hybrid renewable system. *Sustainable Cities and Society*, 52(August 2019), 1–33. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.scs.2019.101780>
- Mikati, M., Santos, M., & Armenta, C. (2012). Modelado y Simulación de un Sistema Conjunto de Energía Solar y Eólica para Analizar su Dependencia de la Red Eléctrica. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, 9(3), 267–281. <https://doi.org/10.1016/j.riai.2012.05.010>
- Ministerio de Minas y Energía, & Unidad de Planeación Minero Energética. (2018). Informe de Gestión UPME - 2018. Bogotá D.C. Retrieved from http://www1.upme.gov.co/InformesGestion/Informe_de_gestion_2018_19092018.pdf
- Moreno Suárez, J. A. (2017). Incentivos tributarios para generación de energía a través de fuentes no convencionales en Colombia*. *Revista de Derecho Fiscal*, (11), 127–149. Retrieved from <https://doi.org/10.18601/16926722.n11.07>
- Nassar, I. A., Hossam, K., & Abdella, M. M. (2019). Economic and environmental benefits of increasing the renewable energy sources in the power system. *Energy Reports*, 5, 1082–1088. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.08.006>
- Nawri, N., Nína, G., Bjornsson, H., Hahmann, A. N., Jónasson, K., Bay, C., & Clausen, N. (2014). The wind energy potential of Iceland. *Renewable Energy*, 69, 290–299. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.03.040>
- Nedaei, M., Assareh, E., & Walsh, P. R. (2020). A comprehensive evaluation of the wind resource characteristics to investigate the short term penetration of regional wind power based on different probability statistical methods, 128(2018), 362–374. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.05.077>
- Ñustes, W., & Rivera, S. (2017). COLOMBIA: TERRITORIO DE INVERSIÓN EN FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA RENOVABLE PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA. *Ingeniería, Investigación y Desarrollo*, 17(1), 37–48.
- Ortiz, J. D. (2013). Viabilidad técnico-económica de un sistema fotovoltaico de pequeña escala. *Visión Electrónica*, 7(1), 103–117.
- Ortiz Motta, D. C., Sabogal Aguilar, J., & Hurtado Aguirre, E. (2012). UNA REVISIÓN A LA REGLAMENTACIÓN E INCENTIVOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN COLOMBIA*. *Revista Facultad de Ciencias Económicas: Investigación y Reflexión*, XX(2), 55–67.
- Ouarda, T. B. M. J., Charron, C., & Chebana, F. (2016). Review of criteria for the selection of probability distributions for wind speed data and introduction of the

- moment and L-moment ratio diagram methods , with a case study. *Energy Conversion and Management*, 124, 247–265. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2016.07.012>
- Ozay, C., & Celiktas, M. S. (2016). Statistical analysis of wind speed using two-parameter Weibull distribution in Alaçatı region. *Energy Conversion and Management*, 121, 49–54. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2016.05.026>
- Pacheco Florez, M., & Melo Poveda, Y. E. (2015). Recursos naturales y energía . Antecedentes históricos y su papel en la evolución de la sociedad y la teoría económica. *Energética*, (45), 107–115.
- Pasqualino, J., Cabrera, C., & Vanegas Chamorro, M. (2015). Los impactos ambientales de la implementación de las energías eólica y solar en el Caribe Colombiano. *PROSPECTIVA*, 13(1), 68–75.
- Pastén, C. (2012). Chile, energía y desarrollo. *Obras y Proyectos*, (11), 28–39. <https://doi.org/10.4067/s0718-28132012000100003>
- Perdomo Villamil, M. A. (2017). Importancia de la implementación de la regulación para el uso de energías renovables en Colombia. Bogotá D.C. Retrieved from <http://creativecommons.org/licenses/by-nc/2.5/co/>
- Pereira Blanco, M. J. (2015a). Las energías renovables ¿ es posible hablar de un Derecho Energético Ambiental? Elementos para una discusión*. *Jurídicas CUC*, 11(1), 221–242. Retrieved from <http://dx.doi.org/10.17981/juridcuc.11.1.2015.10>
- Pereira Blanco, M. J. (2015b). RELACIÓN ENTRE ENERGÍA, MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO ECONÓMICO A PARTIR DEL ANÁLISIS JURÍDICO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN COLOMBIA. *SABER, CIENCIA Y LIBERTAD*, 10(1), 35–60.
- Pereira Blanco, M. J. (2017). TRATAMIENTO JURÍDICO DE LAS ENERGIAS RENOVABLES EN COLOMBIA: AHORRO ENERGÉTICO, EFICIENCIA NERGÉTICA Y USO RACIONAL DE LA ENERGÍA. *Revista Jurídica Mario Alario D'Filippo*, IX(17), 43–68.
- Ponce Corral, C., García Villalba, L. A., Ñeco Caberta, R., & Valenzuela, R. A. (2014). Diseño de un sistema Híbrido eólico solar para suministro de energía eléctrica a zona rural en el estado de Chihuahua. *CULCyT*, 11(54), 46–62.
- Posso, F., Acevedo, J., & Hernández, J. (2014). El impacto económico de las energías renovables. *Aibi*, 2(2), 50–55.
- Rahil, A., Gammon, R., Brown, N., Udie, J., & Mazhar, M. U. (2019). Potential economic benefits of carbon dioxide (CO₂) reduction due to renewable energy and electrolytic hydrogen fuel deployment under current and long term forecasting of the Social Carbon Cost (SCC). *Energy Reports*, 5, 602–618. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.05.003>
- Ren, M., Mitchell, C. R., & Mo, W. (2020). Dynamic life cycle economic and environmental assessment of residential solar photovoltaic systems. *Science of the Total Environment*, 722, 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.137932>
- Rodríguez Borges, C. G., & Sarmiento Sera, A. (2011). Dimensionado mediante

- simulación de sistemas de energía solar fotovoltaica aplicados a la electrificación rural electrification Introducción. *Ingeniería Mecánica*, 14(1), 13–21.
- Rodríguez Manrique, A. K., Cadena Monroy, Á. I., & Aristizábal Cardona, A. J. (2015). Diseño de sistemas de energía solar fotovoltaica para usuarios residenciales en Chía, Cundinamarca. *MUTIS*, 5(1), 55–65.
- Ruíz Murcia, J. F., Serna Cuenca, J., & Zapata Lesmes, H. J. (2017). Atlas de Viento de Colombia. *IDEAM; UPME*. Bogotá D.C.: González, Olga Cecilia; Correa Amaya, Ruth Leonor; Ramírez Acosta, Eduardo Emilio; Bulla Portuguese, Paola Andrea.
- Saeed, M. K., Salam, A., Ur, A., & Saeed, M. A. (2019). Comparison of six different methods of Weibull distribution for wind power assessment: A case study for a site in the Northern region of Pakistan. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 36(August), 1–11. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.100541](https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.100541)
- Sasana, H., & Ghozali, I. (2017). The Impact of Fossil and Renewable Energy Consumption on the Economic Growth in Brazil, Russia, India, China and South Africa. *EconoJournals*, 7(3), 194–200.
- Schallnberg Rodríguez, J. C., Piernavieja Izquierdo, G., Hernández Rodríguez, C., Unamunzaga Falcón, P., García Déniz, R., Díaz Torres, M., ... Subiela Ortin, V. (2008). *Energías renovables y eficiencia energética*. (I. T. de C. S.A., Ed.) (1ª edición). Canarias.
- Seguro, J. V., & Lambert, T. W. (2000). Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 85(1), 75–84. [https://doi.org/10.1016/S0167-6105\(99\)00122-1](https://doi.org/10.1016/S0167-6105(99)00122-1)
- Serrano Guzmán, M. F., Pérez Ruiz, D. D., Galvis Martínez, J. F., Rodríguez Sierra, M. L., & Correa Torres, S. N. (2017). Análisis prospectivo del uso de energía solar: Caso Colombia. *Investigación y Ciencia de La Universidad Autónoma de Aguascalientes*, 25(71), 85–93. Retrieved from <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=67452917011>
- Umbarila Valencia, L. P., Alfonso Moreno, F. L., & Rivero Rodríguez, J. C. (2015). Importancia de las energías renovables en la seguridad energética y su relación con el crecimiento económico. *Investigación Agraria y Ambiental*, 6(2), 231–242.
- UPME, IDEAM, & Ministerio de Minas y Energía. (2005). Atlas de Radiación Solar de Colombia, 141. Retrieved from [https://biblioteca.minminas.gov.co/pdf/Atlas de radiación solar Colombia.pdf](https://biblioteca.minminas.gov.co/pdf/Atlas_de_radiacion_solar_Colombia.pdf)
- Usta, I. (2016). An innovative estimation method regarding Weibull parameters for wind energy applications. *Energy*, 106, 301–314. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.068>
- Wu, J., Wang, J., & Chi, D. (2013). Wind energy potential assessment for the site of Inner Mongolia in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.12.060>