

Análisis del uso de energía solar y eólica como fuente de energía eléctrica para la operación
de un campo petrolero

Stephanny Yuliany Álvarez Carreño, María Fernanda Duran Rondón

Trabajo de Grado para Optar el título de
Ingeniero de Petróleos

Director

Harving Díaz Consuegra

MSc. Ingeniería de Petróleo y Gas

Codirector

Jabid Eduardo Quiroga Méndez

PhD. Ingeniería Civil

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingeniería Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2019

DEDICATORIA

Este trabajo de grado es el fruto de un gran esfuerzo en conjunto, el resultado de una vida universitaria lleno de personas importantes e inigualables.

A Dios mi guía y dueño de vida.

A mis padres y mis tíos Martha y Álvaro, quienes me educaron con tenacidad, fueron el apoyo incondicional a lo largo de mi carrera y permitieron que culminara este ciclo; son la mejor familia que Dios me pudo dar.

A mi hermanito Juandis por ser el mejor regalo de mis papás y sus palabras de fortaleza; es el motor para continuar cada reto.

A Stephanny mi amiga incondicional y mi compañera de tesis; gracias por sus consejos, compañía, apoyo, risas, aventuras y confianza; sin ella esta tesis no habría quedado así de espectacular.

A la TUNA UIS por hacer de mi vida universitaria una experiencia inolvidable. La logística del auditorio Luis A Calvo, mis amigos de aventuras. Gracias por enseñarme a ser una mejor persona y profesional; les debo mi educación integral.

A Francisco Tarazona, Jazmín Paredes, Angelica Ruiz y Marlon Ortiz; gracias por cada charla y experiencia vivida, ustedes son la evidencia de lo bonito de la amistad.

A todos mis amigos y compañeros de carrera, a todos con quienes compartí exposiciones, parciales, cursos y por supuesto rumbas. Nos veremos trabajando mis colegas.

A Josymar Oliveros por los buenos recuerdos construidos.

Gracias a todos quienes fueron partícipes de mis risas.

“Las palabras nunca alcanzan cuando lo que hay que decir desborda el alma.” Julio

Cortázar

María Fernanda Durán Rondón

DEDICATORIA

A lo largo de mi vida he tenido la dicha de conocer seres maravillosos, a los cuales debo agradecerles y dedicarles todos mis triunfos, en especial este trabajo de grado que es producto del apoyo y la unión de todos esos seres para conmigo.

A Dios la luz de mi camino y guía en mis decisiones.

A mis padres por su apoyo incondicional, su confianza y por ser parte de mi formación como mujer y profesional. A mis Nonos por ser parte de mi crianza, por enseñarme que con fe todo se puede lograr y por haber construido una familia maravillosa que lo es todo para mi. A mi mamá y mi Nona, mis anclas, mis ejemplos a seguir, mis mejores amigas y mis confidentes; porque por ustedes he logrado seguir adelante.

A mi hermano Henry Julián, mi mejor amigo, mi cómplice, con quien he soñado y luchado toda la vida; mi mejor regalo.

A mis tías Sandra, María, Omaira y a Eber por consentirme tanto. A mis primos Mariana, Juan Pablo, José Alejandro, Andrés David, Ever y Gerson; mis compañeros de risas y locuras; a Caleb un primo que me regaló la vida.

A mi compañera de tesis, Mafe. Porque a pesar de todo, lo logramos; y nos deja una amistad para toda la vida.

A los amigos que me deja la universidad, Brayan Serrano, Magdalena Manrique, Aura Badel y Sergio Camargo; por los momentos compartidos, las charlas y apoyo.

A la familia SPE UIS, por las grandes experiencias y el placer de conocer excelentes personas.

A Pablo, por su compañía, por los momentos compartidos y por el aprendizaje de nuestra historia.

“Empieza haciendo lo necesario, después lo posible, y de repente te encontrarás haciendo lo imposible.” San Francisco de Asís

Stephanny Yuliany Álvarez Carreño

AGRADECIMIENTOS

Las autoras expresan sus más sinceros agradecimientos a:

A nuestras familias por su amor, apoyo incondicional y motivación durante todos estos años.

Todos nuestros logros son suyos.

Al ingeniero Harving Diaz Consuegra por la oportunidad, confianza y conocimiento para realizar este trabajo de grado.

Al ingeniero Jabid Eduardo Quiroga Méndez por su valiosa asesoría cada que fue necesario e incentivarnos a la investigación.

Al ingeniero Gabriel Ordóñez, nuestro evaluator; por sus aportes para lograr un mejor proyecto.

A nuestros amigos y compañeros de carrera porque de una u otra forma contribuyeron a este logro.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por sus enseñanzas, experiencias vividas y momentos inolvidables.

Tabla de Contenido

	Pág.
1. Introducción.....	26
2. Objetivos.....	27
2.1. Objetivo general	27
2.2. Objetivos específicos.....	27
3. Generalidades	28
3.1. Campo de petróleo.....	28
3.2. Energía eléctrica.	28
3.2.1. Sistemas de generación de energía eléctrica.....	29
3.3. Energía hidroeléctrica.	30
3.4. Energías renovables, limpias y alternativas.....	32
3.5. Energías no renovables.	32
3.6. Energía solar.	34
3.6.1. Clasificación de la energía solar.....	35
3.6.2. Aplicaciones en campos petroleros.	36
3.7. Energía eólica.	40
3.7.1. Aplicaciones en campos petroleros.	42
4. Identificación y tipificación del consumo de energía eléctrica de un campo petrolero estándar.....	44
4.1. Características generales campo caso.....	44
4.1.1. Área de producción.....	45
4.1.2. Área de tratamiento.	46

4.1.3. Área civil.	46
4.1.4. Área de control o monitorización.	47
4.2. Descripción y distribución de la energía eléctrica en campo caso.	48
4.2.1. Unidades de bombeo – Área de producción.	49
4.2.2. Estación campo caso - Área de tratamiento y área de control.	55
4.2.3. Área administrativa del campo caso.	57
4.3. Demanda energética total campo caso.	58
5. Sustitución de energía eléctrica convencional con energía solar y eólica.	60
5.1. Consumos de energía eléctrica posibles a sustituir.	60
5.2. Dimensión de los sistemas de generación eólicos y solares.	64
5.2.1. Sistemas de generación solar.	65
5.2.2. Sistemas de generación eólicos.	78
5.3. Sustitución a partir de energía solar y eólica.	91
5.3.1. Sustitución a partir de sistemas de generación solares.	92
5.3.2. Sustitución a partir de sistemas de generación eólica.	101
6. Disminución de emisiones gases efecto invernadero en campo caso.	106
6.1. Metodología para la cuantificación de las emisiones GEI.	106
6.1.1. Definición de límites.	107
6.1.2. Selección año base.	110
6.1.3. Identificación de emisiones.	110
6.1.4. Cuantificación de emisiones.	111
6.2. Cuantificación de emisiones GEI en el campo caso siguiendo la metodología. ..	113
6.2.1. Definición de límites en el campo caso.	113

6.2.2. Selección Año base para el campo caso.	115
6.2.3. Identificación de las emisiones del campo caso.	115
6.2.4. Cuantificación de las emisiones en el campo caso.	115
6.3. Cuantificación de emisiones GEI en el campo caso utilizando energía solar y eólica.	118
6.4. Cuantificación cambio en la generación de emisiones de CO ₂ equivalentes en el campo caso utilizando energía solar y eólica.	118
7. Conclusiones.....	119
8. Recomendaciones	121
9. Referencias Bibliográficas.....	123

Lista de Tablas

Tabla 1.	36
Campo Castilla.....	36
Tabla 2.	37
Campo Midway Sunset.....	37
Tabla 3.	37
Campo Kern.....	37
Tabla 4.	38
Campo Louisiana Bayou.....	38
Tabla 5.	39
Campo Coalinga.....	39
Tabla 6.	39
Campo Mitrick.....	39
Tabla 7.	39
Campo Amal.....	39
Tabla 8.	40
Campo Belridge.....	40
Tabla 9.	42
Campo Suizhong 36-1.....	42
Tabla 10.	42
Campo Beatrice.....	42
Tabla 11.	43
Proyecto de Inyección de agua Utsira Nord.....	43

Tabla 12.	46
Facilidades del área de tratamiento.....	46
Tabla 13.	49
Especificaciones para motores de unidades de producción del campo caso.	49
Tabla 14.	50
Cálculo máximo consumo de energía eléctrica de las unidades de producción campo caso. .	50
Tabla 15.	50
Mediciones de potencia Pozo A campo caso.....	50
Tabla 16.	51
Mediciones de potencia Pozo B campo caso.	51
Tabla 17.	51
Mediciones de potencia Pozo C campo caso.	51
Tabla 18.	51
Mediciones de potencia Pozo D campo caso.....	51
Tabla 19.	52
Mediciones de potencia Pozo E campo caso.	52
Tabla 20.	52
Mediciones de potencia Pozo F campo caso.....	52
Tabla 21.	52
Mediciones de potencia Pozo G campo caso.....	52
Tabla 22.	53
Mediciones de potencia Pozo H campo caso.....	53
Tabla 23.	53

Mediciones de potencia Pozo I campo caso.	53
Tabla 24.	54
Factores de potencia calculados en los pozos del campo caso.	54
Tabla 25.	55
Cálculo consumo de energía eléctrica área de producción.	55
Tabla 26.	56
Especificaciones equipos estación campo caso área de tratamiento.	56
Tabla 27.	56
Cálculo consumo de energía eléctrica área de tratamiento.	56
Tabla 28.	57
Especificación elementos de funcionamiento del campo caso.	57
Tabla 29.	57
Cálculo consumo de energía eléctrica área de funcionamiento del campo caso.	57
Tabla 30.	59
Cálculo consumo diario y anual del campo caso en kWh.	59
Tabla 31.	62
Importancia de cada variable.	62
Tabla 32.	63
Matriz de preferencia	63
Tabla 33.	63
Matriz ponderada	63
Tabla 34.	65
Coordenadas geográficas del campo caso.	65

Tabla 35.	69
Irradiación global horizontal medio diario anual y brillo solar medio diario anual, de la cuenca del VMM.	69
Tabla 36.	69
Irradiación global horizontal medio diario anual y brillo solar medio diario anual, del municipio de Río de Oro, Cesar.	69
Tabla 37.	69
Menor irradiación global horizontal se presenta en abril, municipio de Río de Oro, Cesar....	69
Tabla 38.	70
Partes principales de un sistema fotovoltaico.	70
Tabla 39.	78
Paneles solares en el mercado.....	78
Tabla 40.	85
Velocidad promedio de la cuenca del VMM.	85
Tabla 41.	85
Escala de Beaufort.	85
Tabla 42.	87
Partes principales de una turbina eólica.....	87
Tabla 43.	93
Resultados de la implementación de energía solar con una inclinación de 10° para el panel solar.	93
Tabla 44.	99
Superficie ocupada por los paneles.....	99

Tabla 45.	102
Resultados de la implementación de energía eólica.	102
Tabla 46.	113
Potencial de calentamiento global para GEI.	113
Tabla 47.	115
Factores de emisión utilizados para combustibles – Alcance I.	115
Tabla 48.	115
Promedio factor emisión de CO _{2-e} electricidad en Colombia en el 2012– Alcance II.	115
Tabla 49.	116
Cálculo de toneladas de GEI para el campo caso Alcance I.	116
Tabla 50.	116
Cálculo de toneladas de CO _{2-e} para el campo caso Alcance I.	116
Tabla 51.	117
Cálculo de toneladas de CO _{2-e} para el campo caso Alcance II.	117
Tabla 52.	117
Cantidad total de toneladas de CO _{2-e} emitidas por el campo caso.	117
Tabla 53.	118
Cálculo de toneladas de CO _{2-e} de las áreas con energía renovable campo caso.	118

Lista de Figuras

<i>Figura 1.</i> Producción de electricidad mundial por recurso en 2017.....	29
<i>Figura 2.</i> Producción promedio 2013 - 2017 de energía eléctrica en Colombia.....	30
<i>Figura 3.</i> Ventajas de la energía hidroeléctrica.....	31
<i>Figura 4.</i> Desventajas de la energía hidroeléctrica.....	31
<i>Figura 5.</i> Energías renovables, limpias y alternativas.....	32
<i>Figura 6.</i> Ventajas de las energías no renovables.....	33
<i>Figura 7.</i> Desventajas de las energías no renovables.....	33
<i>Figura 8.</i> Ventajas de la energía solar.....	34
<i>Figura 9.</i> Desventajas de la energía solar.....	34
<i>Figura 10.</i> Ventajas de la energía eólica.....	41
<i>Figura 11.</i> Desventajas de la energía eólica.....	41
<i>Figura 12.</i> Componentes Básicos de un campo de petróleo.....	45
<i>Figura 13.</i> Unidades de Bombeo para producción de crudo en el campo de estudio.....	45
<i>Figura 14.</i> Componentes de un sistema de monitorización permanente de pozos.....	48
<i>Figura 15.</i> Cálculo consumo de energía eléctrica de las oficinas del campo caso.....	58
<i>Figura 16.</i> Potencia eléctrica por áreas en el campo caso.....	58
<i>Figura 17.</i> Porcentajes de consumo de energía eléctrica del campo caso.....	59
<i>Figura 18.</i> Ubicación del campo caso.....	65
<i>Figura 19.</i> Irradiación global horizontal medio diario anual [kWh/m ² /día] en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y en el municipio de Río de Oro, Cesar.....	67

<i>Figura 20.</i> Brillo solar medio diario anual [horas, h] en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y en el municipio de Río de Oro, Cesar.....	68
<i>Figura 21.</i> Generador fotovoltaico.....	71
<i>Figura 22.</i> Velocidades promedio [m/s] del viento a 10 m de altura en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y en el municipio de Río de Oro, Cesar.....	80
<i>Figura 23.</i> Velocidades promedio [m/s] del viento a 50 m de altura en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y en el municipio de Río de Oro, Cesar.....	81
<i>Figura 24.</i> Velocidades promedio [m/s] del viento a 80 m de altura en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y en el municipio de Río de Oro, Cesar.....	82
<i>Figura 25.</i> Velocidades promedio [m/s] del viento a 100 m de altura en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y en el municipio de Río de Oro, Cesar.....	83
<i>Figura 26.</i> Velocidades promedio [m/s] del viento a 150 m de altura en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y en el municipio de Río de Oro, Cesar.....	84
<i>Figura 28.</i> Disposición óptima de los aerogeneradores.....	86
<i>Figura 28.</i> Diámetro del rotor de una turbina eólica.....	89
<i>Figura 29.</i> Dirección del vector velocidad promedio, representado en una turbina eólica.....	91
<i>Figura 30.</i> Potencia del panel vs Cantidad de paneles.....	100
<i>Figura 31.</i> Variación en la cantidad de paneles, respecto el ángulo de inclinación del panel solar.....	101
<i>Figura 32.</i> Variación de la potencia y cantidad de turbinas a diferentes velocidades promedio del viento.....	104
<i>Figura 33.</i> Relación entre la potencia, el diámetro del rotor y la cantidad de turbinas; a una velocidad promedio de 8 m/s y una altura de 50 m.....	105

<i>Figura 34.</i> Metodología para cuantificación de emisiones GEI	107
<i>Figura 35.</i> Tipos de límites del inventario de emisiones	108
<i>Figura 36.</i> Procesos o elementos que producen gases efecto invernadero según protocolo de Kioto	109
<i>Figura 37.</i> Tipos de emisiones de GEI y sus fuentes de producción.....	109
<i>Figura 38.</i> Fuentes de emisión directa para la organización	114
<i>Figura 39.</i> Fuentes de emisión indirecta por uso de electricidad.	114

Glosario

Aerogenerador: Máquina accionada por el viento que transforma la energía cinética del mismo en eléctrica (Moro, 2018); mediante el movimiento de palas de un rotor (Castells, 2012).

Cambio climático: Variación estadísticamente significativa, ya sea de las condiciones climáticas medias o de su variabilidad, que se mantiene durante un período prolongado (generalmente durante decenios o por más tiempo). El cambio del clima puede deberse a procesos naturales internos o a un forzamiento externo, o a cambios antropógenos duraderos en la composición de la atmósfera o en el uso de la tierra (Kurup & Turchi, 2015).

Capacidad instalada/Potencia instalada: Es la producción máxima de electricidad que un generador puede producir en condiciones ideales. Los niveles de capacidad normalmente se determinan como resultado de las pruebas de rendimiento y permiten a las empresas de servicios públicos proyectar la carga máxima de electricidad que puede soportar un generador. La capacidad generalmente se mide en megavatios o kilovatios (U.S. Energy Information Administration, 2019).

Combustibles fósiles: Los combustibles que provienen de depósitos de carbón fósil son petróleo, gas natural y carbón. Estos se queman para obtener energía. Durante el proceso de combustión se liberan gases de efecto invernadero (IDEAM, s/f-a)(Lenntech, s/f).

Efecto invernadero: Los gases de efecto invernadero absorben de manera eficaz la radiación infrarroja, emitida por la superficie de la Tierra, por las nubes y por la propia atmósfera debido a los mismos gases. La atmósfera emite radiación en todas direcciones, incluida la descendente hacia la superficie de la Tierra. De este modo, los gases de efecto invernadero atrapan el calor en el sistema superficie-troposfera. A esto se le llama efecto invernadero natural.

Un aumento en la concentración de los gases de efecto invernadero lleva a una mayor opacidad de la atmósfera y, por lo tanto, a una radiación efectiva hacia el espacio desde una mayor altitud y a una menor temperatura. Esto genera un forzamiento radiactivo, un desequilibrio que sólo puede ser compensado por un aumento en la temperatura del sistema superficie-troposfera. Este es el efecto invernadero acusado (IDEAM, s/f-a)(Lenntech, s/f).

Energía final: Es la energía que ha sufrido transformación, almacenamiento y distribución y que es finalmente consumida por los usuarios (Barrero, 2004).

Energía primaria: Es aquella que es ofertada por la naturaleza (Barrero, 2004).

Esmog fotoquímico: Esto ocurre cuando los contaminantes atmosféricos forman una mezcla gaseosa capaz de sufrir reacciones fotoquímicas en presencia de la luz solar (principalmente UV) generándose peligrosos contaminantes secundarios a partir de los contaminantes "clásicos". Entre ellos se encuentran el ozono (O_3), el dióxido de nitrógeno (NO_2) y los compuestos conocidos como PAN (nitratos de peroxiacilo). Cuando los PAN forman parte de la niebla, se asocian a las partículas usualmente presentes, dándole un aspecto brumoso amarillento característico (López Sardi, 2007).

Gases efecto invernadero: Los gases de efecto invernadero son los componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropógenos, que absorben y emiten radiación en determinadas longitudes de onda del espectro de radiación infrarroja emitido por la superficie de la Tierra, la atmósfera y las nubes. Esta propiedad produce el efecto invernadero. En la atmósfera de la Tierra, los principales gases de efecto invernadero (GEI) son el vapor de agua (H_2O), el dióxido de carbono (CO_2), el óxido nitroso (N_2O), el metano (CH_4) y el ozono (O_3). Hay además en la atmósfera una serie de gases de efecto invernadero (GEI) creados íntegramente por el ser humano, como los halocarbonos y otras sustancias con contenido de

cloro y bromo, regulados por el Protocolo de Montreal. Además del CO₂, el N₂O y el CH₄, el Protocolo de Kyoto establece normas respecto de otros gases de invernadero, a saber, el hexafluoruro de azufre (SF₆), los hidrofluorocarbonos (HFC) y los perfluorocarbonos (PFC) (IDEAM, s/f-a), (Lenntech, s/f).

Heliostato: Aparato que, mediante un servomecanismo, hace que un espejo siga el movimiento diurno del Sol, recogiendo así la máxima energía para su utilización calorífica. (Real Academia Española, 2019). También es definido como un espejo plano compuesto por varios espejos de dimensiones reducidas, en el cual la orientación para captar el máximo de los rayos solares y enviarlos al concentrador parabólico se realiza mediante un seguidor solar electrónico (García, 1983).

Irradiancia: Es la tasa a la cual incide la energía radiante en una superficie por unidad de área. El símbolo G se usa para irradiancia solar, con subíndices apropiados para describir la radiación directa, difusa o espectral; la unidad con la cual se mide es W/m² (Duffie & Beckman, 2013).

Límite Betz: Indica que tan solo el 59,3% de la energía contenida en el viento es convertible en energía disponible en la turbina (Romero, 2012); es decir convertir la energía cinética del viento en energía mecánica para hacer girar el rotor. Este máximo teórico corresponde al coeficiente de potencia. En turbinas eólicas de alta calidad y tres aspas está en el rango de 0,52 - 0,55 medido en el eje de las palas (Vicini & Micheloud, 2012).

Lluvia ácida: La lluvia es una de las partes del ciclo del agua, mientras que el agua destilada tiene pH: 7, el agua de lluvia normalmente tiene un pH de 5,6 debido a la presencia de CO₂.

Se llama lluvia ácida aquella cuyo pH es menor de 5,6 y esto puede ocurrir por distintos mecanismos de deposición húmeda de compuestos contaminantes presentes en la atmósfera y que generan la formación de ácidos en presencia de agua.

Los compuestos que determinan la lluvia ácida pueden ser SO_2 y NO_x , los cuales forman, en disolución acuosa, H_2SO_4 Y HNO_3^- (López Sardi, 2007).

Modulo fotovoltaico: También conocido como panel solar o modulo solar. Es el principal componente de un sistema fotovoltaico que corresponde a una asociación de células capaces de transformar la energía luminosa incidente en energía eléctrica; a las que se protege físicamente de la intemperie y aislada eléctricamente del exterior (Perpiñán, Colmenar, & Castro, 2012).

Potencia aparente (S): Es la potencia de dimensionamiento de un sistema eléctrico; se expresa en voltamperes; múltiplos de esta unidad son el kilo-voltampere (kVA), el mega-voltampere (MVA), entre otros (Wildi, 2007).

Potencia activa (P): Es la cantidad de potencia aparente que realiza trabajo, es decir aquella que es transformada en energía (WEG, 2016a). La unidad es el watt (Wildi, 2007). Otra unidad utilizada para la potencia activa, especialmente en los motores eléctricos es el HP (1HP=745,7 W).

Potencia reactiva (Q): Es la cantidad de potencia aparente que “no” realiza trabajo útil, pero se requiere ya sea para la magnetización o polarización de materiales. Solamente es almacenada y luego transferida. Los elementos pasivos que realizan este almacenamiento y posterior transferencia son el condensador y la inductancia (WEG, 2016a). Su unidad es el VAR (Wildi, 2007).

Factor de potencia: Indica el porcentaje de la potencia útil con respecto a la potencia total. Un sistema eléctrico es más eficiente cuando esta relación se acerca a la unidad; un bajo FP

contribuye con una menor eficiencia en el sistema eléctrico, aumento de las pérdidas de potencia eléctrica y a cargos innecesarios por parte de la empresa de energía eléctrica. Revisando los componentes de un sistema eléctrico. El factor de potencia es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente ($FP=P/S$) (*Motores Eléctricos Eficiencia, Factor de Potencia y Carga*, s/f).

Radiación solar: Es la energía emitida por el Sol, que se propaga en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas y se genera en las reacciones del hidrógeno en el núcleo del Sol por fusión nuclear y es emitida por la superficie solar. Esa energía es el motor que determina la dinámica de los procesos atmosféricos y el clima (Benavides, Simbaqueva, & Zapata, 2017).

Sistema fotovoltaico: Conjunto de paneles fotovoltaicos y equipos eléctricos y electrónicos que se conectan entre sí para producir energía eléctrica a partir de la radiación solar (Perpiñán et al., 2012).

Tonelada equivalente de petróleo (tep): Unidad en la que se presentan normalmente los balances de energía. Basándose en los poderes caloríficos inferiores de los combustibles se realiza la conversión a tep. Suponiendo un rendimiento unidad en las transformaciones energéticas, se tiene la relación $1 \text{ tep} = 10^7 \text{ kcal} = 11.700 \text{ kWh}$ (Barrero, 2004).

Resumen en español

Título: Análisis del uso de energía solar y eólica como fuente de energía eléctrica para la operación de un campo petrolero. *

Autores: Stephanny Yuliany Álvarez Carreño, María Fernanda Durán Rondón **

Palabras Clave: campo petrolero, consumo energético, energía eólica, energía eléctrica, energía solar.

Descripción:

La producción de energía eléctrica es un proceso de gran importancia, para las industrias y la de los hidrocarburos no es la excepción; ya que es la base para el funcionamiento de los equipos y facilidades en el campo petrolero. Este proyecto presenta una revisión bibliográfica que muestra las diferentes fuentes de energía que pueden ser utilizadas para la generación de energía eléctrica; basándose en el consumo y potencia requerida por un campo petrolero, se puede dimensionar la implementación de energía solar y eólica como complemento para suplir la demanda energética del campo.

Se evaluaron diferentes variables para un campo caso en Colombia, en la cuenca Valle Medio del Magdalena; obteniendo que es posible sustituir por energía solar y eólica el 34% del consumo de energía eléctrica del campo, generando una reducción del 21% de toneladas de CO_{2e} provenientes de las operaciones de campo que requieren energía eléctrica para su desarrollo. Mediante el análisis del dimensionamiento se logró estimar la cantidad de paneles a utilizar, con 6 posibles alternativas; así como el uso de un aerogenerador cuyas características son dependientes de la velocidad promedio del viento. Con el propósito de contribuir al aumento de la innovación energética y el aprovechamiento de los aspectos positivos de las energías alternativas y del petróleo.

*Trabajo de Grado

** Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Harving Diaz Consuegra. Codirector Jabid Eduardo Quiroga Méndez

Abstract

Title: Analysis of solar & wind energy usage as a source of electrical energy for the operation of an oil field. *

Authors: Stephanny Yuliany Álvarez Carreño, María Fernanda Durán Rondón **

Key words: oil field, energy consumption, wind energy, electrical energy, solar energy.

Description:

Electrical energy production is a process of such relevance for industries, and for Oil & Gas Industry is not the exception; this because it is the main source for the facilities and equipment functioning in the oil field. This project presents a bibliographic research which shows the different energy sources that can be used for the electrical energy generation, based upon the power and energy consumption required for an oil field, it can be dimensioned the implementation of solar and wind energy as a complement for supply the energy demand in the oil field.

Different variables were evaluated for a study case in Colombia, at the Valle Medio de Magdalena basin; obtaining as a result that it is viable to replace the 34% of electrical energy consumption with the solar and wind energy implementation, generating a reduction of 21% of CO₂ emissions coming from the operations which require electrical energy for their development. Through the analysis dimensioning it was able to estimate the quantity of solar panels that are required with six possible options, such as the usage of a wind turbine whose characteristics and specifications depend on the average wind speed. Aiming to contribute on the innovation energy growth and the exploitation of the positive aspects of the alternative energies and petroleum.

*Bachelor Thesis

** Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Harving Díaz Consuegra. Codirector Jabid Eduardo Quiroga Méndez

1. Introducción

El cuidado del medio ambiente es uno de los factores más importantes y preocupantes actualmente, de allí han surgido diversas medidas con el fin de mitigar el calentamiento global altamente ocasionado por la emisión de gases efecto invernadero; generados en mayor parte por el funcionamiento o los procesos de las industrias. La industria de los hidrocarburos cuenta con un alto potencial de contaminación globalmente, y es una de la más fuertes en términos energéticos, sin embargo, se encuentra en una constante búsqueda de nuevas tecnologías o un método revolucionario para el mundo, mediante la investigación y aplicabilidad de nuevos procesos que logren cambiar la percepción del petróleo como recurso destructivo del medio ambiente.

Un cambio inmediato de la industria de los hidrocarburos por energías renovables no se da de una manera sencilla, pues las energías renovables no pueden suplir la energía necesaria para el mundo sin apoyo de los hidrocarburos. Este proyecto presenta una alternativa del uso de energía solar y eólica en los campos de petróleos, con el fin de reducir los impactos ambientales producto de la generación de gases efecto invernadero provenientes de las operaciones de campo que requieren energía para su desarrollo y dar paso a una convergencia energética. Contribuyendo al aumento de la innovación energética y el aprovechamiento de los aspectos positivos de las energías alternativas y del petróleo.

2. Objetivos

2.1. Objetivo general

Analizar el uso de energía solar y eólica como fuente de energía eléctrica para la operación de un campo petrolero.

2.2. Objetivos específicos

- Recopilar información que permita analizar el uso de energía solar y eólica como fuente de energía eléctrica para la operación de un campo petrolero.
- Identificar y tipificar el consumo de energía eléctrica de un campo petrolero estándar determinando la demanda energética y la distribución de fuentes requeridas para su funcionamiento.
- Identificar los consumos de energía eléctrica convencional que se podrían sustituir con energía solar y eólica; y dimensionar los sistemas de generación que se requerirían.
- Estimar la disminución de emisiones de gases efecto invernadero producto de la sustitución del consumo de energía proveniente de fuentes fósiles, en el campo caso.

3. Generalidades

Este capítulo presenta la información recopilada que permite analizar el uso de energía solar y eólica como fuente de energía eléctrica para la operación de un campo petrolero; mostrando conceptos, ventajas, desventajas y aplicaciones asociadas a la energía solar y eólica.

3.1. Campo de petróleo.

Según la ANH en su “Glosario de términos, unidades y equivalencias”, un campo se define como aquella superficie delimitada por un área en cuyo subsuelo existen uno o más yacimientos de hidrocarburos agrupados o relacionados con la misma característica estructural geológica y/o condición estratigráfica; en cuyo subsuelo existe acumulación de hidrocarburos asociada al drenaje de influencia generado por la estimulación de uno o más yacimientos, para el caso de yacimientos no convencionales; cuando los yacimientos descubiertos son declarados explotables comercialmente, de acuerdo con el informe de recursos y reservas se distingue como campo comercial (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2017).

3.2. Energía eléctrica.

Se define como una de las formas de energía que aparece en el momento en que las partículas cargadas (electrones) se encuentran concentradas en un espacio concreto (Deléage & Souchon, s/f). Esta energía se caracteriza por su versatilidad, limpieza y su fácil adaptación para la iluminación y el trabajo mecánico; además ser transmitida de forma fiable y económica a largas

distancias. En la actualidad es utilizada en la industria, hogares. comercio y transporte (Barrero, 2004).

3.2.1. Sistemas de generación de energía eléctrica. La electricidad es obtenida por conversión a partir de las fuentes de energía primaria. Calor liberado en la combustión de combustibles fósiles como el carbón, petróleo o gas natural, fisión de un material nuclear que es convertido en energía mecánica de rotación mediante un ciclo termodinámico, energía potencial contenida en el agua almacenada en un embalse de una central hidroeléctrica convertida en energía mecánica de rotación en las turbinas hidráulicas (Barrero, 2004).

Según la Agencia Internacional de Energía la producción de electricidad mundial se genera mayormente a partir del gas natural, carbón, energía nuclear y energía hidroeléctrica; según los porcentajes descritos en la gráfica de la Figura 1 (International Energy Agency, 2019).

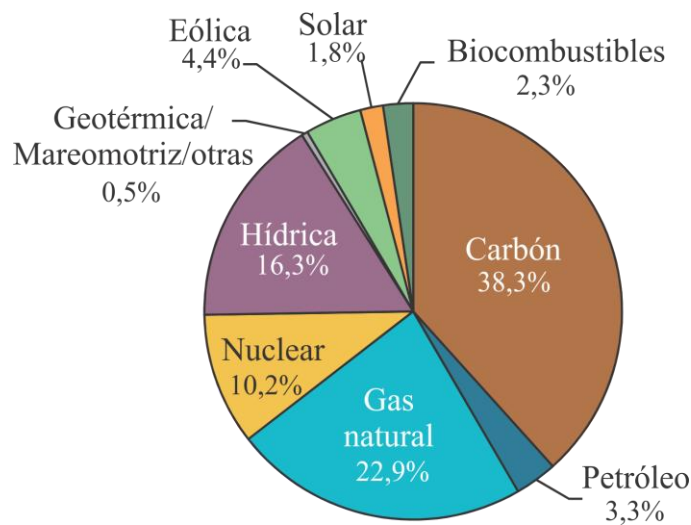


Figura 1. Producción de electricidad mundial por recurso en 2017. Adaptado de (International Energy Agency, 2019).

En Colombia el SIN, Sistema Interconectado Nacional evidencia que la producción de energía eléctrica se basa fundamentalmente en dos recursos energéticos principales: el hídrico, cuyo promedio de capacidad instalada en estos últimos cinco años fue de aproximadamente el 74% y el térmico, basado en combustibles fósiles con un 25%; y el 1% perteneciente a contribuciones de la energía eólica como se muestra en la Figura 2 (UPME, 2019).

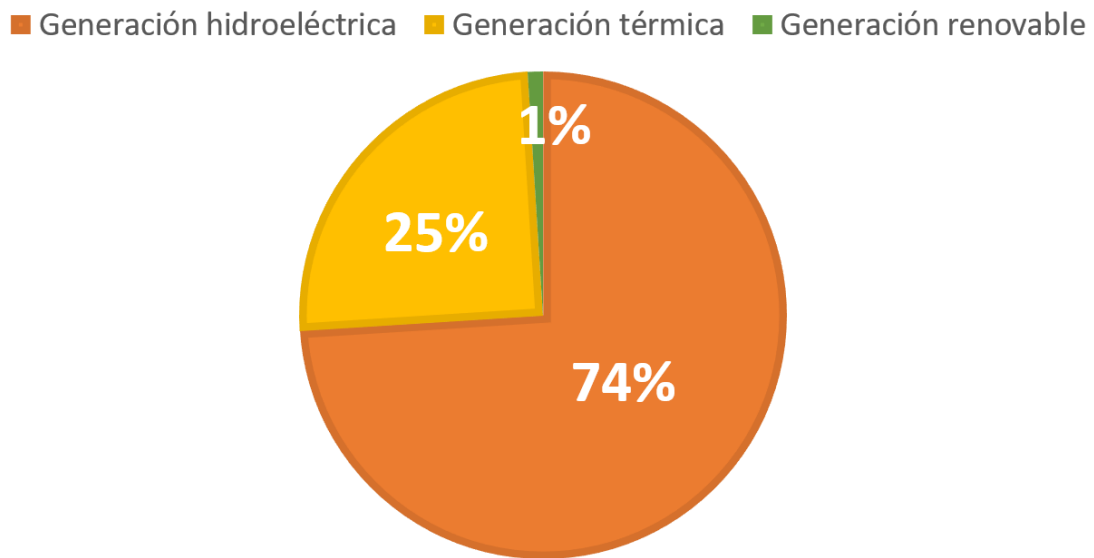


Figura 2. Producción promedio 2013 - 2017 de energía eléctrica en Colombia. Adaptado de (UPME, 2019).

3.3. Energía hidroeléctrica.

Es aquella que se obtiene de aprovechar la energía potencial de una masa de agua situada en un punto del cauce del río (el más alto del aprovechamiento) para convertirla primero en energía mecánica y finalmente en energía eléctrica disponible en el punto más bajo del aprovechamiento (Instituto para la diversificación y ahorro de la energía, s/f).

Se basa en el aprovechamiento de la caída de agua desde cierta altura, la energía potencial del agua que se encuentra en un embalse, durante la caída se convierte en energía cinética. El agua pasa por unas turbinas a gran velocidad, provocando un movimiento de rotación en los álabes de la turbina que se acopla a un generador o alternador y es donde finalmente se transforma en energía eléctrica. El agua constituye un gran aporte en la generación de electricidad, siendo una de las energías más utilizadas en nuestro país para este fin; las figuras 3 y 4 muestran las ventajas y desventajas del uso de la energía hidroeléctrica (Garzón, 2010).

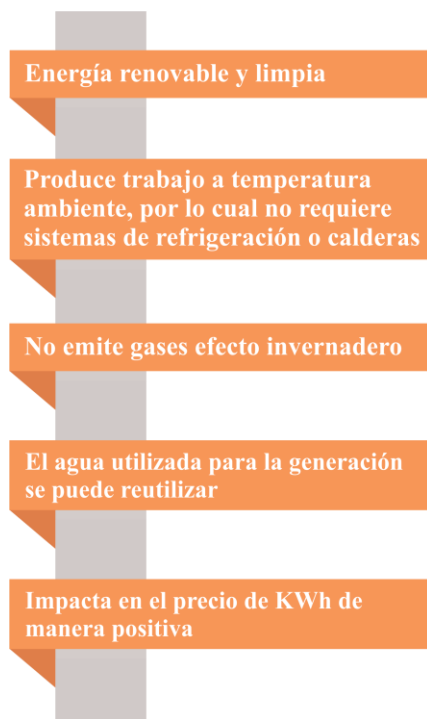


Figura 3. Ventajas de la energía hidroeléctrica. Adaptado de (Aceros, Acevedo, Calderon, & ...[y otros], 2019)(Ministerio de Ciencia y Tecnología, IDAE, & Renovables, 2014) .

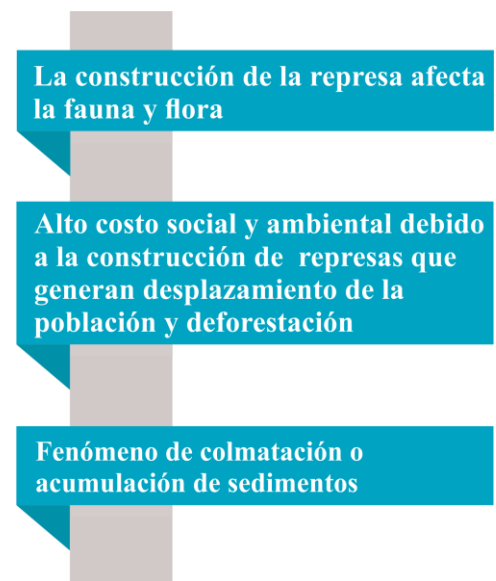


Figura 4. Desventajas de la energía hidroeléctrica. Adaptado de (Aceros et al., 2019) (Ministerio de Ciencia y Tecnología et al., 2014).

3.4. Energías renovables, limpias y alternativas.

La energía solar y eólica corresponden a energías renovables, limpias y alternativas; siendo estas fuentes de energía inagotables que no generan residuos al producirse o utilizarse y no implican la quema de consumibles fósiles. En la Figura 5 se explica la diferencia entre las energías renovables, limpias y alternativas.

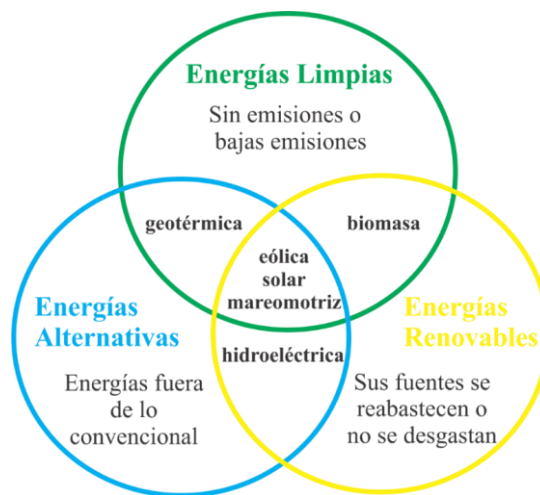


Figura 5. Energías renovables, limpias y alternativas. Adaptado de (Aguirre, 2015).

3.5. Energías no renovables.

Al hablar de energía normalmente esta es asociada a los combustibles y la electricidad, existen muchos tipos de energía, entre estos se encuentran las energías no renovables las cuales cuentan con un elemento base que se encuentra en la naturaleza de manera limitada; principalmente los combustibles fósiles, entre los que están incluidos: el petróleo, el gas natural y el carbón. El petróleo es una de las materias primas más utilizada en el mundo.

La electricidad surge a partir de los combustibles fósiles mediante la instalación de una central térmica, que es una caldera donde se produce la combustión; sin embargo, la gran desventaja que tiene esta energía es el impacto ambiental, ya que emiten gases que contribuyen al efecto invernadero y las lluvias ácidas; estas centrales son emisoras de otros agentes contaminantes como el ruido, el calor, las vibraciones, el polvo y los gases; las figuras 6 y 7 muestran las ventajas y desventajas del uso de las energías no renovables (Garzón, 2010).

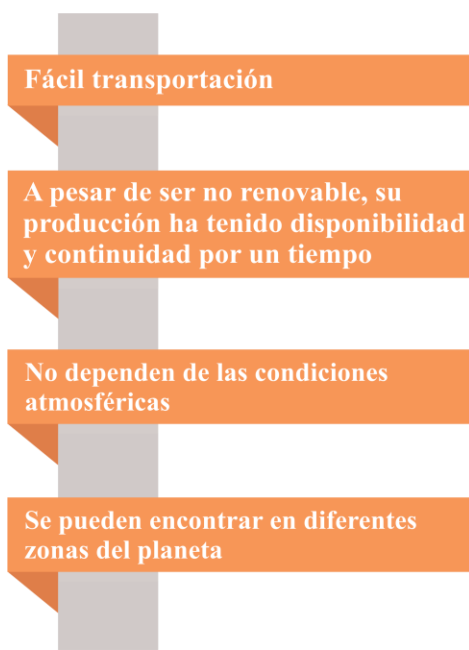


Figura 6. Ventajas de las energías no renovables. Adaptado de (Aceros et al., 2019) (Ministerio de Ciencia y Tecnología et al., 2014).

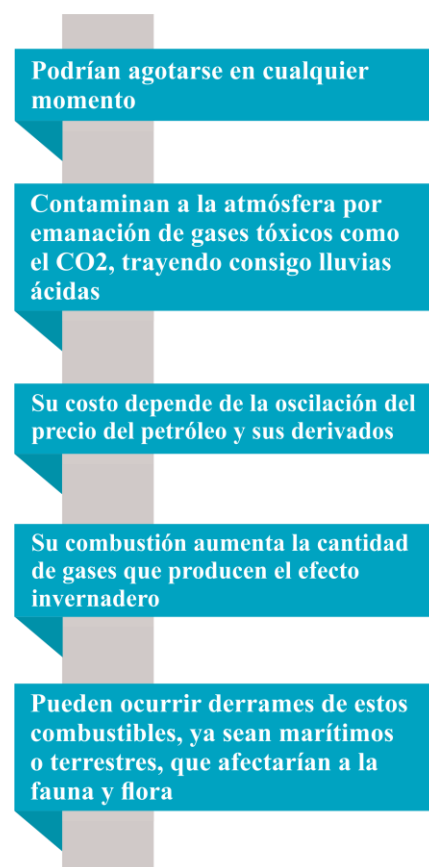


Figura 7. Desventajas de las energías no renovables. Adaptado de (Aceros et al., 2019) (Ministerio de Ciencia y Tecnología et al., 2014).

3.6. Energía solar.

Es la energía procedente del sol, el recurso energético más abundante que existe en el planeta; cuya intensidad está determinada en un punto de la tierra dependiendo del día, año, hora y latitud (Mills, 2004).

Las emisiones de mayor relevancia de esta energía se encuentran en la fabricación de celdas y baterías que emiten 40,7 g CO₂/kg y en la producción de paneles solares de 1Kg CO₂/kWh; las figuras 8 y 9 muestran las ventajas y desventajas del uso de la energía solar (Aceros et al., 2019).

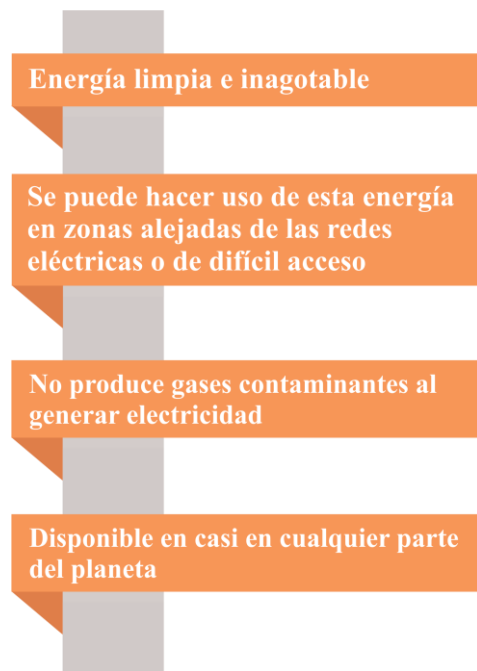


Figura 8. Ventajas de la energía solar.

Adaptado de (Aceros et al., 2019) (Ministerio de Ciencia y Tecnología et al., 2014).

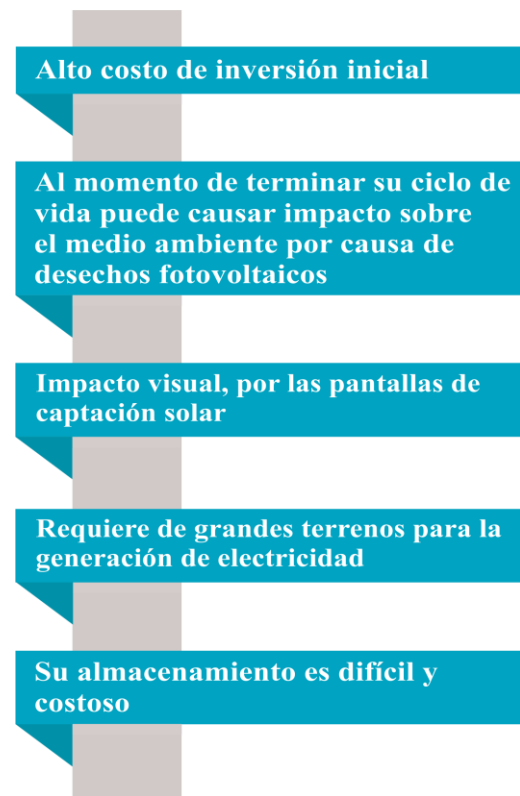


Figura 9. Desventajas de la energía solar.

Adaptado de (Aceros et al., 2019) (Ministerio de Ciencia y Tecnología et al., 2014).

3.6.1. Clasificación de la energía solar. Las tecnologías para el aprovechamiento de la energía solar convierten la radiación en electricidad y calor, que son energía fotovoltaica y fototérmica, respectivamente.

3.6.1.1. Energía solar fotovoltaica. Es la conversión directa de luz en electricidad a nivel atómico, generando una corriente eléctrica aprovechable cuando el material es irradiado con radiación electromagnética (Aceros et al., 2019).

3.6.1.2. Energía solar térmica. Es la conversión directa de la luz en calor y es utilizada para calentar un gas o un líquido que luego se almacena o se distribuye.

Esta tecnología se desarrolla de dos maneras, en primera instancia utilizando sistemas de concentración solar de potencia o CSP, que trabajan con dispositivos colectores para aplicaciones de media y alta temperatura (mayores a 100°C), convirtiendo la radiación solar en calor, el calor en trabajo mecánico y este en electricidad (Aceros et al., 2019). La segunda forma es utilizando colectores solares, cuyo uso se restringe a bajas temperaturas (menores a 100°C) y luego son utilizados para el calentamiento y refrigeración de espacios (Castro & Colmenar, 2004).

3.6.2. Aplicaciones en campos petroleros. A continuación, se presentan algunos casos de campos de petróleo que han implementado la energía solar en sus operaciones, instalaciones y equipos; utilizando energía solar fotovoltaica o térmica según los requerimientos del campo.

3.6.2.1. Energía solar fotovoltaica. En 1970 se incursionó en el uso comercial de paneles fotovoltaicos para las luces de advertencia en instalaciones petroleras de alta mar (Absi Halabi, Al-Qattan, & Al-Otaibi, 2015). Entre las principales aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos en los campos, están la producción de energía eléctrica para el accionamiento de bombas de extracción y la demanda eléctrica del campo. En el bombeo mecánico, la energía solar muestra un ahorro significativo de energía, pues más del 80% de los pozos de producción de petróleo que operan en el oeste de los Estados Unidos están instalados con sistema de bombeo mecánico (Endurthy, Kialashaki, & Gupta, 2016). Algunos de los campos petroleros que han utilizado energía solar fotovoltaica para suplir su requerimientos eléctricos en la producción de hidrocarburos son los mostrados en las tablas 1, 2 y 3.

Tabla 1.
Campo Castilla.

Campo Castilla	
Ubicación	Colombia
Empresa	Ecopetrol S.A.
Capacidad instalada	20 MW
Número de paneles FV	54 500

Adaptada de (González & La República, 2019).

Tabla 2.
Campo Midway Sunset

Campo Midway Sunset	
Ubicación	Estados Unidos
Empresa	Chevron
Capacidad instalada	500 kW
Suministro de energía eléctrica	5% Demanda total energía
Número de paneles FV	4 800

Adaptada de (Choi, Lee, & Song, 2017).

Tabla 3.
Campo Kern.

Campo Kern	
Ubicación	Estados Unidos
Empresa	Chevron
Capacidad instalada	750 kW
Suministro de energía eléctrica	40 Bombas de extracción
Número de paneles FV	7 800

Adaptada de (Choi et al., 2017) (Nelder & GetRealList, 2011).

Otras aplicaciones inherentes al transporte de hidrocarburos mediante tuberías, corresponde al uso de la energía solar para la protección catódica contra la corrosión como se presenta en la Tabla 4 (Pharris & Kolpa, 2007), (Popoola, Grema, Latinwo, Gutti, & Balogun, 2013).

Tabla 4.

Campo Louisiana Bayou.

Campo Louisiana Bayou	
Ubicación	Estados Unidos
Empresa	Kyocera Solar
Capacidad instalada	7,7 - 3,9 y 6,25 kW
Suministro de energía eléctrica	Protección catódica: corrosión tubería

Adaptada de (Choi et al., 2017).

3.6.2.2. Energía solar térmica. La energía solar térmica es usada en los campos de petróleo como técnica de producción de vapor mediante el CSP, para el recobro mejorado térmico o EOR (Enhanced Oil Recovery), que consiste en inyectar vapor en el yacimiento para facilitar el flujo al reducir la viscosidad del crudo. La CSP sustituye el gas natural como fuente de energía para producir vapor (Zhong & Bazilian, 2018); trabajando con dispositivos colectores con forma de canal, generalmente alojados en un invernadero protector que concentran la luz solar para generar vapor con temperaturas de hasta 610,9 K. (Sandler, Fowler, & Kovsky, 2014)

Los proyectos de energía solar térmica utilizados para el EOR pueden oscilar hasta 44 GW (Wang, O'Donnell, & Brandt, 2016). Los primeros proyectos de EOR térmico solar llevados a cabo en el año 2011, cuya vida útil finalizó, son los mostrados en las tablas 5 y 6.

Tabla 5.
Campo Coalinga.

Campo Coalinga	
Ubicación	Estados Unidos
Empresa	Chevron/ BrightSource
Capacidad instalada	29 MW
Número de heliostatos	3 822

Adaptada de (Moritis, 2011).

Tabla 6.
Campo Mitrick.

Campo Mitrick	
Ubicación	Estados Unidos
Empresa	Glass Point
Capacidad instalada	300 kW

Adaptada de (Zborowski, 2017).

Basados en estos proyectos pioneros se desarrollan otros como el del Campo Amal, el cual inició su funcionamiento en 2 012, hasta cumplir su vida útil. Los datos de este campo se presentan en la Tabla 7.

Tabla 7.
Campo Amal.

Campo Amal		
Ubicación	Omán	
Empresa	Petroleum Development	Oman / Glass Point
Proyectos en el campo		
Año	2 012	2 018
Capacidad instalada	7 MW	100 MW
Producción de vapor	50 ton/día	600 ton/día

Adaptada de (Wesoff, 2015) (Muscat, 2018) (Wesoff, 2015).

En la actualidad se encuentra en proceso el proyecto del Campo Belridge. La Tabla 8 muestra los datos de este campo.

Tabla 8.
Campo Belridge.

Campo Belridge	
Ubicación	Estados Unidos
Empresa	Aera Energy/ Glass Point
Capacidad instalada	850 MW

Adaptada de (Zborowski, 2017).

Otra aplicación de CSP es el proceso de calefacción para la generación del hidrógeno requerido en la refinación de crudo; producido principalmente a través de gas natural reformado con vapor (Likkasit, Elkamel, Maroufmashat, & Ku, 2016).

3.7. Energía eólica.

Esta energía se basa en el aprovechamiento de las condiciones climatológicas que cada zona posea y donde se pueda obtener la cantidad de potencia requerida. Se instalan generalmente en zonas costeras, alturas montañosas, islas o frente al mar. Las tecnologías aplicadas para el aprovechamiento de esta energía cuentan con una vida útil cercana a los veinticinco años. Es importante mencionar que los aerogeneradores, al utilizar una menor cantidad de aspas requieren una mayor velocidad de viento y altura (Aceros et al., 2019).

Se propone el uso de la energía eólica marina para el suministro de electricidad a las plataformas de petróleo y gas costa afuera por ser una opción económica y ambientalmente racional; las figuras 10 y 11 muestran las ventajas y desventajas del uso de la energía eólica (Korpås, Warland, He, & Tande, 2012).

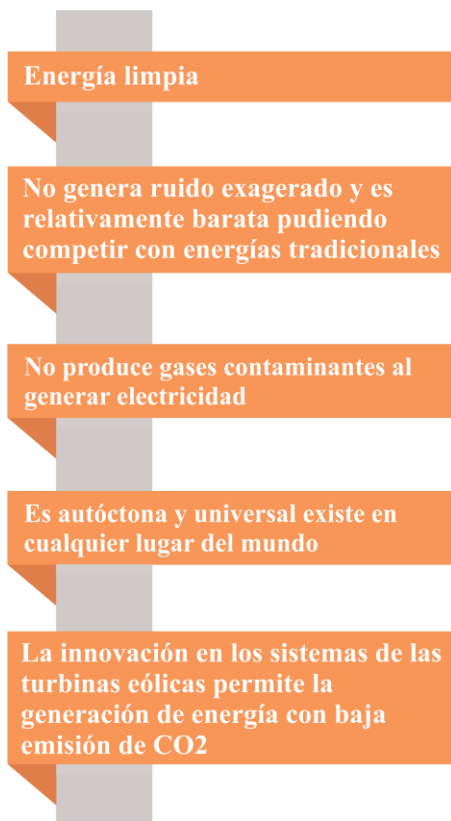


Figura 10. Ventajas de la energía eólica. Adaptado de (Aceros et al., 2019) (Ministerio de Ciencia y Tecnología et al., 2014), (Khan, Yasmeen, Shakoor, Khan, & Muhammad, 2017).

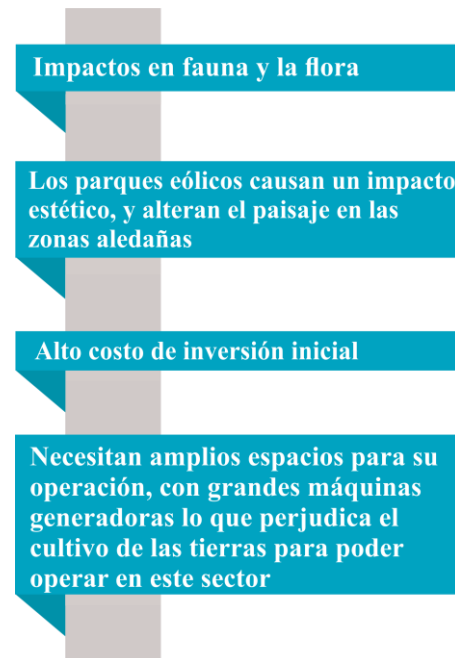


Figura 11. Desventajas de la energía eólica. Adaptado de (Aceros et al., 2019), (Ministerio de Ciencia y Tecnología et al., 2014), (Khan et al., 2017).

3.7.1. Aplicaciones en campos petroleros. Algunos de los proyectos en campos de petróleo que implementan energía eólica son los presentados a continuación.

Tabla 9.

Campo Suizhong 36-1.

Campo Suizhong 36-1	
Ubicación	China
Empresa	China National Offshore Oil Corporation CNOOC
Capacidad instalada	1,5 MW
Reducción gases efecto invernadero	5 300 toneladas/año

Adaptada de (Hua, 2009).

El proyecto del Campo Suizhong 36-1 (ver Tabla 9), corresponde al inicio de la construcción de un parque eólico marino de 100 MW construido frente a las costas de Shanghai (Merino & Mosquera, 2007) ; así como el inicio de la gran implementación de la energía eólica marina en China con proyección de 30 GW para 2020 (Vista al Mar, 2010).

Tabla 10.

Campo Beatrice.

Campo Beatrice	
Ubicación	Mar del Norte Escocia
Año	2007
Empresa	Repsol Sinopec and Scottish y Southern Energy
Capacidad instalada	2 Turbinas : 10 MW
Producción	30% Demanda eléctrica de plataforma Beatrice Alfa

Adaptada de (HIE, 2007), (Repsol Sinopec, 2018b).

Repsol Sinopec publicó su proyecto de programa final de desmantelamiento para el Campo Beatrice en diciembre de 2018 (Repsol Sinopec, 2018a); siendo éste aprobado por el gobierno del Reino Unido, actualmente programado para iniciar en 2025 (4C Offshore, 2019). Las características de este campo se muestran en la Tabla 10.

Los costos para la generación eólica marina han disminuido significativamente desde su implementación y se prevé que continúen disminuyendo a medida que la tecnología madure (Beiter et al., 2018). Por otro lado, la energía eólica marina se puede aplicar a la inyección de agua impulsada por el viento proporcionando una inyección de agua lejos de la plataforma (Addison & Hart Energy, 2015), lo cual reduce la necesidad de líneas largas de inyección de agua y puede eliminar las modificaciones costosas para plataformas petroleras que no están diseñadas inicialmente para la inyección de agua (Feller & DNV GL, 2017).

Tabla 11.
Proyecto de Inyección de agua Utsira Nord.

Proyecto Utsira Nord WIN WIN	
Ubicación	Noruega
Empresa	DNV GL
Capacidad instalada	48 turbinas de 6 MW

Adaptada de (Nilsson & Westin, 2014), (Feller & DNV GL, 2017).

El proyecto de inyección de agua eólica presentado en la Tabla 11, demostró que la energía eólica puede proporcionar inyección de agua a precios competitivos (Feller & DNV GL, 2017). Actualmente, Noruega pretende albergar turbinas eólicas marinas en Utsira Nord con una capacidad combinada de entre 500 MW y 1,5 GW (Paraskova, 2019).

4. Identificación y tipificación del consumo de energía eléctrica de un campo petrolero estándar

Con el fin de identificar y tipificar el consumo de energía eléctrica se deben reconocer las características del campo en estudio. Se utilizó un campo con una producción aproximada de 1 013 BOPD en el año 2 012 junto a una evaluación de eficiencia energética de consumos de energía eléctrica realizada en el mismo durante ese año (Petronorte, 2012).

4.1. Características generales campo caso.

El trabajo de una instalación de producción es separar la corriente del pozo en tres componentes, llamados fases (petróleo, gas y agua), y procesarlos en productos comercializables o eliminarlos de una manera ambientalmente aceptable (Arnold & Stewart, 2008).

Un campo de petróleo se compone generalmente de facilidades de producción asociadas al manejo de fluidos tales como recolección, tratamiento, separación y sistema de levantamiento artificial; un área civil en donde se encuentran caminos de acceso, campamentos, entre otras destinadas al cubrimiento de necesidades vitales y satisfacción de los trabajadores; y a su vez un área administrativa de manejo y control del campo en ocasiones lejos de la ubicación de este.

El reconocimiento de las características generales del campo en estudio es de suma importancia para la evaluación de los procesos que utilizan energía eléctrica. En este escenario, el campo caso cuenta con la distribución de las áreas mostradas en la Figura 12 (ANLA, 2015).



Figura 12. Componentes Básicos de un campo de petróleo.

4.1.1. Área de producción. Cuando la energía natural que empuja a los fluidos deja de ser suficiente, se recurre a métodos artificiales para continuar extrayendo el petróleo. Con la extracción artificial comienza la fase más costosa u onerosa de la explotación del yacimiento (INEGAS, s/f).

El campo estudio tiene 9 pozos con unidades de bombeo de tipo Bombeo Mecánico, PCP y Rexroth distribuidos como se evidencia en la Figura 13.

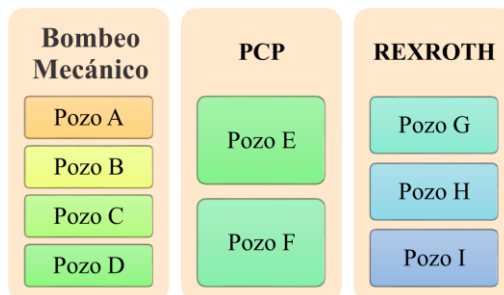


Figura 13. Unidades de Bombeo para producción de crudo en el campo de estudio.

4.1.2. Área de tratamiento. Esta área se divide en área de proceso, almacenamiento y despacho; compuesta de diversas facilidades, se utilizan dispositivos mecánicos llamados separadores, el gas es despedido de los líquidos y el agua libre se separa del aceite. El tratamiento del aceite también se puede realizar mediante el asentamiento o en tanques de cañón, que tienen botas de gas internas o externas. Cualquier sólido producido con la corriente del pozo también debe separarse, limpiarse y eliminarse de manera que no viole los criterios ambientales; se pueden utilizar tanques de sedimentación, hidrociclones, filtros, etc. (Arnold & Stewart, 2008).

Las facilidades que hacen parte del campo caso, se encuentran descritas en la Tabla 12.

Tabla 12.
Facilidades del área de tratamiento.

Área	Facilidad de producción
Proceso	Dos separadores verticales bifásicos (líquido - gas)
	Un tambor depurador de gas SCRUBER
	Una bomba de químico
	Un tratador térmico
	Líneas de drenaje
Almacenamiento y despacho	Un tanque circular de techo fijo capacidad 2 500 STB
	Tres tanques circulares de techo fijo con capacidad de 1 000 STB cada uno
	Dos tanques circulares de techo fijo con capacidad de 500 STB cada uno
	Dos bombas de crudo con capacidad de 268 GPM cada una.

Adaptado de (ANLA, 2015).

4.1.3. Área civil. Existen las funciones principales de una instalación de producción, pero es importante tener en cuenta que también existen sistemas auxiliares que soportan funciones que a menudo requieren más tiempo y esfuerzo de ingeniería que la producción misma; estos incluyen:

- ✓ Desarrollar un sitio con carreteras y cimientos si la producción es en tierra, o con una plataforma, camión cisterna o alguna estructura si la producción es en alta mar.
- ✓ Proporcionar servicios públicos para que el proceso funcione: generar y distribuir electricidad; suministro y tratamiento de gas combustible o diésel; suministro de instrumentos y potencia de aire; tratamiento de agua y alimentación de calderas, etc.
- ✓ Proporcionar instalaciones para el personal, incluidos cuartos, salas de control, talleres, grúas, unidades de tratamiento de aguas residuales, agua potable, etc.
- ✓ Proporcionar sistemas de seguridad para detectar peligros potenciales, para combatir situaciones peligrosas cuando ocurran, y para protección y escape del personal.

(Arnold & Stewart, 2008).

4.1.4. Área de control o monitorización. Esta área parte de las mediciones y muestreos precisos del crudo (Arnold & Stewart, 2008); verificando en perforación y en mantenimiento la presión de formación debajo de la presión ejercida por el gradiente hidrostático con el fin de evitar patada de pozo; además de evaluar continuamente la situación en la cual el pozo y el yacimiento se encuentra (Eck et al., 2000). Un sistema de monitorización permanente de pozo está compuesto por los elementos de la Figura 14, denominándose así pozo monitorizado. Esta monitorización se utiliza comúnmente en pozos multilaterales, donde válvulas hidráulicamente independientes controlan el flujo de cada lateral y en pozos de aguas profundas, donde a menudo las operaciones de intervención de pozos tienen costos prohibitivos. La monitorización permanente de pozos, ayuda a evitar altos costos de una intervención del pozo, también ayuda a maximizar la producción y a optimizar la recuperación (Schlumberger, 2019).

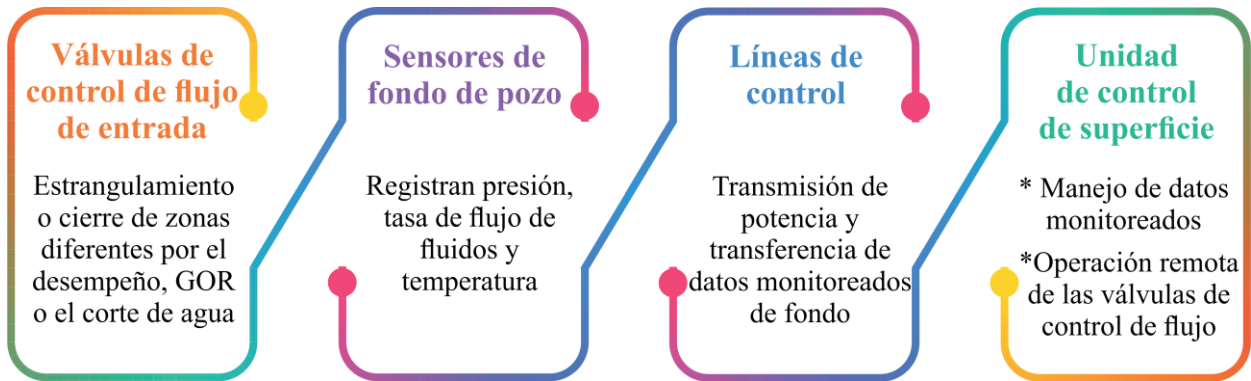


Figura 14. Componentes de un sistema de monitorización permanente de pozos. Adaptado de: (Schlumberger, 2019).

4.2. Descripción y distribución de la energía eléctrica en campo caso.

El consumo energético del campo caso fue obtenido de una evaluación del uso de energía en facilidades realizada en el año 2012 para un campo en el Valle Medio del Magdalena cuyos datos fueron proporcionados en parte por la empresa operadora del campo y recolectados por una empresa consultora mediante mediciones con instrumentación especializada; obteniendo las lecturas de consumo de electricidad en dos puntos centralizados para el campo.

No se tuvo a disposición la energía eléctrica consumida en las instalaciones individuales, ya que no hay medidores de energía eléctrica en cada facilidad. Los datos operativos, especialmente de los equipos de mayor consumo de electricidad fueron recolectados mediante mediciones, y otra información con personal de la operación.

A continuación, se describirán los consumos de energía eléctrica teniendo en cuenta las áreas características del campo mencionadas anteriormente.

4.2.1. Unidades de bombeo – Área de producción. Las unidades de bombeo utilizadas en el campo y sus características se describen en la Tabla 13, en donde se observan la descripción de los motores correspondientes a cada unidad junto a la información técnica de la placa.

Tabla 13.
Especificaciones para motores de unidades de producción del campo caso.

Pozo	Motor			Unidad de bombeo
	ID	HP	Volts	RPM
A	75	460	940	Mecánico
B	75	460	1 185	Mecánico
C	75	460	1 185	Mecánico
D	75	460	940	Mecánico
E	75	460	1 190	PCP
F	75	460	1 185	PCP
G	125	460	1 785	REXROTH
H	125	460	1 785	REXROTH
I	125	460	1 420	REXROTH

Adaptado de: (ANLA, 2015).

Con el fin de calcular para los motores eléctricos el mayor consumo de energía eléctrica o la máxima conversión de energía eléctrica en potencia mecánica que realizan; se tendrá en cuenta una eficiencia ideal del motor de 100% simulando que la energía de entrada es igual a la energía de salida. Para los cálculos de eficiencia se compara la potencia eléctrica de entrada y los caballos de fuerza de salida, usando un factor de conversión 0,746 (Enríquez Harper, 2000). Representado esto mediante la ecuación $kW=HP*0.746/eficiencia\ motor$ (CIME, s/f); presentando los resultados en la Tabla 14.

Tabla 14.

Cálculo máximo consumo de energía eléctrica de las unidades de producción campo caso.

Pozos		Consumo máximo motor	
ID	HP	Cálculo	kW
A-B-C-D-E-F	75	$75 * 0,746/1$	56
G-H-I	125	$125 * 0,746/1$	93

Para cada unidad de bombeo la empresa consultora realizó la medición de la potencia aparente, activa y reactiva teniendo en cuenta las tensiones de cada línea y la corriente y la tensión en las fases; obteniendo resultados de consumo mucho menores a los consumos máximos calculados anteriormente; descritos en las tablas de la 15 a la 23.

✓ **Pozo A**

Tabla 15.

Mediciones de potencia Pozo A campo caso.

Unidad de bombeo mecánico				
Mediciones	Min	Max	Promedio	Unidades
Potencia activa	1,94	23,04	12,50	kW
Potencia aparente	4,78	23,21	13,44	k VA
Potencia reactiva	2,13	2,91	2,49	k VAr
Factor de potencia	0,41	0,99	0,93	

Adaptado de: (Consultora de energía, 2012).

✓ **Pozo B**

Tabla 16.

Mediciones de potencia Pozo B campo caso.

Unidad de bombeo mecánico				
Mediciones	Min	Max	Promedio	Unidades
Potencia activa	0,00	37,12	21,13	<i>kW</i>
Potencia aparente	0,03	46,52	30,18	<i>k VA</i>
Potencia reactiva	0,02	28,12	22,74	<i>k VAr</i>
Factor de potencia	0,00	0,80	0,70	

Adaptado de: (Consultora de energía, 2012).

✓ **Pozo C**

Tabla 17.

Mediciones de potencia Pozo C campo caso.

Unidad de bombeo mecánico				
Mediciones	Min	Max	Promedio	Unidades
Potencia activa	0,55	39,71	17,04	<i>kW</i>
Potencia aparente	22,97	67,12	38,32	<i>k VA</i>
Potencia reactiva	14,46	27,23	20,60	<i>k VAr</i>
Factor de potencia	0,02	0,59	0,44	

Adaptado de: (Consultora de energía, 2012).

✓ **Pozo D**

Tabla 18.

Mediciones de potencia Pozo D campo caso.

Unidad de bombeo mecánico				
Mediciones	Min	Max	Promedio	Unidades
Potencia activa	2,87	52,21	22,76	<i>kW</i>
Potencia aparente	13,19	54,62	27,92	<i>k VA</i>
Potencia reactiva	12,16	17,31	13,98	<i>k VAr</i>
Factor de potencia	0,09	0,96	0,82	

Adaptado de: (Consultora de energía, 2012).

✓ **Pozo E**

Tabla 19.

Mediciones de potencia Pozo E campo caso.

Unidad PCP				
Mediciones	Min	Max	Promedio	Unidades
Potencia activa	11,15	16,82	16,44	<i>kW</i>
Potencia aparente	18,56	24,71	23,48	<i>k VA</i>
Potencia reactiva	10,98	17,11	15,47	<i>k VAr</i>
Factor de potencia	0,60	0,68	0,70	

Adaptado de: (Consultora de energía, 2012).

✓ **Pozo F**

Tabla 20.

Mediciones de potencia Pozo F campo caso.

Unidad PCP				
Mediciones	Min	Max	Promedio	Unidades
Potencia activa	5,97	6,63	9,11	<i>kW</i>
Potencia aparente	17,61	20,14	19,16	<i>k VA</i>
Potencia reactiva	15,00	17,84	16,31	<i>k VAr</i>
Factor de potencia	0,34	0,33	0,48	

Adaptado de: (Consultora de energía, 2012).

✓ **Pozo G**

Tabla 21.

Mediciones de potencia Pozo G campo caso.

Unidad hidráulica REXROTH				
Mediciones	Min	Max	Promedio	Unidades
Potencia activa	1,33	75,19	41,30	<i>kW</i>
Potencia aparente	38,69	91,77	64,79	<i>k VA</i>
Potencia reactiva	37,43	53,66	46,17	<i>k VAr</i>
Factor de potencia	0,03	0,82	0,64	

Adaptado de: (Consultora de energía, 2012).

✓ **Pozo H**

Tabla 22.

Mediciones de potencia Pozo H campo caso.

Unidad hidráulica REXROTH				
Mediciones	Min	Max	Promedio	Unidades
Potencia activa	3,76	83,96	43,30	<i>kW</i>
Potencia aparente	42,27	102,14	70,14	<i>k VA</i>
Potencia reactiva	41,98	58,85	50,71	<i>k VAR</i>
Factor de potencia	0,09	0,82	0,62	

Adaptado de: (Consultora de energía, 2012).

✓ **Pozo I**

Tabla 23.

Mediciones de potencia Pozo I campo caso.

Unidad hidráulica REXROTH				
Mediciones	Min	Max	Promedio	Unidades
Potencia activa	23,92	106,88	55,30	<i>kW</i>
Potencia aparente	52,45	126,30	75,68	<i>k VA</i>
Potencia reactiva	46,69	71,02	52,03	<i>k VAR</i>
Factor de potencia	0,46	0,85	0,73	

Adaptado de: (Consultora de energía, 2012).

4.2.1.1. Eficiencia de consumo de energía eléctrica. Realizando un resumen en la Tabla 24 de los factores de potencia calculados; se evidencia que de los 9 pozos medidos solo el pozo A presenta un FP superior a 0,90, factor de potencia adecuado (WEG, 2016b), debido a que tiene un sistema de compensación de la potencia reactiva; los 8 pozos restantes tienen FP bajos y por ende un consumo de energía eléctrica ineficiente.

Tabla 24.

Factores de potencia calculados en los pozos del campo caso.

Pozo	FP
A	0,93
B	0,70
C	0,44
D	0,82
E	0,70
F	0,48
G	0,64
H	0,62
I	0,73

Adaptado de: (Consultora de energía, 2012).

Estos resultados señalan que la potencia reactiva requerida para crear el campo magnético necesario para que los motores operen, en algunos casos es mayor que la potencia activa; además de una sobredimensión de los motores; todo esto aumentando los costos de la energía eléctrica, puesto que la energía comprada eleva su costo cuando los factores de potencia son menores a 0,90 (ESSA, 2019).

4.2.1.2. Consumo de energía eléctrica en los pozos del campo caso. Para efectos de cálculo de consumos de energía eléctrica se tendrá en cuenta la potencia activa promedio medida en cada pozo y las horas de funcionamiento de los equipos, teniendo en cuenta que la producción de crudo es continua, el tiempo de consumo será de 24 horas por día y anualmente 365 días. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 25.

Tabla 25.

Cálculo consumo de energía eléctrica área de producción.

Pozo	kW (Potencia)	kWh (Consumo por hora)	kWh (Consumo diario)	kWh (Consumo anual)
A	12,5	12,5	300	109 500
B	21,13	21,13	507,12	185 099
C	17,04	17,04	408,96	149 270
D	22,76	22,76	546,24	199 378
E	16,44	16,44	394,56	144 014
F	9,11	9,11	218,64	79 804
G	41,3	41,3	991,2	361 788
H	43,3	43,3	1 039,2	379 308
I	55,3	55,3	1 327,2	484 428
Total		238,88	5 733,12	2 092 588,8

4.2.2. Estación campo caso - Área de tratamiento y área de control. La Estación tiene por objeto, recibir los fluidos procedentes de los pozos, lavar el crudo, inyectar químicos para el rompimiento de emulsiones y eliminar la espuma si la hay, deshidratar el crudo y despacharlo a través de carro tanque hasta la estación siguiente. La recolección se hace a través de un Manifold, del cual salen dos líneas, de producción general y de prueba.

La distribución de consumo de energía eléctrica para esta área se muestra en la Tabla 26, considerando los datos de placa de cada equipo. Para el cálculo de la energía consumida, en la Tabla 27 se muestran los valores obtenidos, considerando que los equipos consumen la potencia activa nominal durante las 24 horas del día.

Tabla 26.

Especificaciones equipos estación campo caso área de tratamiento.

Equipo	Volts	HP	kW
Bomba de cargue I	440	40	29,84
Bomba de cargue II	440	40	29,84
Agua de perforación	460	20	14,92
Bomba presurización	230/460	3	2,238
Agua oxidación	460	20	14,92
Bomba IHM	230/460	2,4	1,7904
Bomba de inyección química	230/460	0,14	0,10444
Compresor de aire	460	5	3,73
Compresor de aire	460	4,8	3,5808
Total		135,34	100,96

Adaptado de: (Consultora de energía, 2012).

Tabla 27.

Cálculo consumo de energía eléctrica área de tratamiento.

Equipo	kW (Potencia)	kWh (Consumo por hora)	kWh (Consumo diario)	kWh (Consumo anual)
Bomba de cargue I	29,84	29,84	716,16	261 398,40
Bomba de cargue II	29,84	29,84	716,16	261 398,40
Agua de perforación	14,92	14,92	358,08	130 699,20
Bomba presurización	2,24	2,24	53,71	19 604,88
Agua oxidación	14,92	14,92	358,08	130 699,20
Bomba IHM	1,79	1,79	42,97	15 683,90
Bomba inyección química	0,104	0,104	2,51	914,89
Compresor de aire	3,73	3,73	89,52	32 674,80
Compresor de aire	3,58	3,58	85,94	31 367,81
Total		100,96	2 423,13	884 441,49

La Tabla 28 describe el consumo promedio de potencia activa de los servicios requeridos para el funcionamiento del campo, teniendo además parte del área de control y monitorización; el consumo de energía eléctrica de esta área se muestra en la Tabla 29.

Tabla 28.
Especificación elementos de funcionamiento del campo caso.

Equipo	Volts	HP	kW
Aire acondicionado	230	5	3,73
Iluminación general	115/230	10	7,46
Otros (laboratorio, neveras, etc.)	115/230	5	3,73
Total		20	14,92

Adaptado de: (Consultora de energía, 2012).

Tabla 29.
Cálculo consumo de energía eléctrica área de funcionamiento del campo caso.

Equipo	kW (Potencia)	kWh (Consumo por hora)	kWh (Consumo diario)	kWh (Consumo anual)
Aire acondicionado	3,73	3,73	89,52	32 674,80
Iluminación general	7,46	7,46	179,04	65 349,60
Otros (laboratorio, neveras, etc.)	3,73	3,73	89,52	32 674,80
Total		14,92	358,08	130 699,20

4.2.3. Área administrativa del campo caso. La energía eléctrica asociada a las oficinas del campo caso, fue de 23,84 kW, cálculo realizado a partir del valor reportado en la evaluación del uso de energía en facilidades como se muestra en la Figura 15.

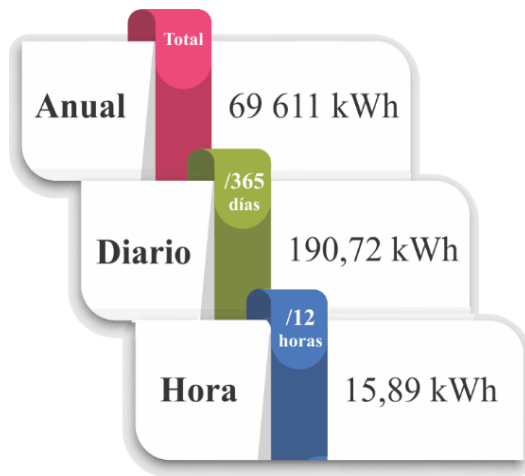


Figura 15. Cálculo consumo de energía eléctrica de las oficinas del campo caso.

4.3. Demanda energética total campo caso.

Según los cálculos realizados, la potencia activa total del campo es de 370,65 kW lo que corresponde a un consumo de 370,65 kWh para una hora de trabajo del campo. La distribución de potencia eléctrica por área del campo caso se presenta en la Figura 16.

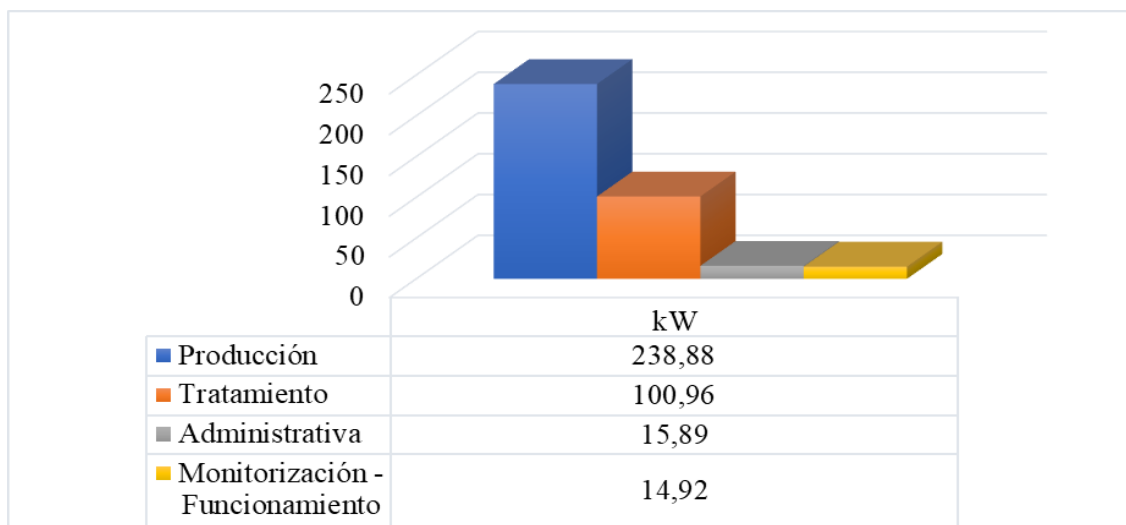


Figura 16. Potencia eléctrica por áreas en el campo caso.

Para el cálculo del consumo del campo caso se debe tener en cuenta las horas de trabajo de cada equipo y su respectiva potencia; en general se estiman 24 horas de trabajo para las áreas de producción, recolección, monitorización y funcionamiento; y 12 horas de trabajo para el área administrativa. El consumo de energía eléctrica para el campo caso se muestra en la Tabla 30.

Tabla 30.
Cálculo consumo diario y anual del campo caso en kWh.

Área	Consumo diario	Consumo anual
Área de producción	5 733,12 kWh	2 092 588,8 kWh
Área de recolección	2 423,13 kWh	884 441,49 kWh
Área administrativa	190,72 kWh	69 611 kWh
Área de monitorización y funcionamiento	358,08 kWh	130 699,20 kWh
Total	8 705,05 kWh	3 177 340,49 kWh

En consecuencia, se denota que el área de producción es la que consume mayor energía eléctrica con un 66% de la demanda total y el área administrativa es la que consume en menor cantidad con un 2%; como se muestra en la Figura 17.

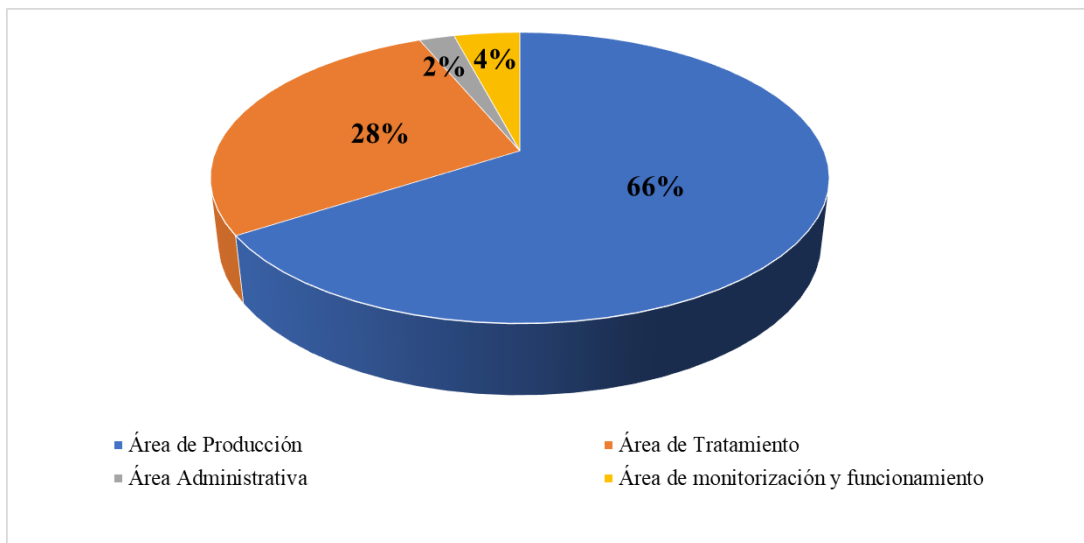


Figura 17. Porcentajes de consumo de energía eléctrica del campo caso.

5. Sustitución de energía eléctrica convencional con energía solar y eólica

Teniendo en cuenta el consumo de energía eléctrica del campo caso en cada área; se realiza un análisis para determinar los posibles consumos a sustituir con sistemas de generación de energía solar y eólica, de igual forma los cálculos respectivos para el dimensionamiento de estos sistemas.

5.1. Consumos de energía eléctrica posibles a sustituir.

Se realizó un análisis multicriterio a través de una matriz de preferencia (ORT, s/f); escogiendo 5 variables a evaluar teniendo en cuenta los capítulos anteriores y así determinar las áreas del campo con posibilidad a sustituir su consumo de energía eléctrica. Las variables seleccionadas fueron:

A. Estricto funcionamiento de los equipos las 24 horas

En un campo de petróleo los equipos del área de producción tienen un funcionamiento estricto de 24 horas. Para las áreas de monitorización, tratamiento y funcionamiento del campo caso, la determinación de consumos de energía eléctrica se estimó bajo 24 horas de trabajo continuo, debido a que no se conocía el tiempo exacto de trabajo para cada equipo; sin embargo, el uso de los equipos pertenecientes a estas áreas es menor en jornadas nocturnas, así como el área administrativa cuyo funcionamiento es limitado a 12 horas diarias diurnas.

B. Requerimiento de alta estabilidad en el suministro de energía eléctrica

La producción en un campo de petróleo debe contar con un suministro de energía altamente regulado; para evitar el corte o suspensión de la producción se cuenta con sistemas de generación de respaldo; para esta área la estabilidad del suministro debe ser la más alta.

C. Consumo directo a la red eléctrica

Gran parte de la energía del campo es comprada a la red nacional eléctrica, los equipos de producción del campo funcionan a partir de la energía suministrada por la red y los sistemas de generación de respaldo a diésel, suministro de energía que debe asegurar el continuo funcionamiento de los equipos. Un cese en el suministro de energía para la producción del campo es equivalente a pérdidas masivas de dinero. Por el contrario, el suministro en las otras áreas del campo podría sortearse a través de diferentes sistemas de generación, pues un cese en su funcionamiento no afectaría significativamente el objetivo principal del campo, es decir la producción de crudo.

D. Baja tolerancia a horas sin suministro de energía eléctrica

El área que no permite un cese de suministro de energía es la de producción, como se ha mencionado anteriormente; es aquella con menor tolerancia.

E. Afectación directa al yacimiento

Los equipos de producción conectan directamente el yacimiento con la superficie, esta conexión se ve altamente afectada en un cese de la operación de los equipos. El yacimiento puede presentar daño si los equipos cortan su funcionamiento, debido a las condiciones de alta presión y temperatura en fondo de pozo.

Todas las variables están relacionadas entre sí; sin embargo, cada una tiene asignado un peso en función de la importancia o relevancia para la sustitución del sistema de generación de energía, como se muestra en la Tabla 31 (Sanabria, 2006). La variable E se constituye como la de mayor importancia pues afecta el objetivo principal del campo o la producción de hidrocarburos, si el yacimiento sufre una alteración puede disminuir o dar fin a la producción. Las variables D y B están relacionadas estrechamente, y definen que un sistema que no tolere el no suministro de energía o requiera una alta estabilidad en el mismo, no será viable a sustituir por sistemas de generación dependientes de condiciones climáticas; sin embargo, se define mayor importancia en la variable D pues muestra de forma indirecta que equipos no deben parar por ningún motivo en el campo. En secuencia de importancia se selecciona la variable A que se afecta directamente por las horas de trabajo de los equipos, estableciendo un orden basado en la necesidad estricta de funcionamiento de los equipos para cada área. Por último, se evalúa la variable C como de menor peso puesto que la mayor parte de los equipos del campo consumen directamente de la red eléctrica, pero se busca escalonar la dependencia del consumo directo a la red para cada área.

Tabla 31.
Importancia de cada variable.

	Variable	Pesos
A	Estricto funcionamiento de los equipos las 24 horas	15
B	Requiere alta estabilidad en el suministro de energía eléctrica	20
C	Consumo directo a la red eléctrica	10
D	Baja tolerancia a horas sin suministro de energía eléctrica	25
E	Afectación directa al yacimiento	30

En la Tabla 32 se valoran las variables a través de cada área, con un puntaje de 1 a 4 en donde 1 corresponde a la menor dependencia y 4 a la mayor. Las opciones por valorar, es decir las áreas del campo se listan en la parte superior, mientras que las variables a considerar, en el cuadrante izquierdo.

Tabla 32.
Matriz de preferencia

Variable	Pesos	Áreas del campo caso			
		Producción	Tratamiento	Administrativa	Monitorización
A	15	4	3	1	2
B	20	4	2	1	1
C	10	4	2	3	3
D	25	4	2	1	2
E	30	4	1	1	1

Para determinar la energía a sustituir, cada opción se multiplica por el “peso”, obteniéndose valores determinados por opción y factor, continuando con la ponderación total; el mayor resultado será el menos viable a sustituir y el menor será el más viable a sustituir.

Tabla 33.
Matriz ponderada

Variable	Pesos	Producción	Tratamiento	Administrativa	Monitorización
A	15	60	45	15	30
B	20	80	40	20	20
C	10	40	20	30	30
D	25	100	50	25	50
E	30	120	30	30	30
Total	100	400	185	120	160

Según los resultados mostrados en la Tabla 33, el área de producción es la menos viable a sustituir y el área administrativa la más viable para la sustitución de energía; sin embargo, el área de recolección y el área de monitorización muestran resultados comunes y cercanos a los obtenidos en el área administrativa por lo que se seleccionan también como altamente viables para sustituir su consumo de la red de energía eléctrica por energía solar o eólica; es decir, el 36% del consumo del campo caso podría sustituirse. La inviabilidad de sustituir el sistema de generación de energía eléctrica para el área de producción se corrobora analizando cada variable.

5.2. Dimensión de los sistemas de generación eólicos y solares.

El uso e implementación de energías alternativas trae consigo un estudio completo de las zonas, identificando sus ventajas y desventajas; y su viabilidad. En primera instancia el reconocimiento de la ubicación del campo caso es de vital importancia, dado que los recursos naturales como el Sol y el viento se encuentran relacionados directamente con las condiciones climáticas. El campo en estudio se encuentra ubicado geográficamente en las coordenadas mostradas en la Tabla 34, en la cuenca sedimentaria Valle Medio del Magdalena en el municipio de Río de Oro, Cesar; como se muestra en la Figura 18.

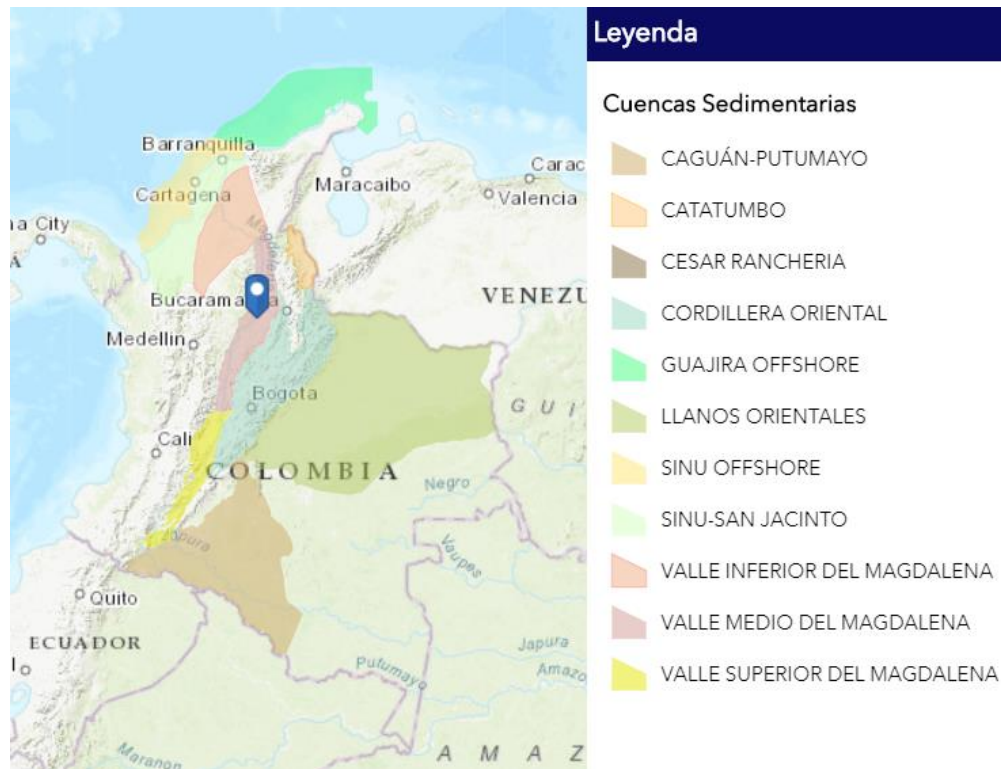


Figura 18. Ubicación del campo caso. Adaptado de (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2019).

Tabla 34.
Coordenadas geográficas del campo caso.

Campo caso	
Latitud, ϕ	8,2925°
Longitud	-73,3858°
Altitud	1 174 m

5.2.1. Sistemas de generación solar. En el interior del Sol suceden reacciones que producen una pérdida de masa, la cual se transforma en energía. La energía liberada del sol se transmite al exterior mediante la denominada radiación solar. La intensidad de la radiación solar depende de

la distancia entre la tierra y el sol (Alata, 2015). Para aprovechar la energía solar se puede hacer de dos maneras, en forma de calor o en forma de energía eléctrica. Sin embargo, la transformación que se analiza para el campo en estudio es la energía solar fotovoltaica; que aprovecha la radiación solar para transformarla directamente en energía eléctrica, debido al deseo de sustituir el uso de energías convencionales en la generación de energía eléctrica.

5.2.1.1. Recurso solar. En Colombia los rayos del sol caen siempre con la misma verticalidad, de manera que no hay estaciones, y las diferencias climáticas existen según el piso climático (Ospino & Isaza, 2016). La identificación del potencial solar en Colombia para la localización del campo en estudio permite reconocer si es viable el uso de energía solar en este lugar.

La representación de las radiaciones solares se hace mediante la irradiancia global horizontal, el parámetro más importante para la evaluación del potencial de la energía solar en una región en particular. Esta magnitud de radiación instantánea está expresada en unidades de potencia por unidad de superficie y es medida en W/m^2 ; las cantidades de radiación expresadas en términos de irradiancia son generalmente integradas en el tiempo y las unidades utilizadas son el kWh/m^2 por día (si es integrada en el día) o por año (si es integrada en el año) (IDEAM, s/f-b); la Figura 19 muestra la irradiación global horizontal para la ubicación del campo caso.

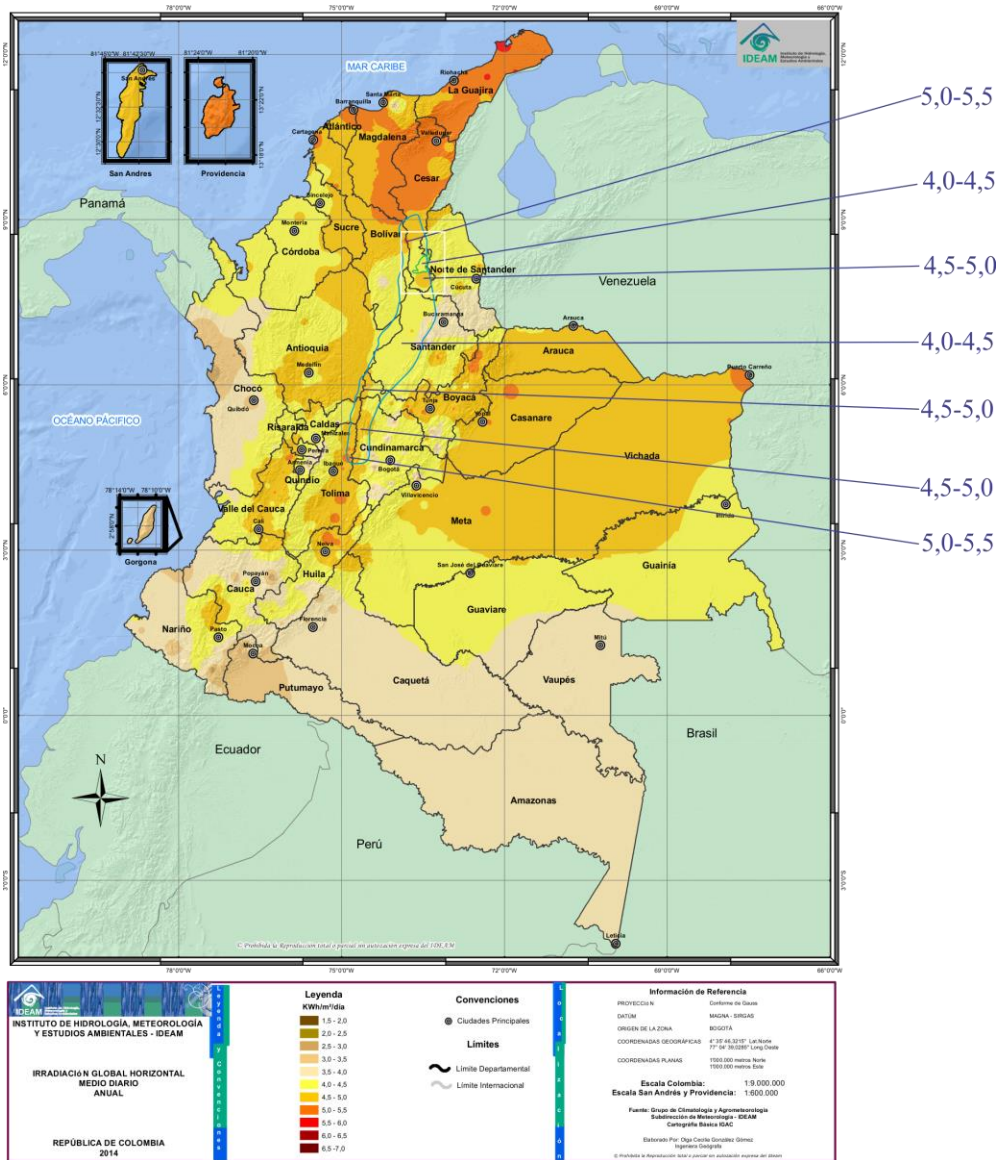


Figura 19. Irradiación global horizontal medio diario anual [kWh/m²/día] en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y en el municipio de Río de Oro, Cesar. Adaptado de (IDEAM, 2015), (Benavides et al., 2017).

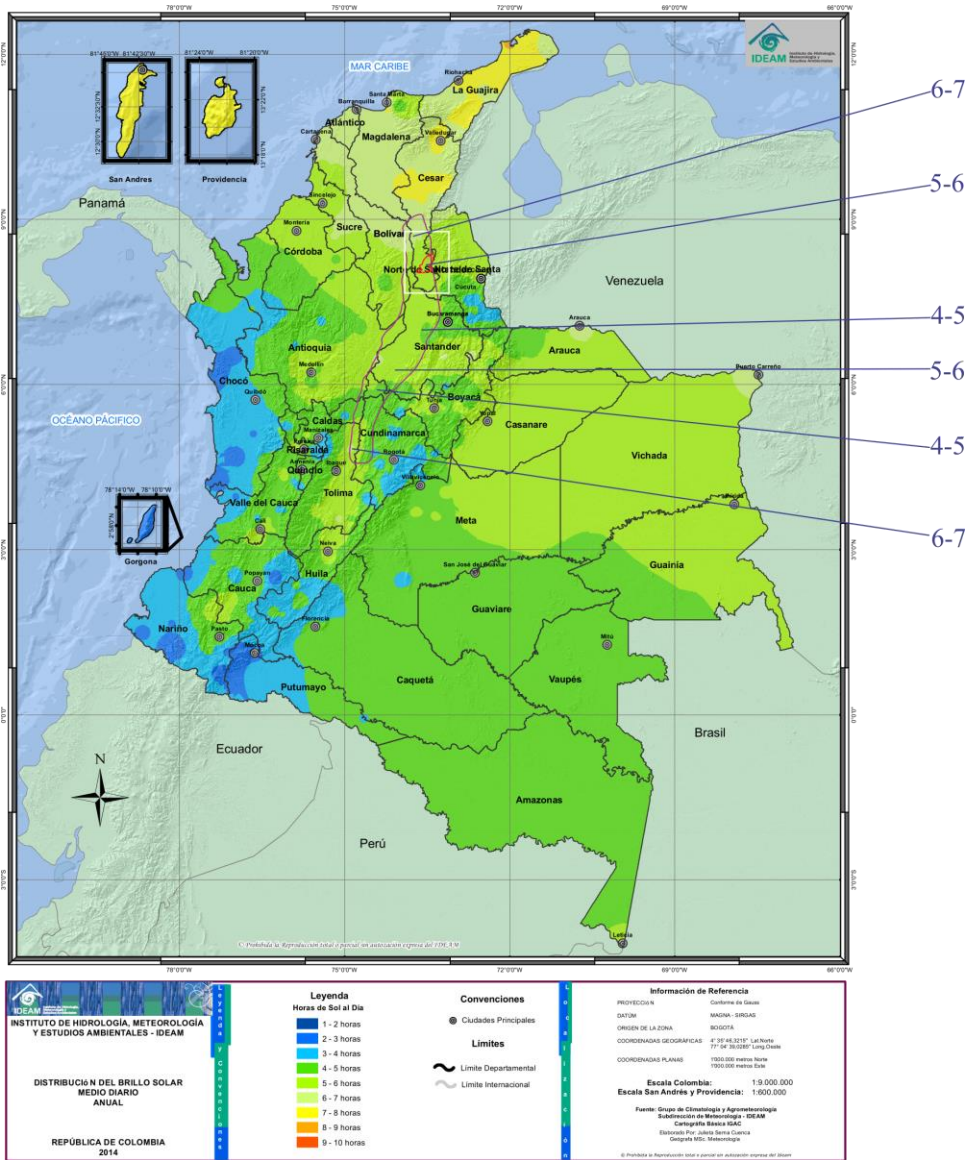


Figura 20. Brillo solar medio diario anual [horas, h] en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y en el municipio de Río de Oro, Cesar. Adaptado de (IDEAM, 2015), (Benavides et al., 2017).

Dos factores importantes para la implementación de energía solar son la irradiancia y el brillo solar, información base para la realización de cálculos y la determinación de las características

del sistema fotovoltaico. A partir de las figuras 19 y 20, se reúnen los datos mostrados en las tablas 35 y 36, representados en intervalos.

Tabla 35.
Irradiación global horizontal medio diario anual y brillo solar medio diario anual, de la cuenca del VMM.

Irradiación global horizontal medio diario anual [kWh/m²/día]	Brillo solar medio diario anual [horas, h]
4,0 – 5,5	4 - 7

Tabla 36.
Irradiación global horizontal medio diario anual y brillo solar medio diario anual, del municipio de Río de Oro, Cesar.

Irradiación global horizontal medio diario anual [kWh/m²/día]	Brillo solar medio diario anual [horas, h]
4,0 – 4,5	5 - 6

En la Tabla 37 se muestra el mes seleccionado con menor irradiación global horizontal para los cálculos de dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

Tabla 37.
Menor irradiación global horizontal se presenta en abril, municipio de Río de Oro, Cesar.

Irradiación global horizontal medio diario anual [kWh/m²/día]
3,5 – 4,0

5.2.1.2. *Características de un sistema fotovoltaico.* El principio elemental en el que se fundamenta cualquier instalación solar es el de aprovechar la energía del Sol mediante un conjunto de generadores, como se muestra en la Figura 21, estos transforman la energía solar en energía eléctrica para luego ser transferida a un sistema de almacenamiento, si se dispone de él; con el fin de abastecer el consumo cuando sea necesario (Twenergy, 2019). La Tabla 38 presenta las partes principales de un sistema fotovoltaico.

Tabla 38.
Partes principales de un sistema fotovoltaico.

	Función	Característica
Generador	Transforma la energía del sol en energía eléctrica	Formado por varios paneles fotovoltaicos conectados en serie y/o paralelo, y a su vez estos están formados por unidades básicas llamadas células fotovoltaicas
Inversor	Convierte la corriente directa (D.C.) generada por la configuración de paneles a corriente alterna (A.C.)	Está programado para dar una aviso sonoro cuando baja el nivel de la batería y si es necesario cortar el suministro
Regulador de carga	Controla y regula el paso de corriente eléctrica desde los módulos hacia las baterías	Se coloca en serie entre paneles y baterías, cerrado para el proceso de carga de baterías y abierto cuando están cargadas
Baterías	Almacena la energía eléctrica generada por el sistema	Cuenta con dos electrodos sumergidos en un medio electrolítico, las más utilizadas son las tipo estacionarias de plomo ácido, placa tubular y actualmente la tecnología basada en litio
Células fotovoltaicas	Proporciona la potencia que puede suministrar el panel fotovoltaico	Dependiendo de la cantidad de células es la potencia del panel solar, pueden ir en serie y/o paralelo

Adaptado de: (Baldrán, 2011), (Ardila, Sanabria, & Hernández, 2015), (Ospino & Isaza, 2016), (“¿Qué son los inversores fotovoltaicos?”, s/f).

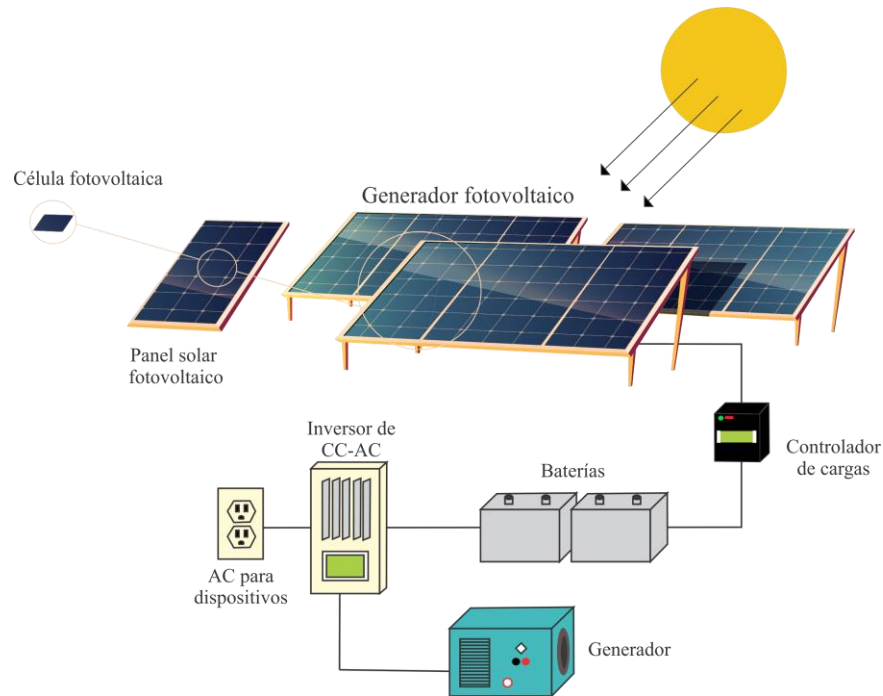


Figura 21. Generador fotovoltaico.

5.2.1.3. Diseño de un sistema fotovoltaico. Consideraciones para la implementación y determinación de la energía solar fotovoltaica:

- ✓ Determinar la potencia máxima [kW, W]. Mediante las especificaciones de los equipos.
- ✓ Determinar la energía consumida mes a mes o en su defecto consumo anual [kWh]. A partir de los registros de consumo.
- ✓ Para conseguir un mayor aprovechamiento de la instalación se deben calcular la orientación y el ángulo de inclinación óptimos.
- ✓ Determinar la localización del lugar donde se desea llevar a cabo la instalación de paneles fotovoltaicos; debido a que la disponibilidad de energía procedente del sol depende de la localización geográfica de un punto en la Tierra (latitud, longitud, altitud).

- ✓ A partir de la localización se halla la irradiación solar horizontal [kWh/m²/d].
- ✓ Determinar un valor de energía, para hallar el factor de energía para cada mes o en su defecto para el año.

$$Et = \frac{\text{Energía consumida}}{\text{días del mes o días del año}} \quad \text{Fenergía} = \frac{\text{Irradiación}}{Et}$$

(según el consumo)

Nota: Si se cuenta con la información de varios meses, se toma el factor de energía ($F_{\text{energía}}$) más bajo, que representaría el mayor consumo presente en el año y sería la máxima energía que se debe producir.

- ✓ Calcular el rendimiento de la instalación, teniendo en cuenta las pérdidas que se pueden presentar en el sistema; logrando así, un dimensionamiento correcto de los paneles solares. En este caso, se harán ciertas suposiciones dependiendo de las especificaciones que se requieren para el propósito de proyecto.

$$R = 1 - \left[(1 - b - c - v) * a * \frac{N}{Pd} \right] - b - c - v$$

R = rendimiento de la instalación

- **b**, coeficiente de pérdidas por rendimiento en las baterías. Este coeficiente puede tomar dos valores:

0,05: Cuando no se precisan descargas fuertes, equipos que no demandan una gran cantidad de energía.

0,1: Casos desfavorables, el sistema debe contar con baterías para suplir la energía que no se puede producir en ciertos momentos del día.

- **c**, coeficiente de pérdidas en el inversor. Si se cuenta con un catálogo se utilizan las pérdidas que aparezcan en este; de lo contrario podemos reemplazar por estos dos tipos de inversores:
 - 0,2**: Inversores senoidales, más típico.
 - 0,1**: Inversores de onda cuadrada.
 - **v**, coeficiente de otras pérdidas. Perdidas en cables, conductores, conexiones, fusibles, otros.
 - 0,15**: Valor más usado. Cuando no se conocen la mayoría de los elementos que conformarán la instalación de los paneles.
 - 0,05**: Valor mínimo
 - **a**, coeficiente de descarga. Hace referencia a la descarga natural que tiene la batería, a pesar de que no tenga un consumo durante el día. Aproximadamente es de **0,5%** diario.
 - **N**, días de autonomía. Días en los que las baterías deben tener la capacidad de entregar la energía necesaria para el correcto funcionamiento, aunque no se presente radiación solar. Normalmente es de **2 a 5** días (Se puede suponer este valor).
 - **Pd**, Profundidad de descarga. Está relacionado con las baterías y se refiere a que estas solo entregan un **50%** de su capacidad, para proteger el equipo.
- ✓ Calcular la energía necesaria que se necesita generar para la instalación, **R** se incluye porque no toda la energía llega hasta su punto de consumo y por esto va a aumentar el valor de la energía; $E_t < E$.

$$E = \frac{Et}{R}$$

$E = \text{energía necesaria, Wh}$

- ✓ Determinar de la declinación solar (δ). Se identifica d_n , es la suma de los días hasta la mitad del mes con menor radiación solar, siendo 1 = Primero de enero y 365 = Treinta y uno de diciembre. La expresión se encuentra en grados.

Nota: En el caso de estudio se hará una suposición de este día.

$$\delta = 23,45 \sin\left(360 * \frac{284 + d_n}{365}\right)$$

- ✓ Determinar el ángulo de salida del sol (ω_s). Se investiga o consulta la latitud del lugar donde se implementará el sistema (ϕ) (Grecia, s/f).

$$\omega_s = -\arccos(-\tan(\delta) * \tan(\phi))$$

- ✓ Determinar la salida del Sol sobre un plano inclinado (ω_{ss}). Se investiga o consulta la inclinación (β) optima que debe tener el panel solar.

$$\omega_{ss} = \max\{\omega_s, -\arccos(-\tan(\delta) * \tan(\phi - \beta))\}$$

- ✓ Determinar el factor de excentricidad (ε_0). Número adimensional.

$$\varepsilon_0 = 1 + 0,033 * \cos\left(2\pi * \frac{d_n}{265}\right)$$

- ✓ Determinar la radiación sobre el plano horizontal.

$$H_{d,m(0)} = \left(\frac{T}{\pi}\right) * I_0 * \varepsilon_0 * \left[-\left(\frac{\pi}{180}\right) * (\omega_{ss} * \sin(\phi) * \sin(\delta)) - (\cos(\phi) * \cos(\delta) * \sin(\omega_{ss}))\right]$$

$H_{d,m(0)} = \text{radiación sobre el plano horizontal, Wh/m}^2$

ω_{ss} = ángulo de salida del Sol sobre un plano inclinado

I_0 = constante solar, $\left(1\,376\frac{\text{W}}{\text{m}^2}\right)$

δ = declinación solar

ε_0 = factor de excentricidad

T = longitud del día, (24 horas)

ϕ = latitud del lugar

- ✓ Determinar índice de claridad, K_{TM} .

$$K_{TM} = \left(\frac{G_{d,n(0)}}{H_{d,m(0)}}\right)$$

$G_{d,n(0)}$ = menor radiación solar global

$H_{d,m(0)}$ = radiación solar horizontal

- ✓ Determinar la fracción difusa de la radiación.

$$F_{DM} = 1 - 1,13 * K_{TM}$$

- ✓ Determinar la radiación difusa.

$$D_{d,m(0)} = G_{d,n(0)} * F_{DM}$$

- ✓ Determinar la radiación que llega al plano inclinado. Es diferente a la radiación horizontal.

$$H = G_{d,n(0)} - D_{d,m(0)}$$

$G_{d,n(0)}$ = menor radiación solar global

$D_{d,m(0)}$ = radiación difusa

- ✓ Determinar el factor de corrección.

$$K = \left(\frac{\omega_{ss} * \left(\frac{\pi}{180}\right) * \sin(\delta) * \sin(\phi - \beta) + (\cos(\delta) * \cos(\phi - \beta) * \sin(\omega_{ss}))}{\omega_s * \left(\frac{\pi}{180}\right) * \sin(\delta) * \sin(\phi) + (\cos(\delta) * \cos(\phi) * \sin(\omega_s))} \right)$$

ω_{ss} = ángulo de salida del Sol sobre un plano inclinado

ω_s = ángulo de salida del Sol

ϕ = latitud del lugar

δ = declinación solar

β = ángulo de inclinación del techo

- ✓ Determinar la radiación sobre el panel inclinado.

$$H_{(\beta,\alpha)} = H * K$$

H = radiación que llega al plano inclinado

K = factor de corrección

- ✓ Determinar la radiación difusa sobre el plano inclinado.

$$D_{(\beta,\alpha)} = D_{(d,m)} * \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right)$$

β = ángulo de inclinación del panel

$D_{(d,m)}$ = radiación difusa

- ✓ Determinar la radiación albedo sobre el panel inclinado.

$$AL_{(\beta,\alpha)} = \frac{\rho * G_{(d,n)} * (1 - \cos(\beta))}{2}$$

β = ángulo de inclinación del panel

$G_{d,n(0)}$ = menor radiación solar global

$\rho =$ reflectividad del suelo, si no se conoce se supone un valore de 0,2

- ✓ Determinar la radiación total sobre el panel inclinado [Wh/m²].

$$G_{(\beta,\alpha)} = H_{(\beta,\alpha)} + D_{(\beta,\alpha)} + AL_{(\beta,\alpha)}$$

- ✓ Determinar las horas pico solares [h].

$$HSP = \frac{G_{(\beta,\alpha)} (kWh/m^2 * día)}{1 (kW/m^2 * día)}$$

- ✓ Determinar la potencia pico [W].

$$P_p = \frac{E}{HSP}$$

- ✓ Determinar el número de paneles solares.

$$N_p \geq \frac{P_p}{0,9 * P_{módulo}}$$

$P_{módulo} =$ potencia del modulo o panel solar a utilizar ,W

(Electricidad y Matemáticas, 2017a), (Electricidad y Matemáticas, 2017b), (Electricidad y Matemáticas, 2017c), (IDEAM, s/f-b), (Alata, 2015), (Perpiñán et al., 2012), (IDAE, 2009), (Ardila et al., 2015), (Espitia, 2017), (Eslava & Olaya, 2015), (Alvarez, 2017).

La Tabla 39 muestra seis diferentes tipos de paneles solares con una alta eficiencia; los cuales se utilizarán en los cálculos.

Tabla 39
Paneles solares en el mercado

Número de panel	Fabricante	Modelo	Eficiencia de panel	Potencia del panel	Tamaño (largo x ancho)
P1	SHARP	NQ-R256A	19.8%	256W	1.318 x 980 mm
P2	Panasonic	VBHN325SJ53	19.4%	325W	1.590 x 1.053 mm
P3	SunPower	MAX3-350	19.8%	327W	1.690 x 1.046 mm
P4	AUO	PM096B00	20.3%	330W	1.559 x 1.046 mm
P5	LG Neon R	LG360Q1C-A5	20.8%	360W	1.700 x 1.016 mm
P6	SunPower	MAX3-400	22.6%	400W	1.690 x 1.046 mm

Adaptado de (SUNFIELDS EUROPE, 2019)

Para el buen funcionamiento del sistema solar en el campo caso, se requiere considerar la implementación del uso de baterías para almacenar la energía solar, esta depende de las condiciones climáticas. El brillo solar en el municipio de Río de Oro es de 5 horas aproximadamente como es mostrado en la Figura 20; en un campo petrolero se presentan operaciones que se realizan durante tiempos prolongados, para lo que es necesario contar con almacenamiento de respaldo que supla las horas en las que no se cuenta con suficiente radiación solar.

5.2.2. Sistemas de generación eólicos. El viento es el movimiento del aire en respuesta a las diferencias de presión dentro de la atmósfera. Estas diferencias de presión ejercen una fuerza que hace que las masas de aire se muevan de una región de alta presión a una de baja presión. Las diferencias de presión son causadas principalmente por los efectos de calentamiento diferencial del sol en la superficie de la tierra, aunque la rotación de la tierra también juega un papel importante. Los efectos que conducen a la generación de vientos son complejos e impredecibles, y como consecuencia el viento es un recurso variable (Breeze, 2019), (IEA, 2017).

Algunas características para la implementación de energía eólica propuestas por países con mayor desarrollo de estas tecnologías, podrían utilizarse en nuestro país; por ejemplo, respetar espacios naturales protegidos y guardar una distancia de 500 m respecto a la población (IDAE, 2011).

5.2.2.1. Recurso eólico. La identificación del potencial eólico en donde se encuentra el campo en estudio es importante para conocer si es viable el uso de energía eólica en este lugar. Se representan las velocidades promedio del viento para el año 2015 a las alturas de 10 m, 50 m, 80 m, 100 m y 150 m; en las figuras de la 22 a la 26 (IDEAM, 2015).

El tamaño de las turbinas eólicas en tierra está limitado por la capacidad de transportar los componentes al sitio. En muchos casos, el límite práctico es de alrededor de 3 MW, pero se han instalado máquinas más grandes con 7,5 MW. Las turbinas eólicas típicas en tierra tienen un diámetro de rotor de hasta 120 m y una altura de torre de hasta 140 m (EOLICCAT, s/f).

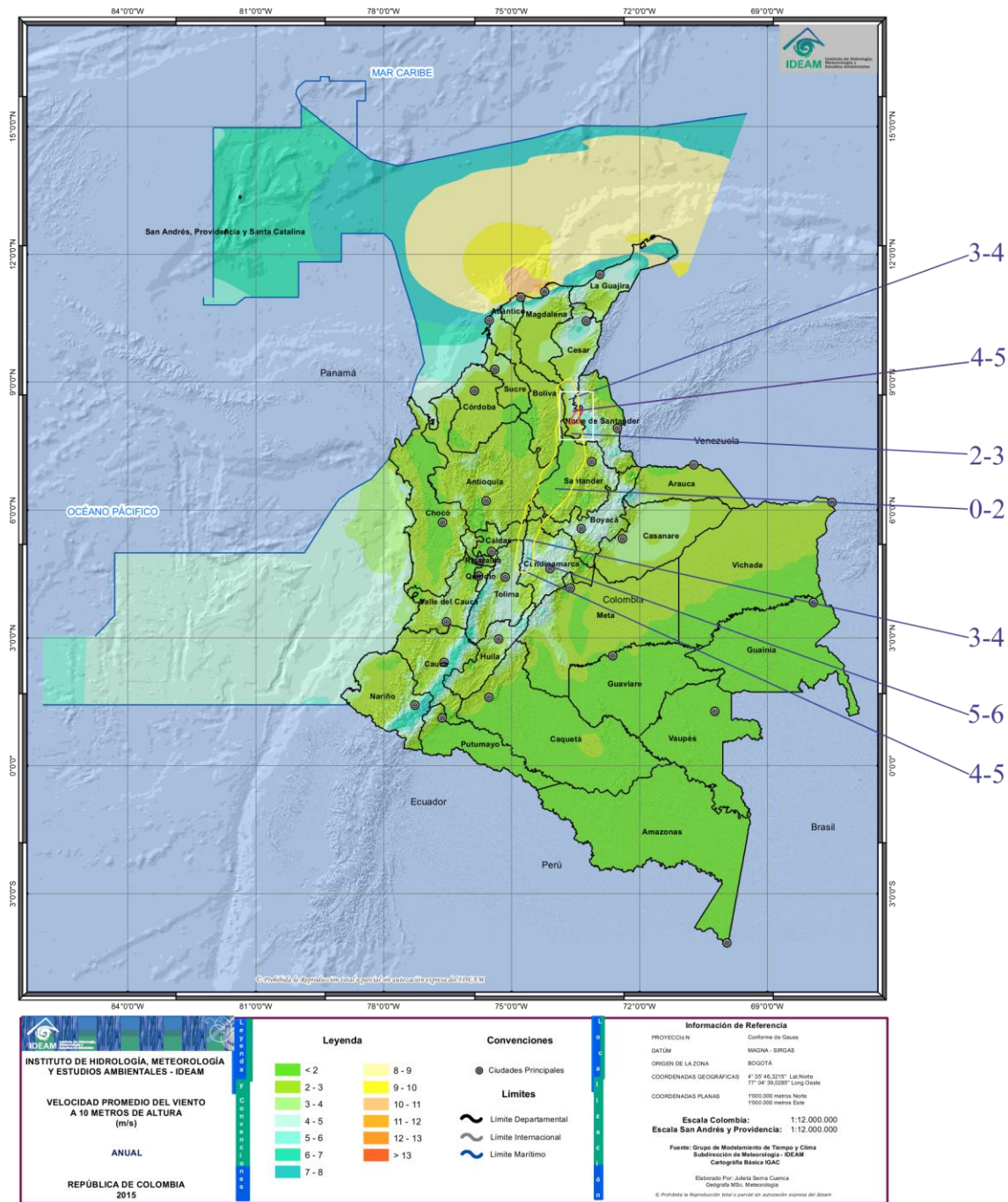


Figura 22. Velocidades promedio [m/s] del viento a 10 m de altura en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y en el municipio de Río de Oro, Cesar. Adaptado de (IDEAM, 2015), (Ruiz Murcia, Serna Cuenca, & Zapata Lesmes, 2017).

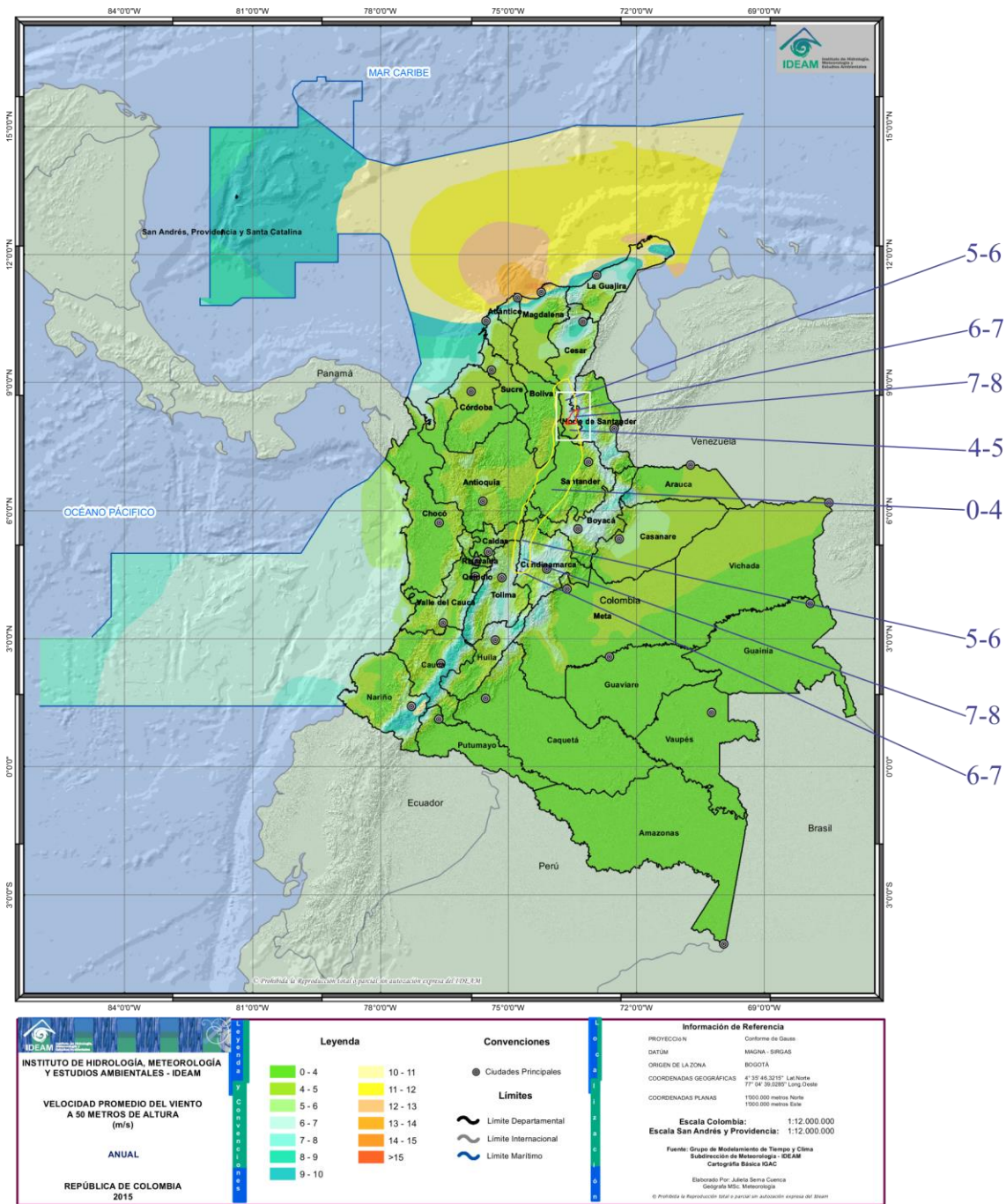


Figura 23. Velocidades promedio [m/s] del viento a 50 m de altura en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y en el municipio de Río de Oro, Cesar. Adaptado de (IDEAM, 2015), (Ruiz Murcia et al., 2017).

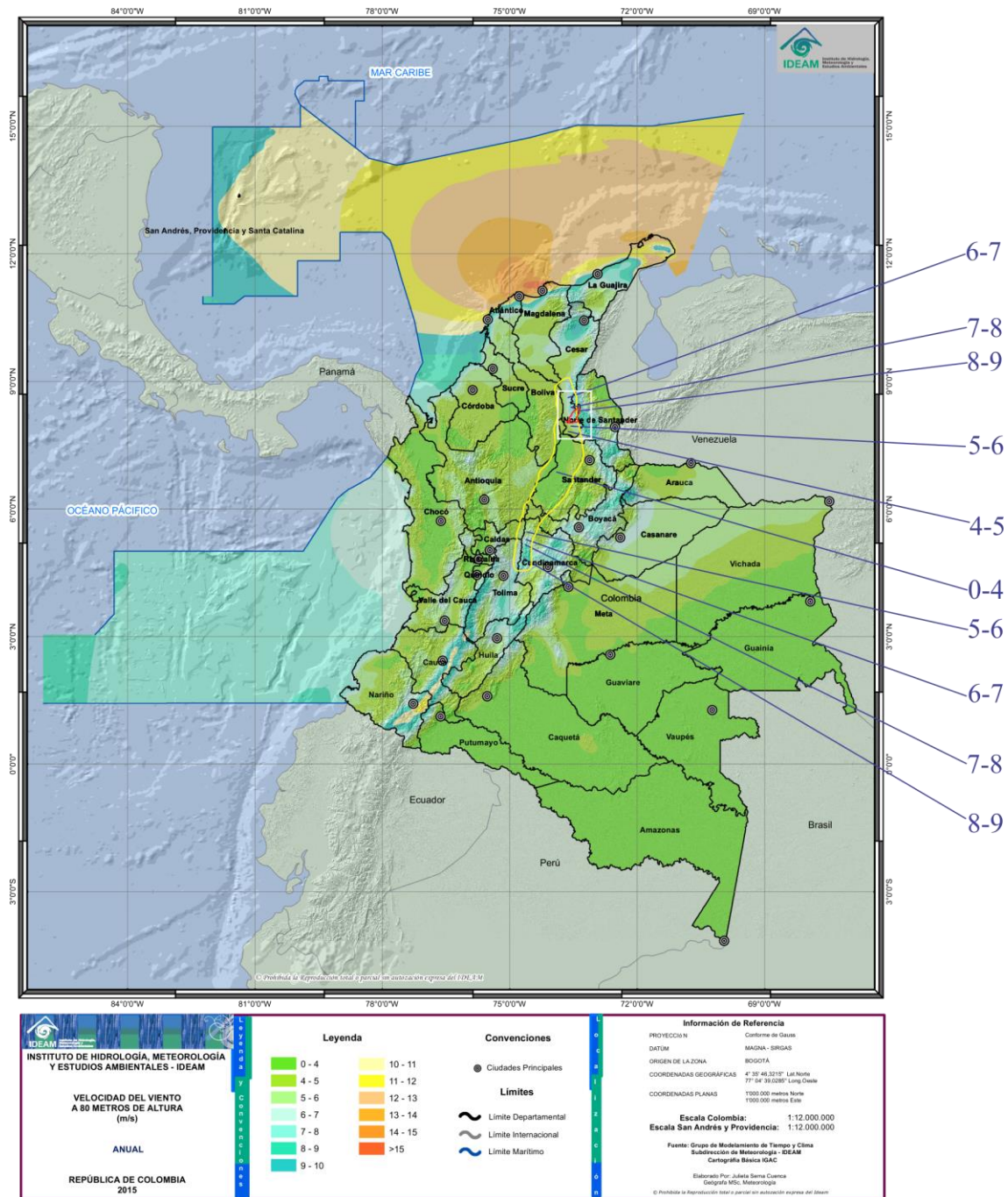


Figura 24. Velocidades promedio [m/s] del viento a 80 m de altura en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y en el municipio de Río de Oro, Cesar. Adaptado de (IDEAM, 2015), (Ruiz Murcia et al., 2017).

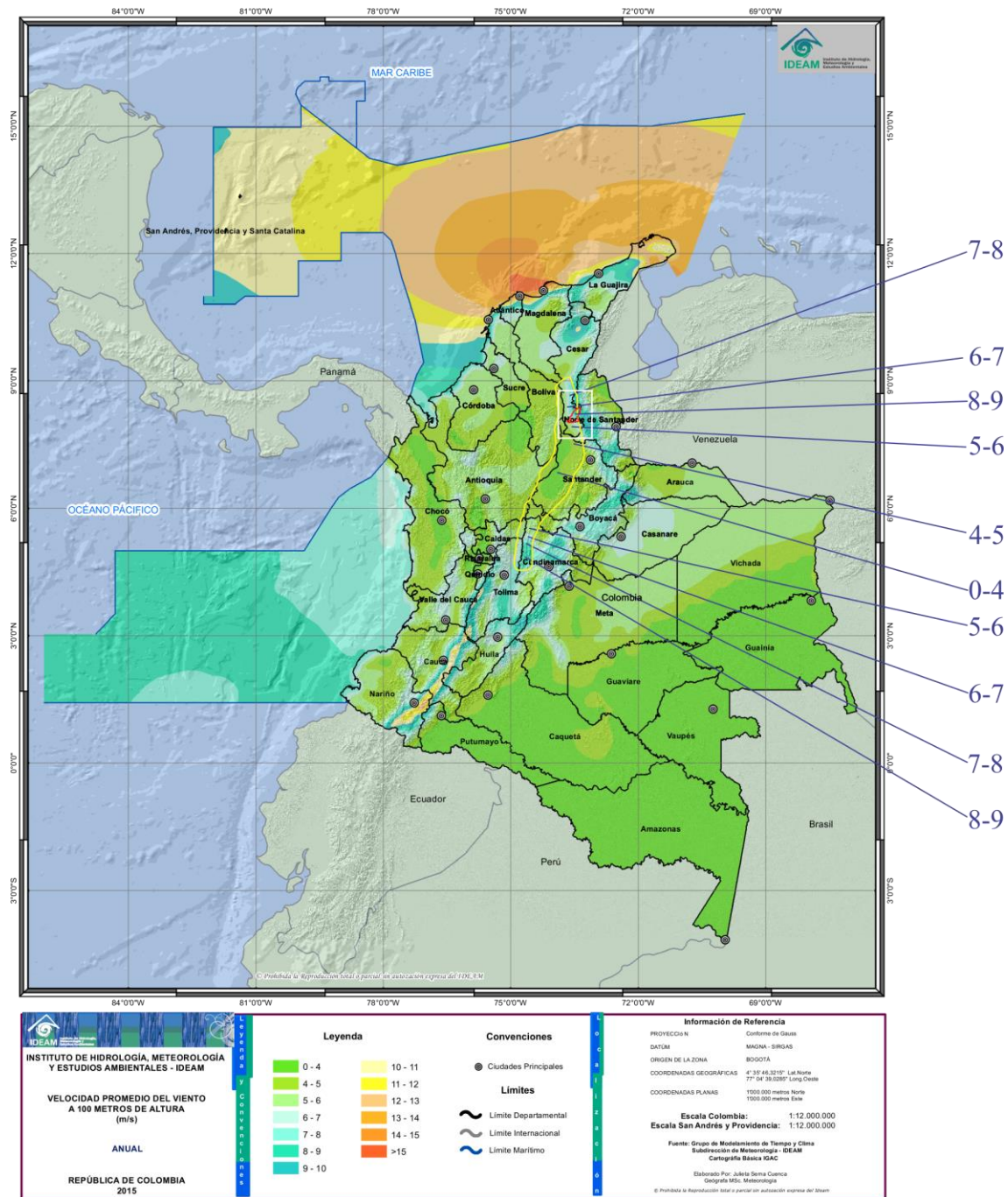


Figura 25. Velocidades promedio [m/s] del viento a 100 m de altura en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y en el municipio de Río de Oro, Cesar. Adaptado de (IDEAM, 2015), (Ruiz Murcia et al., 2017).

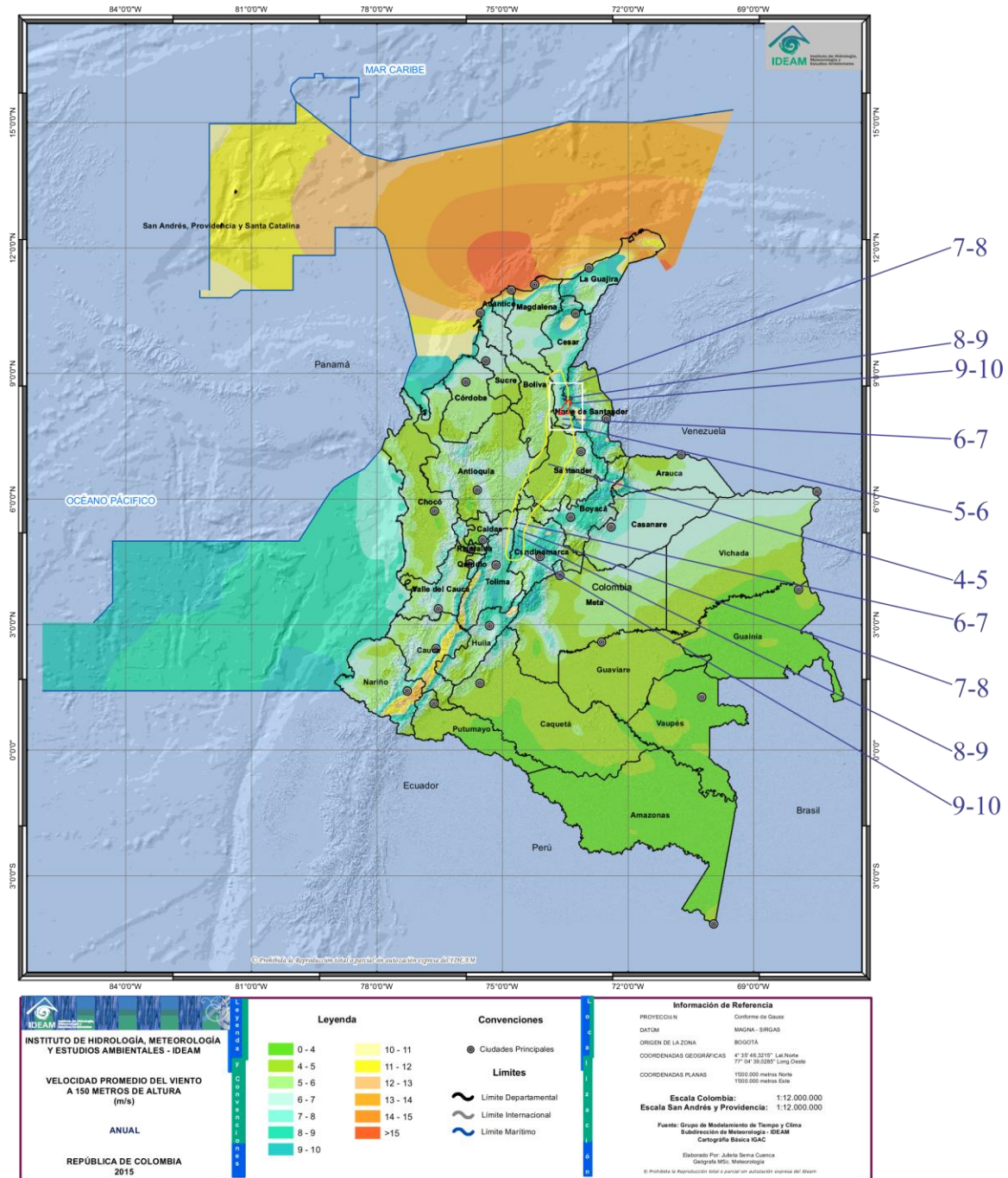


Figura 26. Velocidades promedio [m/s] del viento a 150 m de altura en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y en el municipio de Río de Oro, Cesar. Adaptado de (IDEAM, 2015), (Ruiz Murcia et al., 2017).

A partir de la figura 22 a la 26, se reúnen los datos mostrados en la Tabla 40.

Tabla 40.

Velocidad promedio de la cuenca del VMM.

Altura [m]	Velocidad promedio en la cuenca del Valle Medio del Magdalena [m/s]	Velocidad promedio en el municipio de Río de Oro, Cesar [m/s]
10	0 - 6	2 - 5
50	0 - 8	4 - 8
80	0 - 9	5 - 9
100	0 - 9	5 - 9
150	4 - 10	6 - 10

Para caracterizar el viento en ausencia de instrumentos, se utiliza la escala de Beaufort mostrada en la Tabla 41; donde se presentan efectos en el ambiente con respecto a las diferentes magnitudes de velocidad de viento (Ruiz Murcia et al., 2017).

Tabla 41.

Escala de Beaufort.

Escala	Nombre	m/s
0	Calma	0 - 0,2
1	Ventolina	0,3 - 1,5
2	Brisa muy débil	1,6 - 3,3
3	Brisa débil	3,4 - 5,4
4	Brisa moderada	5,5 - 7,9
5	Brisa fresca	8,0 - 10,7
6	Viento fresco	10,8 - 13,8
7	Viento fuerte	13,9 - 17,1

Adaptada de (Ruiz Murcia et al., 2017).

5.2.2.2. Características de una turbina eólica. La turbina eólica está formada por diferentes partes o instrumentos que le permiten cumplir su función, generar energía eléctrica; las partes principales se muestran en la Tabla 42.

Cuando se desea construir un parque eólico, se recomienda que la separación entre aerogeneradores tenga una distancia de unas 10 veces el diámetro del rotor en la dirección del viento dominante y de 2 a 5 veces dicho diámetro en la dirección perpendicular al viento dominante; como se muestra en la Figura 27 (Ríos, 2015).

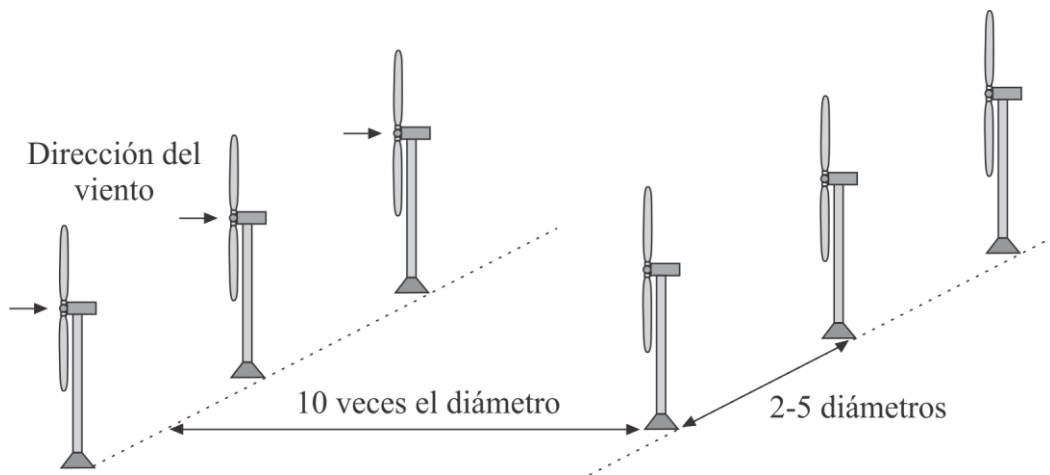


Figura 28. Disposición óptima de los aerogeneradores. Adaptado de (Ríos, 2015).

Una turbina eólica llega a necesitar de unos 20 metros cuadrados en su base. Un parque eólico formado por 20 aerogeneradores puede ocupar una superficie de un kilómetro cuadrado, pero sólo utiliza el 1% del territorio; el resto del espacio se puede dedicar a los otros usos ya preexistentes, como la agricultura, la ganadería o como hábitat natural (EOLICCAT, s/f).

Tabla 42.

Partes principales de una turbina eólica.

	Función	Característica
Rotor	Interacciona con el viento y determina la eficiencia de la unidad	Está compuesto por las palas, con 3 palas, representa un equilibrio entre costo y eficiencia
Transmisión	Transmite la energía mecánica generada por el rotor en forma de fuerza de rotación (energía cinética)	Puede lograr una velocidad de rotación de 20 a 1.000 rpm - 1.800 rpm
Generador	Genera la energía eléctrica	Típicamente se utilizan de velocidad variable. La velocidad variable reduce la tensión en el rotor
Torre	Aporta rigidez a la estructura para afrontar las grandes fuerzas del viento	Tiene que ser lo suficientemente alta para levantar el rotor y las palas
Palas	Capta la energía cinética del viento	Las altas velocidades que se consiguen en los extremos llevan al límite la resistencia de los materiales con que están fabricados (fibra de vidrio y poliéster)

Adaptado de (Breeze, 2019), (Rodríguez, 2018).

5.2.2.3. Determinación de la potencia eléctrica mediante una turbina de viento.

Consideraciones para determinar el diseño del aerogenerador a partir de los consumos de energía:

- ✓ El sistema es una turbina de viento que se instalará en un sitio especificado.
- ✓ El aire que fluye con el viento tiene las mismas propiedades que el atmosférico.
- ✓ La energía del aire es la energía cinética que este.
- ✓ Determinar la velocidad promedio dependiendo de la altura de la torre.
- ✓ Aire a condiciones normales de 1 atm, 25 °C y 0 m de altitud o a nivel del mar; por lo tanto, su densidad es 1,18 kg/m³. Determinar la densidad del aire si varía la altura.

- Energía cinética:

$$Ec = \frac{1}{2} mV^2$$

$m = \text{masa del aire}$

$V = \text{velocidad promedio, m/s}$

$$Ec = J = (kg * m^2)/s^2$$

- Factor de conversión:

$$1 \text{ kJ/kg} = 1000 \text{ m}^2/\text{s}^2$$

Nota: La energía cinética se debe expresar en función de la masa kJ/kg, debido a que la cantidad de masa no es un valor conocido y no es posible su cálculo.

Para determinar la potencia máxima es necesario saber la cantidad de aire que atraviesa el rotor de la turbina de viento por unidad de tiempo, es decir, flujo másico. El cálculo es el siguiente:

- Flujo másico:

$$\dot{m} = \rho AV = \rho \frac{\pi D^2}{4} V$$

$\rho = \text{densidad del aire, kg/m}^3$

$V = \text{velocidad promedio, m/s}$

$A = \text{área del rotor, m}^2$

$D = \text{diámetro del rotor, m}$

$\dot{m} = \text{flujo másico, kg/s}$

La Figura 28 muestra una representación gráfica del diámetro del rotor como el diámetro de la circunferencia supuesta, formada por la rotación de las palas.

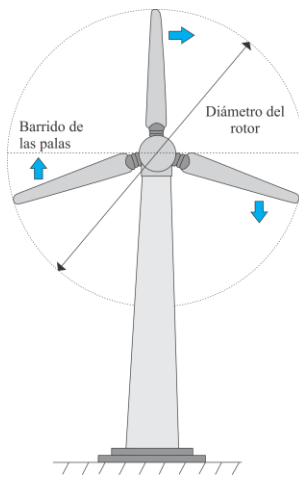


Figura 28. Diámetro del rotor de una turbina eólica. Adaptado de (“Caracterización del recurso eólico”, 2017).

✓ **Descripción general parque eólico Tea**, utilizado para la suposición del diámetro.

El parque eólico de Tea está ubicado en el sur de Galicia, entre las provincias de Pontevedra y Orense. Sus turbinas están instaladas a una altitud de entre 910 y 1 150 metros y capturan vientos con una velocidad promedio de 8,2 m/s. El parque cuenta con 37 turbinas de 1,3 MW de Navantia-Siemens, que totalizan una potencia instalada de 48,1 MW.

Los aerogeneradores tienen un diámetro de rotor de 62 metros. El modelo comercial de pala empleado es LM 29. Los aerogeneradores están equipados con un generador eléctrico asíncrono de doble devanado que gira a dos velocidades fijas distintas en función de la velocidad del viento incidente (IDAE, 2006).

- ✓ Determinar la densidad del aire a partir de la latitud (*Cálculo de pérdidas de carga en tuberías, s/f*).

$$\rho = \frac{348,42 * (1 - H * 1,05 * 10^{-4})}{(T + 273)}$$

$T = \text{temperatura, } ^\circ\text{C}$

$H = \text{altitud, m}$

$\rho = \text{densidad del aire, kg/m}^3$

- ✓ Determinar la potencia máxima:

$$P = \dot{m} * Ec$$

$$\dot{m} = \text{kg/s} \quad Ec = J \quad P = \text{kW}$$

P es la potencia máxima disponible de la turbina de viento; para saber cuánto se convertirá en electricidad, se toma la eficiencia que es un porcentaje y se multiplica por Pmax. (Cengel & Boles, 2012)(Rodrigálvarez, 2018)(Santiago, 2018)(Cueva, 2015).

Nota: Aunque la energía cinética total del viento está disponible para la producción de potencia, la ley de Betz establece que la potencia de salida de una máquina de viento está en un máximo cuando el viento se reduzca a un tercio de su velocidad inicial. Por consiguiente, para la

potencia máxima (y por lo tanto el costo mínimo por potencia instalada), la eficiencia más alta de una turbina de viento es aproximadamente 59%. En la práctica, la eficiencia real tiene un rango entre 20% y 40% y es de alrededor de 35% para muchas turbinas de viento (Cengel & Boles, 2012).

La potencia del viento es adecuada para ser aprovechada cuando hay vientos constantes con una velocidad promedio de por lo menos 6 m/s (o 13 mph) (Cengel & Boles, 2012). Para lograr un adecuado aprovechamiento de la velocidad del viento el sistema de generación eólico debe posicionarse como se muestra en la Figura 29.

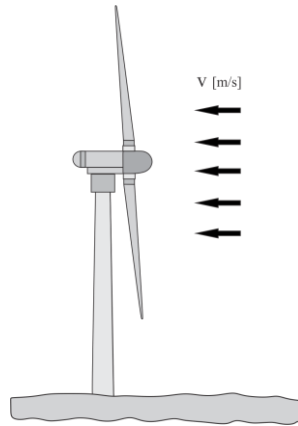


Figura 29. Dirección del vector velocidad promedio, representado en una turbina eólica.

Adaptado de (Cengel & Boles, 2012).

5.3. Sustitución a partir de energía solar y eólica.

Antes de realizar cambios a lo que se conoce como convencional, es necesario asegurarse de que las instalaciones de generación y los consumos a cubrir cumplan con las condiciones de calidad y seguridad industrial, y que no existe ningún impedimento legal para realizar la instalación (IDAE & EnerAgen, 2019).

En Colombia se aprobó la Ley 1715 del 13 de mayo de 2014 “Ley de energías renovables”. Esta ley, tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía; principalmente aquellas de carácter renovable, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético. Cabe señalar que la Ley 1215 de 2008, permite a cualquier ciudadano que lo desee y que esté en capacidad de hacerlo ser un participante activo de la oferta de generación eléctrica a pequeña y mediana escala (Giraldo, 2017).

En el campo caso, se necesita energía eléctrica para el funcionamiento de las máquinas que son los componentes principales de las diferentes operaciones; en muchas oportunidades esta energía se obtiene de la red pública a pesar de que su calidad muchas veces es inadecuada, en otros casos es necesario producir la energía utilizando equipos de combustión y unidades de gas principalmente (Abdallahman, 2017).

5.3.1. Sustitución a partir de sistemas de generación solares. Para la implementación de energía solar en el campo caso, se planteó un escenario pesimista para este tipo de energía, con el fin de evaluar que tan viable sería su uso. La Tabla 43 muestra un resumen del paso a paso que se realizó, las suposiciones que se hicieron y los resultados obtenidos; al contar con 6 tipos de paneles solares, cuyas características se tomaron como base para los cálculos. El área ocupada por el sistema fotovoltaico para cada tipo de panel se muestra en la Tabla 44.

Tabla 43.

Resultados de la implementación de energía solar con una inclinación de 10° para el panel solar.

Parámetro a determinar	VARIABLES UTILIZADAS	Valor	Unidades	Características
Potencia máxima	- HP de los equipos - Mediciones de la empresa consultora	131,84	kW	Valor obtenido de los equipos presentes en el campo
Energía consumida anualmente	- Mediciones de la empresa consultora	1 084 751,69	kWh	Dato anual
Inclinación del panel solar, β	- Se realiza una suposición	10	°	Para efecto de que si llueve el agua fluya se selecciona una inclinación de 10° debido a que Colombia está cerca al Ecuador; se sugiere evaluar a diferentes inclinaciones
Irradiación solar global horizontal promedio	- Localización	4,0	kWh/m ² /día	Dato promedio de la radiación anual. Tomado del atlas solar, IDEAM
Irradiación solar global horizontal abril	- Localización	3,5	kWh/m ² /día	Dato de la radiación más baja, fue en el mes de abril. Tomado del atlas solar, IDEAM

Energía, Et	- Energía consumida - Cantidad de días, 365	2 971,922	kWh	Permite hallar el factor de energía
Factor de energía	- Irradiación del mes de abril, al ser el de más baja radiación - Et	0,001177689	-----	Explica que va a existir un mayor consumo, un mayor trabajo para el sistema fotovoltaico
Coeficiente de pérdidas por rendimiento en las baterías, b	- Caso desfavorable	0,1	-----	El sistema debe contar con baterías
Coeficiente de pérdidas en el inversor, c	- Valor típico	0,2	-----	Inversores tipo senoidal
Coeficiente de otras pérdidas, v	- Valor típico	0,15	-----	Perdidas en cables, conductores, conexiones, fusibles, otros
Coeficiente de descarga, a	- Una aproximación	0,5% = 0,005	-----	Descarga natural que tiene la batería

Días de autonomía, N	- Suposición, los valores van de 2 a 5	5 días	-----	Días en los que las baterías deben tener la capacidad de entregar la energía necesaria para el correcto funcionamiento
Profundidad de descarga, Pd	- Las baterías solo entregan este porcentaje de capacidad	50% = 0,5	-----	Para proteger el equipo
Rendimiento de la instalación, R	- b - a - c - N - v - Pd	0,5225	-----	Suposiciones dependiendo de las especificaciones que se requieren para el propósito de proyecto
Energía necesaria para la instalación, E	- Et - R	5 687 889,834	Wh/día	Et < E
Declinación solar, δ	- dn, es el número del día que es la mitad del mes con mayor consumo de energía eléctrica	9,41489	°	Abril es el mes con menos radiación solar =15 días. Enero = 31 Febrero = 28 Marzo = 31 Total = día 105
Ángulo de salida del sol, ω_s	- Declinación solar, δ - Latitud, ϕ	-91,38484614	°	-----
Ángulo de salida	- Declinación solar, δ - Latitud, ϕ - Ángulo de salida del sol,	-89,71678418	°	A partir de la ecuación:

del Sol sobre un plano inclinado, ω_{ss}	<ul style="list-style-type: none"> ω_s Inclinación del panel solar, β 			$(-\arccos(-\tan(\delta) * \tan(\phi - \beta)))$	<p>se obtiene -88,03084, este valor se compara con ω_s y se toma el mayor entre los dos valores.</p>
Factor de excentricidad, ϵ_0	<ul style="list-style-type: none"> $d_n = 105$ 	1,03296885	-----		Es una medida de que tan lejos o que tan cerca está la distancia de la tierra al sol en determinado día del año con respecto a un valor promedio de distancia.
Radiación sobre el plano horizontal, $H_{d,m(0)}$	<ul style="list-style-type: none"> Longitud del día, 24 horas Constante solar, $I_0 = 1.376 \text{ W/m}^2$ Factor de excentricidad, ϵ_0 Ángulo de salida del Sol sobre un plano inclinado, ω_{ss} Declinación solar, δ Latitud, ϕ 	11 001,17858	Wh/m ²	-----	
Radiación solar global, $G_{d,n(0)}$	<ul style="list-style-type: none"> Localización 	3 500	Wh/m ²		Es el menor valor de radiación obtenida en un mes para la ubicación del proyecto

Índice de claridad, K_{TM}	- Radiación solar global, $G_{d,n(0)}$	0,318147731	-----	-----
	- Radiación sobre el plano horizontal, $H_{d,m(0)}$			
Fracción difusa de la radiación, F_{DM}	- Índice de claridad, K_{TM}	0,640493064	-----	-----
Radiación difusa, $D_{d,m(0)}$	- Radiación solar global, $G_{d,n(0)}$ - Fracción difusa de la radiación, F_{DM}	2 241,725725	Wh/m2	-----
Radiación que llega al plano inclinado, H	- Radiación solar global, $G_{d,n(0)}$ - Radiación difusa, $D_{d,m(0)}$	1 258,274275	Wh/m2	-----
Factor de corrección, K	- Ángulo de salida del sol, ω_s - Ángulo de salida del Sol sobre un plano inclinado, ω_{ss} - Declinación solar, δ - Latitud, ϕ - Inclinación del panel solar, β	0,965356923	-----	-----

Radiación sobre el panel inclinado, $H_{(\beta,\alpha)}$	<ul style="list-style-type: none"> - Factor de corrección, K - Radiación que llega al plano inclinado, H 	1 214,683783	Wh/m2	-----
Radiación difusa sobre el plano inclinado, $D_{(\beta,\alpha)}$	<ul style="list-style-type: none"> - Inclinación del panel solar, β - Radiación difusa, $D_{d,m(0)}$ 	2 174,129423	Wh/m2	-----
Radiación albedo sobre el panel inclinado, $AL_{(\beta,\alpha)}$	<ul style="list-style-type: none"> - Inclinación del panel solar, β - Radiación solar global, $G_{d,n(0)}$ - Reflectividad del suelo, $\rho=0,2$ 	21,10758272	Wh/m2	-----
Radiación total sobre el panel inclinado, $G_{(\beta,\alpha)}$	<ul style="list-style-type: none"> - Radiación sobre el panel inclinado, $H_{(\beta,\alpha)}$ - Radiación difusa sobre el plano inclinado, $D_{(\beta,\alpha)}$ - Radiación albedo sobre el panel inclinado, $AL_{(\beta,\alpha)}$ 	3 409,920789	Wh/m2	-----
Horas pico solares, HSP	<ul style="list-style-type: none"> - Radiación total sobre el panel inclinado, $G_{(\beta,\alpha)}$ 	3,409920789	h	-----

Potencia pico, Pp	- HSP	1 668 041,631	W	-----	
	- Energía necesaria para la instalación, E				
Potencia del módulo	- Paneles de mayor eficiencia en el mercado 2019, Tabla 39	P1	P2	W	Se cuenta con las características de 6 paneles fotovoltaicos
		256	325		
		P3	P4		
		327	330		
		P5	P6		
		360	400		
Número de paneles solares, Np	- Potencia del módulo	P1	P2	Cantidad de paneles solares	Los valores se deben aproximar al siguiente número si son decimales, para tener paneles completos.
		7 240	5 703		
		P3	P4		
		5 668	5 617		
		P5	P6		
		5 149	4 634		
	- Potencia pico, Pp				

Tabla 44.

Superficie ocupada por los paneles.

Paneles	Largo [m]	Ancho [m]	Área [m2]	Cantidad de paneles	Área Ocupada [m2]	Hectáreas
P1	1,318	0,98	1,292	7 240	9 351,474	0,935
P2	1,59	1,053	1,67427	5 703	9 548,362	0,955
P3	1,559	1,046	1,631	5 668	9 242,887	0,924
P4	1,559	1,046	1,630714	5 617	9 159,721	0,916
P5	1,7	1,016	1,727	5 149	8 893,353	0,889
P6	1,69	1,046	1,76774	4 634	8 191,707	0,819

En conjunto a los resultados que se encuentran en las tablas 43 y 44, se evidencia en la Figura 30 la relación inversa entre la potencia del panel y la cantidad de paneles; por consiguiente a mayor potencia del panel, menor es la cantidad de paneles requeridos para suplir el consumo.

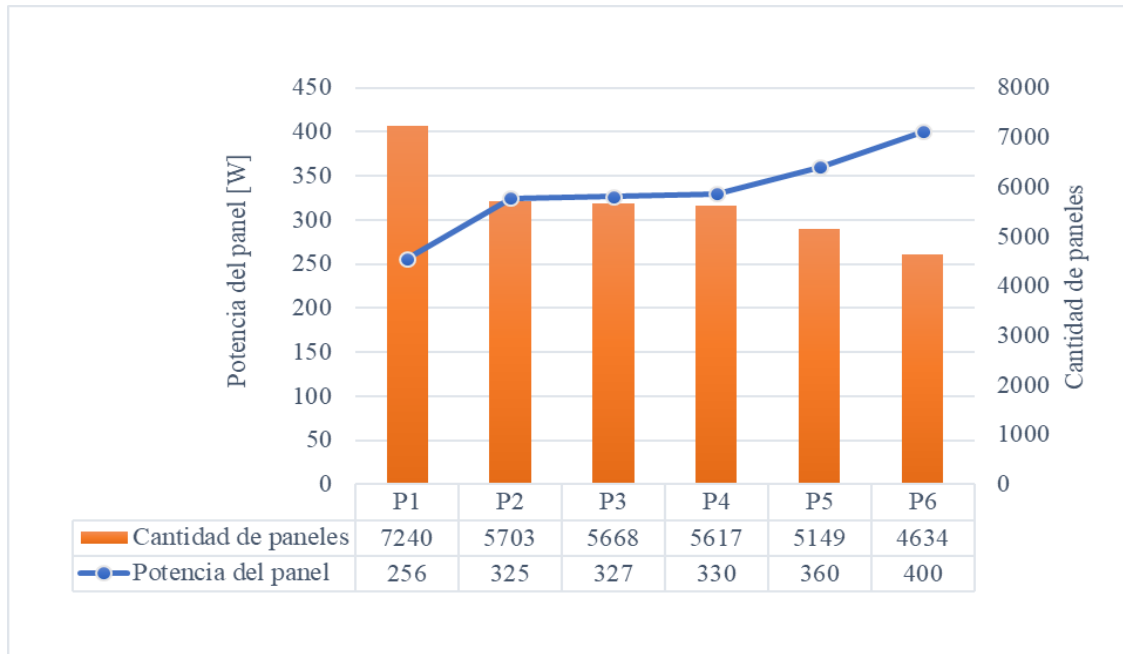


Figura 30. Potencia del panel vs Cantidad de paneles.

Al hablar de paneles solares se debe tener presente la ubicación e inclinación del panel, para una mejor captación de los rayos del sol; en la Figura 31 se observan los cambios en la cantidad de paneles al variar el ángulo de inclinación, manteniendo las potencias propuestas en la Tabla 39 para 6 diferentes tipos de paneles. Es de resaltar que por estar Colombia cerca de la línea ecuatorial, se aconseja que la inclinación del panel sea cercana a la latitud donde se van a instalar el sistema fotovoltaico; y por temas de mantenimiento de los paneles para que cuando llueva haya una buena limpieza, una inclinación de 10° en dirección sur se considera conveniente.

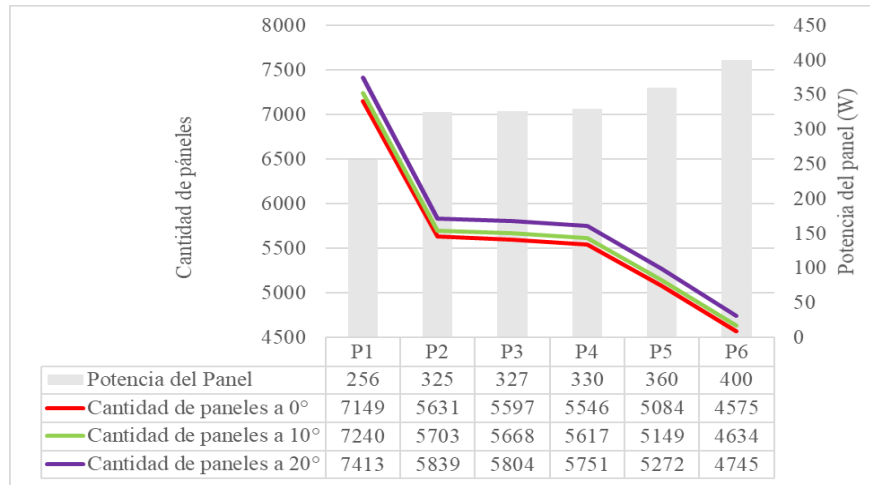


Figura 31. Variación en la cantidad de paneles, respecto el ángulo de inclinación del panel solar.

Los cálculos realizados en este apartado sirven como un insumo inicial para tener una estimación previa de los paneles fotovoltaicos requeridos; sin embargo, conviene resaltar que se tienen diferentes programas de diseño de sistemas fotovoltaicos que consideran la variabilidad de todos los parámetros que inciden en el diseño de sistemas fotovoltaicos, los cuales permiten afinar el dimensionamiento de estos sistemas y su mejor implementación. Por ser este trabajo de grado en Ingeniería de Petróleos, no se profundizó en estos aspectos.

5.3.2. Sustitución a partir de sistemas de generación eólica. Para la implementación de energía eólica en el campo caso, se planteó un escenario a partir de las velocidades promedio para diferentes alturas; donde se analizó la variación en la potencia, manteniendo el mismo diámetro del rotor para todas las alturas, una eficiencia del 35%; todo con el propósito de determinar la cantidad de turbinas eólicas necesarias para suplir la demanda de energía eléctrica propuesta para el campo en estudio. La Tabla 45 muestra un resumen del paso a paso que se realizó, las suposiciones que se hicieron y los resultados obtenidos.

Tabla 45.
Resultados de la implementación de energía eólica.

Parámetro por determinar	Variables utilizadas	Valor	Unidad	Características	
Potencia de equipos	- HP de los equipos - Mediciones de la empresa consultora	131,84	kW	Valor obtenido de los equipos presentes en el campo	
Potencia real requerida	- 35% de eficiencia en la práctica	376,69	kW	Dato anualmente	
Eficiencia más alta de una turbina de viento	- Ley de Betz	59	%	No es utilizada en la práctica	
Eficiencia real en la práctica	- Ley de Betz	20 - 40	%	El valor utilizado es de 35%, al ser el más utilizado.	
Densidad del aire, ρ	- $T = 25^\circ\text{C}$ - H, altitud del lugar donde está el campo	1,02506801	kg/m^3	Debe evaluarse en función de la altitud	
Energía cinética, E_c por kg	- Velocidad promedio del viento a diferentes alturas, m/s. Tabla 38	Altura [m]	V m/s	E_c kJ/kg	Se determina en estas unidades, debido a que la masa del viento no es conocida.
		10	5	0,0125	
		50	8	0,032	
		80	9	0,0405	
		100	9	0,0405	
150	10	0,05			

Flujo másico	-	Densidad del aire, ρ	V m/s	D m	Flujo másico	kg/s	El diámetro del rotor se supuso a partir del parque eólico Tea.	
	-	Diámetro del rotor, m.	5	62	15 473,76			
	-	Velocidad promedio del viento, m/s	8	62	24 758,02			
			9	62	27 852,77			
			9	62	27 852,77			
			10	62	30 947,53			
Potencia máxima, P	-	Flujo másico	Ec kJ/kg	Flujo másico	P, Kw	Preal	kW	La potencia requerida es 131,84 kW, a una eficiencia de 35%. La potencia total requerida sería de 376,69 kW; con la que se logrará suplir la demanda.
	-	Energía cinética, Ec	0,0125	15 473,76	193,42	67,70		
			0,032	24 758,02	792,26	277,29		
			0,0405	27 852,77	1 128,04	394,81		
			0,0405	27 852,77	1 128,04	394,81		
			0,05	30 947,53	1 547,38	541,58		
Número de turbinas	-	Potencia total requerida = 376,69 kW	Preal	Cantidad de turbinas			-----	La cantidad de turbinas se debe aproximar al número entero siguiente.
			67,70	6				
			277,29	2				
	-	Potencia real	394,81	1				
			394,81	1				
		541,58	1					

En la Figura 32 se aprecia la relación de la velocidad con la potencia y esta a su vez con la cantidad de turbinas. La velocidad es dependiente de la altura, a mayor velocidad se tendrá mayor potencia y con una mayor potencia se necesitan menos turbinas; cabe aclarar que el número de turbinas se aproximó al mayor entero positivo siguiente, por lo que las de mayor potencial son las de un requerimiento mucho menor en la cantidad de turbinas.

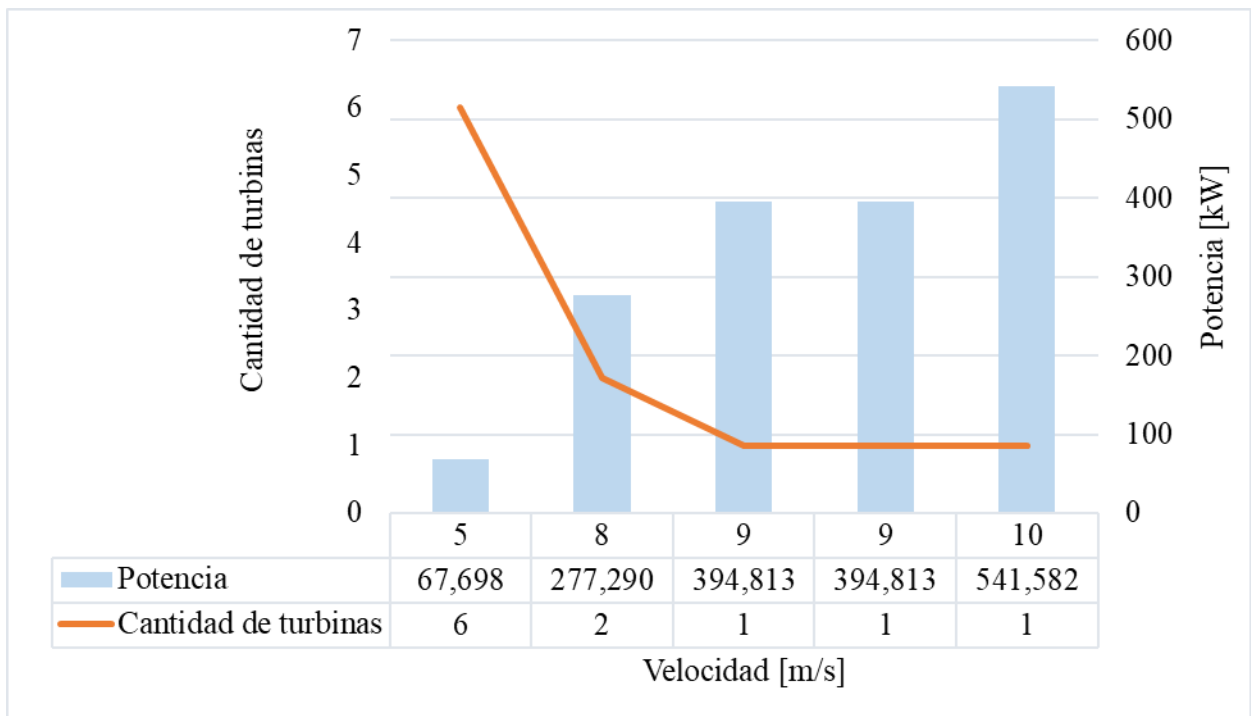


Figura 32. Variación de la potencia y cantidad de turbinas a diferentes velocidades promedio del viento.

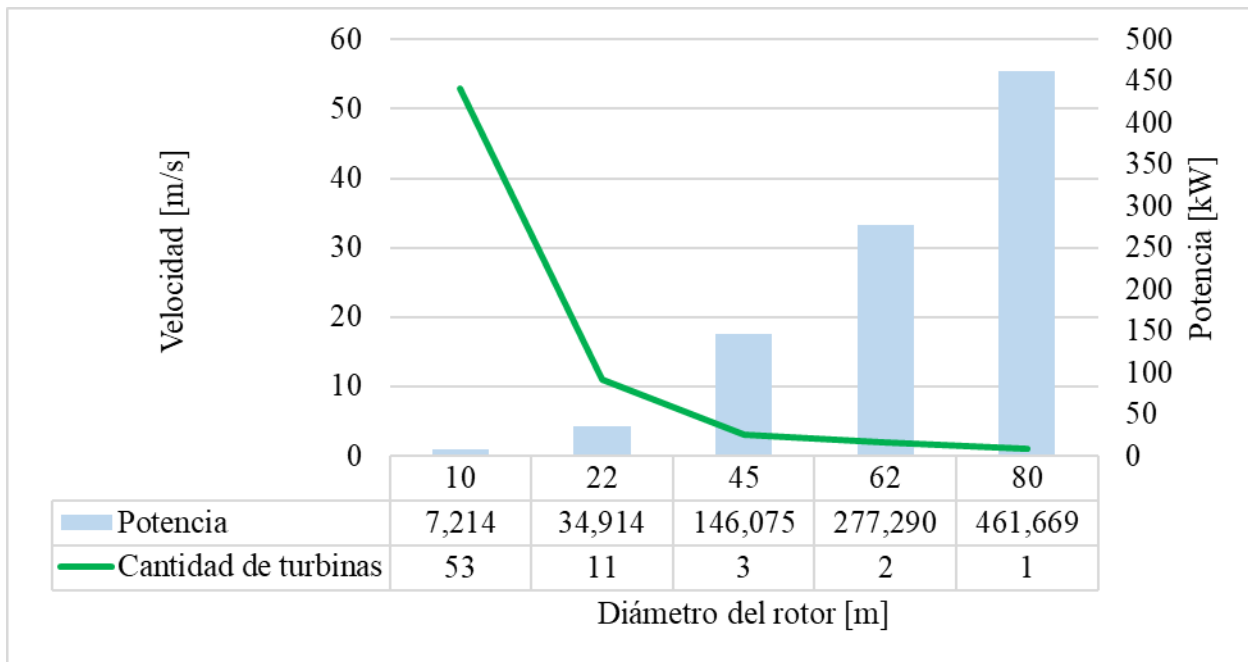


Figura 33. Relación entre la potencia, el diámetro del rotor y la cantidad de turbinas; a una velocidad promedio de 8 m/s y una altura de 50 m.

El diámetro del rotor es una parte fundamental de la turbina eólica, razón por la cual al modificar el diámetro manteniendo una misma velocidad, aumentaría la potencia lo que permitiría suplir la demanda de energía eléctrica con una menor cantidad de turbinas, como se muestra en la Figura 33.

Nota: Al igual que en los cálculos realizados para el sistema fotovoltaico, los cálculos realizados en este apartado sirven como un punto de partida para tener una estimación previa de los generadores eólicos requeridos; sin embargo, conviene resaltar que se tienen diferentes programas de diseño de estos sistemas que consideran la variabilidad de todos los parámetros que inciden en el diseño de sistemas eólicos, los cuales permiten afinar el dimensionamiento de

estos sistemas y su mejor implementación. Se insiste que, por ser este trabajo de grado en Ingeniería de Petróleos, no se profundizó en estos aspectos.

6. Disminución de emisiones gases efecto invernadero en campo caso

La producción de la energía eléctrica trae consigo impactos al medio ambiente dependiendo del sistema que se utilice para su generación. La disminución de gases tóxicos y gases de efecto invernadero se ha convertido en uno de los principales objetivos a nivel mundial para proteger el medio ambiente.

Antes de definir la disminución de las emisiones, el primer paso es medir el estado inicial y monitorizar los procesos con mediciones periódicas, es decir, realizar inventarios de emisiones de gases efecto invernadero GEI (Ihobe S.A., IDOM S.A., & S.L., 2012a).

6.1. Metodología para la cuantificación de las emisiones GEI.

Para el desarrollo del Inventario de gases efecto invernadero en el campo caso se tomó como referencia la norma ISO 14064-1:2006. “Gases de efecto invernadero Parte 1: Especificación con orientación, a nivel de las organizaciones para la cuantificación y el informe de las emisiones y remociones de gases de efecto invernadero”; donde se detallan los principios y requisitos para el diseño, desarrollo y gestión de inventarios de GEI para compañías y organizaciones, y para la presentación de informes sobre estos inventarios.

La metodología mostrada en la Figura 34 es utilizada para el cálculo de la huella de carbono corporativa o la cantidad total de GEI causados directa o indirectamente por una organización, un producto o un servicio; definida por el “GHG Protocol” en su documento “Estándar Corporativo de Contabilidad y Reporte”, en donde se mide en toneladas de CO₂ equivalente y se tiene en cuenta los seis tipos de gases considerados en el Protocolo de Kioto (CO₂, CH₄, N₂O, PFC, HFC y SF₆).

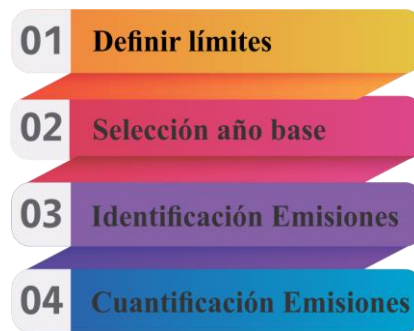


Figura 34. Metodología para cuantificación de emisiones GEI. Adaptado de: (Ihobe S.A., IDOM S.A., & S.L., 2012b).

6.1.1. Definición de límites. Los límites del inventario de emisiones se definen en dos sentidos: límites organizacionales y límites operativos, como se muestra en la Figura 35, donde se definen las instalaciones cuyas emisiones se contabilizarán dentro del inventario y las fuentes de emisión de GEI que se incluyen en el inventario respectivamente (Ihobe S.A. et al., 2012b).



Figura 35. Tipos de límites del inventario de emisiones. Adaptado de: (Ihobe S.A. et al., 2012b).

6.1.1.1. Límites organizacionales. Estos límites se definen según el enfoque (Ihobe S.A. et al., 2012b):

- **Enfoque de control:** La organización considera todas las emisiones y/o remociones de GEI cuantificadas en las instalaciones, sobre los cuales tiene control operacional o control financiero
- **Enfoque de cuota de participación:** La organización responde de su parte accionarial de las emisiones y/o remociones de GEI de las respectivas instalaciones.

6.1.1.2. Límites operativos. Describen las fuentes de emisión de los GEI, los cuales corresponden a los establecidos en el protocolo de Kioto, presentados en la Figura 36.

CO₂	Procesos de combustión de combustibles con base de carbono y en los procesos de descarbonatación en la producción de clínker. También utilizado en inertizaciones, gases de laboratorio y hospital y en la industria alimentaria
CH₄	Procesos de descomposición anaeróbica de materia orgánica. También emitido en la extracción de combustibles fósiles y en trazas de procesos de combustión.
N₂O	Uso de fertilizantes y en procesos de combustión. Utilizado en medicina como anestésico. También se libera de forma natural desde suelos y océanos.
SF₆	Utilizado como aislante en subestaciones eléctricas, desde donde puede ser emitido en forma de emisiones fugitivas.
HFC-PFCs	Grupo de gases que contienen flúor, cloro o bromo, utilizados en procesos de refrigeración, desde donde pueden ser emitidos como emisiones fugitivas

Figura 36. Procesos o elementos que producen gases efecto invernadero según protocolo de Kioto. Adaptado de: (Ihobe S.A. et al., 2012b).

Según el protocolo GHG las emisiones se clasifican en tres categorías como lo describe la Figura 37.

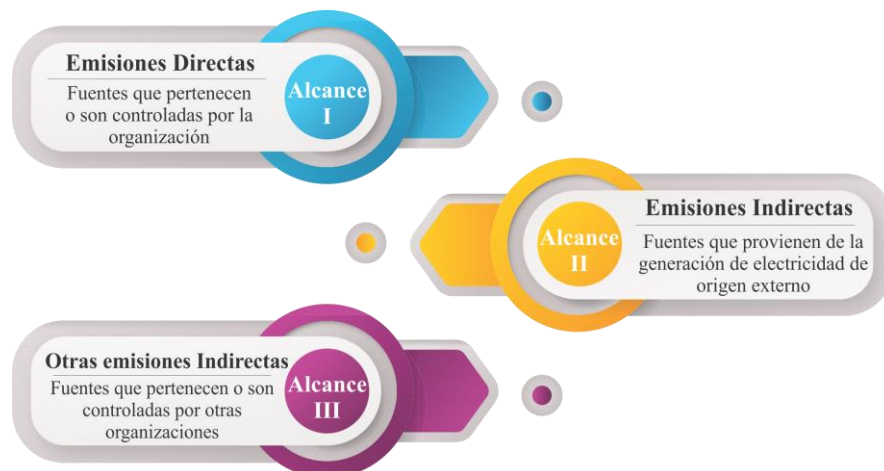


Figura 37. Tipos de emisiones de GEI y sus fuentes de producción. Adaptado de: (Ihobe S.A. et al., 2012b).

6.1.2. Selección año base. Corresponde al período histórico especificado, que tiene como fin principal comparar emisiones o remociones de GEI puede ser, un año físico, o un promedio de un periodo más dilatado en el tiempo (Ihobe S.A. et al., 2012b).

6.1.3. Identificación de emisiones. Teniendo en cuenta los alcances se tienen (Ihobe S.A. et al., 2012b):

6.1.3.1. Emisiones directas. Incluyen las emisiones derivadas de:

- La combustión de combustibles.
- Transporte de flota dentro de los límites de la organización.
- Las emisiones de proceso (por ejemplo, las emisiones de CO₂ producidas en el proceso de des carbonatación del CO₃ Ca para la producción de cemento.
- Las emisiones fugitivas (por ejemplo, las emisiones de gases fluorados procedentes de posibles escapes de los equipos de refrigeración).

6.1.3.2. Emisiones indirectas. Incluyen las emisiones derivadas del consumo de energía eléctrica y las del consumo de calor, vapor y refrigeración que se consumen dentro de los límites de la organización, pero que adquieren externamente. Las emisiones de GEI ocurren físicamente en la planta donde se genera el servicio. Así, es necesario identificar equipos que consuman: energía eléctrica, calor, vapor, frío industrial.

6.1.3.3. Otras emisiones indirectas. Incluyen el resto de las emisiones indirectas, como por ejemplo las derivadas de la adquisición de materiales y combustibles, el tratamiento de residuos,

las compras externalizadas, la venta de bienes y servicios y las actividades relacionadas con el transporte en una flota que no se encuentra dentro de los límites de la organización. Para identificar estas fuentes de emisión es necesario conocer los procesos fuera de los límites de la organización; estas pueden ser como las mencionadas en el alcance 1, pero que son aplicables a servicios que quedan fuera de los límites de la organización.

6.1.4. Cuantificación de emisiones. Para cuantificar las emisiones se realiza el cálculo de toneladas de emisión para cada GEI y las toneladas de CO₂ equivalente correspondientes.

6.1.4.1. Cálculo de toneladas de emisión de GEI. El cálculo se expresa mediante la ecuación (Ihobe S.A. et al., 2012b):

$$\underline{\text{Emisiones de GEI (ton GEI)}} = \text{Dato de actividad} \times \text{Factor de emisión}$$

Donde;

✓ **Dato de actividad:** Es la medida cuantitativa de la actividad que produce una emisión.

Se calcula dependiendo de la fuente de emisión.

- Combustiones en fuentes fijas (TJ): Se calcula como el producto del consumo de combustible (en masa o volumen) y del poder calorífico inferior (PCI).
- Fuentes de combustión móviles: si no se dispone del consumo de combustible para operar de forma similar a lo descrito en fuentes fijas, se pueden utilizar datos de actividad relativos a distancia recorrida (km).
- Emisiones de proceso: dato representativo del proceso como la producción (masa o volumen) o el consumo de una determinada materia prima (masa o volumen).

- Energía eléctrica: consumo de energía eléctrica de la instalación (expresado en kWh).

Factor de emisión: Normalmente expresado en toneladas de GEI/unidad (dependiendo la unidad de las unidades del dato de actividad). El factor de emisión depende del tipo y características del proceso de transformación química y tipo de combustible. Asimismo, existen factores de emisión sectoriales, para los procesos productivos, factores de emisión por degradación de materia orgánica y factores de emisión por distancia recorrida para distintos tipos de vehículos. Por último, cada comercializadora de energía eléctrica, dispone de su propio factor de emisión de la red por cada kWh comercializado (Bonilla, Herrera, & Puertas, 2017). Estos factores de emisión son obtenidos a partir de datos tabulados según el IPCC (Greenhouse Gas Protocol, 2019a).

$$FEG = \frac{\text{Emisiones Totales de } CO_2 \text{ de la Generación}}{\text{Electricidad Generada}}$$

6.1.4.2. Conversión de los datos de emisión toneladas de GEI a unidades de toneladas de CO₂-e. Este cálculo se realiza mediante la siguiente ecuación con el fin de obtener las emisiones de cada fuente en unidades de dióxido de carbono equivalente y sumarlas sin inconveniente (Ihobe S.A. et al., 2012b).

$$\underline{\text{Emisiones (t CO}_2\text{-e)}} = \text{Dato de emisión} \times \text{Potencial de calentamiento global}$$

Donde,

- ✓ **Potencial de calentamiento global (a 100 años):** Factor que describe el impacto de la fuerza de radiación de una unidad con base en la masa de un GEI determinado, con

relación a la unidad equivalente de CO₂ en un período de 100 años. Expresado en toneladas de CO_{2-e}/t GEI (existe un factor para cada tipo de GEI). La Tabla 46 muestra este factor para los gases presentes en el campo caso.

Tabla 46.
Potencial de calentamiento global para GEI.

Potencial de Calentamiento Global	
GEI	GWP
CH ₄	25
N ₂ O	298

Adaptada de (IPCC, 2007).

6.2. Cuantificación de emisiones GEI en el campo caso siguiendo la metodología.

Considerando la metodología propuesta anteriormente, se realiza el análisis para el campo caso.

6.2.1. Definición de límites en el campo caso.

✓ Límite organizacional campo caso.

Para el campo caso se define el límite organizacional como de participación debido a que sólo se estimarán las emisiones de GEI del mismo, y no de la empresa operadora en su totalidad; en donde el enfoque más conveniente sería el de control operacional pues representaría mejor la organización y permitiría una mayor actuación para reducir los GEI.

✓ **Límite operacional campo caso.**

Para el análisis del campo caso se tendrá en cuenta sólo el alcance I y II; pues sólo se tienen los datos de consumo del campo como fuentes de emisión directas e indirectas; no se tiene conocimiento de las organizaciones externas como otras fuentes indirectas.

En las figuras 38 y 39 se presenta un resumen de las actividades incluidas para las emisiones directas, y de las emisiones indirectas asociadas a la generación de energía eléctrica, teniendo en cuenta el mix energético colombiano, los consumos de energía eléctrica que se dan en el desarrollo de los diferentes procesos, en la operación de equipos y maquinas, y el consumo de energía eléctrica de las instalaciones de la organización; según la información disponible del campo en la evaluación del uso de energía en facilidades.

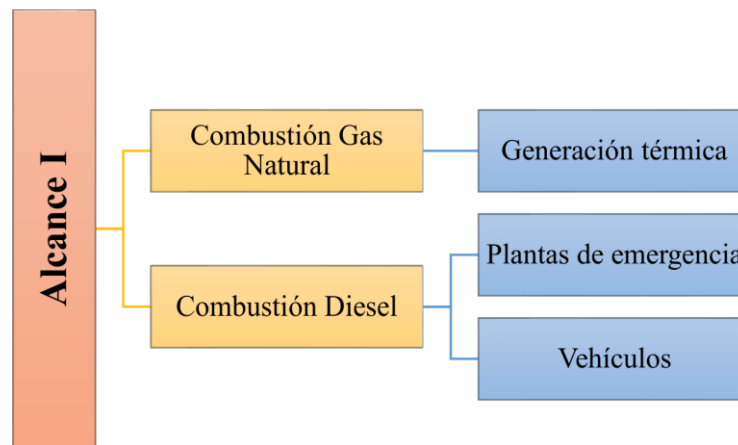


Figura 38. Fuentes de emisión directa para la organización

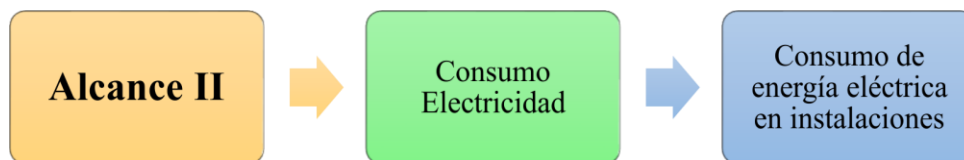


Figura 39. Fuentes de emisión indirecta por uso de electricidad.

6.2.2. Selección Año base para el campo caso. Todos los cálculos serán realizados para el 2012, pues la información disponible corresponde a ese año.

6.2.3. Identificación de las emisiones del campo caso. Para el cálculo de emisiones de GEI se tendrá en cuenta los factores de emisión correspondientes a cada alcance como se muestra en las tablas 47 y 48.

Tabla 47.
Factores de emisión utilizados para combustibles – Alcance I.

Combustible	Unidades	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Diésel	kg/l	2,676492	0,0003612	0,000021672
Diésel	kg/TJ	74 100	10	0,6
Gas natural	kg/m ³	1,88496	0,000168	0,00000336
Gas natural	kg/TJ	56 100	5	0,1

Adaptada de (Greenhouse Gas Protocol, 2019b)

Tabla 48.
Promedio factor emisión de CO_{2,e} electricidad en Colombia en el 2012– Alcance II.

Indicador	Unidades	FE
Consumo energía eléctrica	kgCO ₂ /kWh	0,124

Adaptada de (Gaia Servicios Ambientales, 2014)

6.2.4. Cuantificación de las emisiones en el campo caso. Teniendo en cuenta que el campo caso tiene un grupo electrógeno de respaldo de combustible diésel, motobomba contra incendios con motor a combustión diésel, algunos vehículos con combustible diésel y tratador térmico a gas; se seleccionaron las fuentes de emisión mencionadas en los límites operacionales. Los consumos de combustible diésel y gas se obtuvieron de la evaluación reportados en kWh/anual y

el consumo de energía eléctrica del campo según cálculos realizados en capítulos anteriores de este trabajo de grado.

✓ **Alcance I**

Para el cálculo de emisiones se debe tener en cuenta que 1 kWh es equivalente a 0,0000036 TJ como factor de conversión y que el factor de emisión a utilizar es de 74 100 kg/TJ para el combustible diésel y de 56 100 kg/TJ para el gas natural. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 49.

Tabla 49.
Cálculo de toneladas de GEI para el campo caso Alcance I.

Fuente	kWh/año	Ton CO₂	Ton CH₄	Ton N₂O
Plantas emergencia combustible diésel	470 630	125,5452588	0,01694268	0,001016561
Vehículos combustible diésel	442 900	118,148004	0,0159444	0,000956664
Combustión gas natural	1 240	0,2504304	0,00002232	4,464E-07

Ahora bien, utilizando el potencial de calentamiento global se calculan las toneladas de CO₂-e para el Alcance 1 teniendo en cuenta que el GWP para el CH₄ es 25 y para el N₂O es 298; como se muestra en la Tabla 50.

Tabla 50.
Cálculo de toneladas de CO₂-e para el campo caso Alcance I.

Fuente	kWh/año	Ton CO₂	Ton CO₂-e - CH₄	Ton CO₂-e - N₂O
Plantas emergencia combustible diésel	470 630	125,5452588	0,423567	0,302935
Vehículos combustible diésel	442 900	118,148004	0,39861	0,285086
Combustión gas natural	1 240	0,2504304	0,000558	0,000133
Total		243,9436932	0,822735	0,588154

El campo caso generó emisiones directas de aproximadamente 245,3 ton de CO₂ equivalente en el año 2012.

✓ **Alcance II**

Para el cálculo de emisiones indirectas se deben tener en cuenta el consumo total del campo de energía eléctrica durante el 2012, siendo este 3 177 340,49 kWh con un factor de emisión para Colombia en 2012 de 0,124 kgCO₂/kWh; los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 51.

Tabla 51.
Cálculo de toneladas de CO_{2-e} para el campo caso Alcance II.

Fuente	kWh/año	Ton CO_{2-e}
Consumo de energía eléctrica	3 177 340,49	393,9902208

Se emitieron indirectamente en 2012 393,99 ton de CO_{2-e}.

Las emisiones totales del campo caso fueron en total 639,3448 ton CO_{2-e} como se muestra en la Tabla 52.

Tabla 52.
Cantidad total de toneladas de CO_{2-e} emitidas por el campo caso.

Fuentes	ton CO_{2-e}
Alcance I	245,3546
Alcance II	393,9902208
Total	639,3448

6.3. Cuantificación de emisiones GEI en el campo caso utilizando energía solar y eólica.

Sustituyendo las áreas de tratamiento, administrativa y de monitorización se generaría un cambio en el alcance II, es decir, las emisiones indirectas dependientes del consumo eléctrico de la red; pues el alcance I para el campo caso no variaría ya que los sistemas de respaldo continuarían en funcionamiento. El cálculo se realiza bajo el mismo factor de emisión de la red colombiana para el año 2012; como se muestra en la Tabla 53.

Tabla 53.
Cálculo de toneladas de CO_{2-e} de las áreas con energía renovable campo caso.

Fuente	kWh/año	ton CO _{2-e}
Consumo eléctrico áreas con energía renovable	1 084 751,69	134,5092096

6.4. Cuantificación cambio en la generación de emisiones de CO₂ equivalentes en el campo caso utilizando energía solar y eólica.

Se evidencia una reducción de la generación de emisiones de gases efecto invernadero indirectamente, pues el consumo de energía eléctrica comprada disminuiría en 1 084 751,69 kWh anualmente debido a la implementación de la energía solar y eólica; las toneladas de CO_{2-e} emitidas indirectamente disminuirían a 259,5; manteniéndose el consumo de energía eléctrica igual.

7. Conclusiones

- Actualmente se evidencian proyectos de utilización de energías alternativas como la solar fotovoltaica y la eólica para campos de petróleo; ejemplo de esto, la implementación de energías renovables en plataformas offshore y en bombas de extracción a nivel internacional y la implementación de un parque solar para el suministro de parte de la energía del campo Castilla uno de los campos con mayor producción en nuestro país. Acentuando así la importancia de ampliar el sector energético desde las operaciones de campo, al ser la industria de los hidrocarburos de las más fuerte a nivel energético y permitiendo mostrar la innovación y el compromiso de esta con el medio ambiente.
- Durante el análisis de consumo realizado, se denota que el mayor uso de la energía en un campo maduro en producción se debe al área de producción y tratamiento o recolección del crudo, objeto misional de la empresa operadora. Para el campo caso un 94% de la energía eléctrica es utilizada en el área de producción con un consumo de 2 092 588 kWh y de recolección con 884 441 kWh de consumo anual; el 6% restante equivale a las áreas administrativas con 69 611 kWh y 130 699 kWh para el monitorización y funcionamiento del campo; obteniendo un total de consumo energético aproximado de 3 177 341 kWh al año.
- Como consecuencia del estudio realizado a través de un análisis multicriterio, se determinó que hay demandas de energía que no pueden ser sustituidas mediante energía solar y eólica en el campo caso, hasta que no se subsane el problema del almacenamiento y este cuente con la suficiente capacidad para entregar a las operaciones de campo la energía requerida; tal es el caso del área de producción, la cual demanda energía eléctrica las 24 horas del día y no

puede depender de las condiciones climáticas debido al alto riesgo y al representar la mayor parte de la demanda energética del campo caso con un 66% de la energía que se utiliza no podría ser reemplazada. Sin embargo, el 34% de la energía eléctrica consumida por el campo pueden sustituirse por energía solar y eólica.

- Como resultado del diseño de los sistemas de generación solar y eólico, y teniendo en cuenta que la energía a sustituir del campo caso es de 1,1 MWh anual; se concluye que para el campo caso se podrá sustituir esta energía con 1 hectárea de paneles solares, para una potencia de 256 W una cantidad de paneles de 7 240 y para una potencia de 400 W una cantidad de 4 634, o con 2 turbinas de 277 kW cada una, con un diámetro de rotor de 62 m, a una altura de 50 m y si se cuenta con una velocidad promedio de viento de 8 m/s.
- En última instancia, tomando como fundamento las revisiones bibliográficas, los análisis y los cálculos realizados para cada sistema de generación de energía; se recomienda implementar un sistema eólico cuando se tenga certeza de alcanzar velocidades promedio representativas para el aprovechamiento de la energía cinética del viento y cuando la disponibilidad de área sea restringida, ya que este sistema permite aprovechar los alrededores de la turbina; en el caso de los sistemas fotovoltaicos, se requiere de una gran área para la ubicación de los paneles que no siempre está disponible para su uso, esta energía cuenta con un alto potencial en Colombia debido a las radiaciones solares. Por otro lado, un sistema combinado puede implementarse siempre y cuando se tengan los deseos de innovar y se realice un análisis económico, reconociendo la viabilidad financiera del proyecto. Teniendo en cuenta que estos sistemas son aprovechables y eficientes en un rango promedio de 5 horas durante el día.

- En la determinación de la disminución de gases efecto invernadero se utilizó la metodología de emisiones GEI según la norma ISO 14064-1:2006 y el protocolo GHG; obteniendo un total de 245,34 toneladas CO_{2-e} en emisiones directas asociadas a los procesos realizados en el campo; y 394 toneladas CO_{2-e} en emisiones indirectas correspondientes al consumo de energía eléctrica en el campo. La utilización de energía solar fotovoltaica y eólica en el campo generarían una reducción en las emisiones indirectas de 134,51 toneladas CO_{2-e}, calculadas bajo un factor de emisión de (0,124 kg de CO₂ / kWh) para Colombia en el año 2012. Se logró una reducción del 34% de las emisiones para el campo caso.
- Este proyecto de grado es el resultado de un proceso gratamente enriquecedor, que amplía la visión de la matriz energética en nuestra formación como ingenieras de petróleos; un esfuerzo en la construcción de conocimiento y la unión de diferentes disciplinas en cuanto al sector energético.

8. Recomendaciones

En el transcurso y desarrollo del trabajo de grado, se logró evidenciar otros factores y aspectos asociados para tener en cuenta, con el objetivo de continuar mejorando el desarrollo de este tipo de trabajos de grado. Se proponen las siguientes recomendaciones:

- Realizar un análisis económico si se cuenta con la información suficiente y detalla para un campo en estudio, con la intención de implementar energía solar fotovoltaica y eólica en el mismo.

- Continuar con el enriquecimiento de la investigación en tecnologías de energías renovables, con el fin de impulsar a más empresas del sector hidrocarburos a incursionar e innovar en el manejo global de las energías y contribuir con una disminución en el impacto ambiental.
- Definir los parámetros más relevantes para cada energía en función de una normativa que facilite el uso de energías no convencionales; con el fin de lograr un buen dimensionamiento en los requerimientos para la implementación de energía solar fotovoltaica y eólica.
- Desarrollar este tipo de investigación con grupos interdisciplinarios, en diferentes campos de petróleo a nivel nacional, para evaluar la factibilidad de implementar la energía solar fotovoltaica y eólica en estos; con el fin de ampliar el panorama energético colombiano.

9. Referencias Bibliográficas

- ¿Qué son los inversores fotovoltaicos? (s/f). <https://sotysolar.es/blog/que-son-los-inversores-fotovoltaicos>. Recuperado de <https://sotysolar.es/blog/que-son-los-inversores-fotovoltaicos>
- 4C Offshore. (2019). Beatrice decommissioning plans approved. Recuperado de <https://www.4coffshore.com/news/beatrice-decommissioning-plans-approved-nid11141.html>
- Abdalrahman, S. (2017). *Power in Oil Rig*. (May), 35.
- Absi Halabi, M., Al-Qattan, A., & Al-Otaibi, A. (2015). Application of solar energy in the oil industry - Current status and future prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 296–314. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.030>
- Aceros, C., Acevedo, C., Calderon, Z., & ...[y otros]. (2019). *Prospectiva energética Colombia 2050* (Universidad Industrial de Santander, Ed.). Recuperado de <http://catalogo.aseuc.org.co/prospectiva-energetica-colombia-2050-ingenieria-de-la-energia.html>
- Addison, V., & Hart Energy. (2015). Wind-Powered Pumps Could Lower Offshore Costs. Recuperado de <https://www.hartenergy.com/exclusives/wind-powered-pumps-could-lower-offshore-costs-27799#p=full>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2017). *Acuerdo No 02 de 2017 Anexo 1 Glosario de Términos, Unidades y Equivalencias*. 1–38.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2019). La Cadena del Sector Hidrocarburos. Recuperado de <http://www.anh.gov.co/porta regionalizacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx>

- Aguirre, A. (2015). *Diferencias Entre Energía Renovable, Energía Alternativa y Energía Limpia*. Recuperado el 27 de junio de 2019, de Infografía tipos de energías website: <https://gstriatum.com/2014/07/21/diferencias-entre-energia-renovable-energia-alternativa-y-energia-limpia/>
- Alata, J. (2015). *Dimensionamiento de un sistema de bombeo con paneles solares – Caso UNALM* (Universidad Nacional de Ingeniería Facultad de Ciencias). Recuperado de http://cybertesis.uni.edu.pe/bitstream/uni/2415/1/alata_rj.pdf
- Alvarez, D. (2017). *Evaluación de la orientación y el ángulo de inclinación óptimo de una superficie plana para maximizar la captación de irradiación solar en cuenca-Ecuador* (UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA, SEDE CUENCA). <https://doi.org/10.1128/JB.186.8.2402>
- ANLA. *Resolución 0653.* , (2015).
- Ardila, A., Sanabria, J., & Hernández, J. (2015). Metodología de dimensionamiento de un sistema de respaldo energético basado en tecnología fotovoltaica. *Revista Tecnura, 19 (CITIE)*, 66–71. Recuperado de <https://revistas.udistrital.edu.co/index.php/Tecnura/article/view/9610/10819>
- Arnold, K., & Stewart, M. (2008). *Surface Production Operations*. The United States of America: Elsevier Ltd.
- Baldrán, D. (2011). *Estudio del ahorro mediante bombeo solar*. Recuperado de <https://core.ac.uk/download/pdf/72021499.pdf>
- Barrero, F. (2004). *Sistemas de energía eléctrica.pdf*. Recuperado de

bSroc7kAhXsqlkKHc0DAUgQ6AEIMDAB#v=onepage&q&f=false

Beiter, P., Nunemaker, J., Tian, T., Musial, W., Lantz, E., & Spitsen, P. (2018). *2017 Offshore Wind Technologies Market Update*. (September).

Benavides, H., Simbaqueva, O., & Zapata, H. (2017). *Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia*. Recuperado de <http://www.andi.com.co/Uploads/RADIACION.compressed.pdf>

Bonilla, M., Herrera, H., & Puertas, Y. (2017). *Factores de emisión del sistema interconectado nacional Colombia SIN*. Bogotá D.C.

Breeze, P. (2019). Power Generation Technologies. En *Power Generation Technologies* (3a ed.). <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-6313-7.X5000-1>

Cálculo de pérdidas de carga en tuberías. (s/f). 8. Recuperado de <https://es.scribd.com/document/232641606/Calculo-de-Perdidas-de-Carga-en-Tuberias>

Caracterización del recurso eólico. (2017). Recuperado el 9 de junio de 2019, de <http://conocimientoeolico.blogspot.com/2017/04/caracterizacion-del-recurso-eolico-1.html>

Castells, X. (2012). *Tratamiento y valorización energética de residuos*. Díaz de Santos.

Castro, G., & Colmenar, A. (2004). *Energía Solar Térmica de Baja Temperatura* (2a ed.; S.A. PROGENSA. Promotora General de Estudios, Ed.). Recuperado de <https://www.casadellibro.com/libro-energia-solar-termica-de-baja-temperatura-2aa-ed/9788495693174/1036925>

Cengel, Y., & Boles, M. (2012). *Termodinámica* (7a ed.; McGrawHill, Ed.).

Choi, Y., Lee, C., & Song, J. (2017). Review of Renewable Energy Technologies Utilized in the Oil and Gas Industry. *Int.J.Renew.Energy Research J.Renew. Energy Research*, 7(2), 7.

CIME. (s/f). *Soluciones integrales para generación y ahorro de energía*. Recuperado de

http://cimepowersystems.com.mx/descargas/Formulas_Electricas_Consumo.pdf

Consultora de energía. (2012). *Uso de energía campo caso*. San Martín.

Cueva, L. (2015). *Diseño Y Construcción De Un Generador Eólico De Eje Vertical Tipo Savonius Para Producir 20 Watts*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.

Deléage, J. P., & Souchon, C. (s/f). La energía como tema interdisciplinar en la educación - J. P.

Deléage, Christian Souchon - Google Libros. Recuperado el 3 de agosto de 2019, de

Departamento de Ciencias, Educación Técnica y Medioambiental website:

[https://books.google.com.co/books?id=tqz4T3qlRf0C&pg=PA60&dq=definicion+energia+](https://books.google.com.co/books?id=tqz4T3qlRf0C&pg=PA60&dq=definicion+energia+eléctrica&hl=es-419&sa=X&ved=0ahUKEwjP39-98c7kAhURyFkKHVY0BX0Q6AEINjAC#v=onepage&q=definicion)

[eléctrica&hl=es-419&sa=X&ved=0ahUKEwjP39-](https://books.google.com.co/books?id=tqz4T3qlRf0C&pg=PA60&dq=definicion+energia+eléctrica&hl=es-419&sa=X&ved=0ahUKEwjP39-98c7kAhURyFkKHVY0BX0Q6AEINjAC#v=onepage&q=definicion)

[98c7kAhURyFkKHVY0BX0Q6AEINjAC#v=onepage&q=definicion](https://books.google.com.co/books?id=tqz4T3qlRf0C&pg=PA60&dq=definicion+energia+eléctrica&hl=es-419&sa=X&ved=0ahUKEwjP39-98c7kAhURyFkKHVY0BX0Q6AEINjAC#v=onepage&q=definicion)

energía

[eléctrica&f=true](https://books.google.com.co/books?id=tqz4T3qlRf0C&pg=PA60&dq=definicion+energia+eléctrica&hl=es-419&sa=X&ved=0ahUKEwjP39-98c7kAhURyFkKHVY0BX0Q6AEINjAC#v=onepage&q=definicion)

Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). Solar Engineering of Thermal Processes. En I. John

Wiley y Sons (Ed.), *American Journal of Physics* (Vol. 53). <https://doi.org/10.1119/1.14178>

Eck, J., Ewherido, U., Mohammed, J., Ogunlowo, R., Ford, J., Fry, L., ... Veneruso, T. (2000).

Monitoreo en el fondo del pozo: su evolución. *Oilfield Review*, 1–14. Recuperado de

http://www.oilproduction.net/files/monitoreo_fondo_pozo.pdf

Electricidad y Matemáticas. (2017a). Como calcular el número de paneles solares para una casa /

Parte I. Recuperado el 15 de septiembre de 2019, de

<https://www.youtube.com/watch?v=oAmo6NKFIrs>

Electricidad y Matemáticas. (2017b). Como calcular el número de paneles solares para una casa

/ Parte II. Recuperado el 15 de septiembre de 2019, de

<https://www.youtube.com/watch?v=KtKhQOJVukE>

Electricidad y Matemáticas. (2017c). Como calcular el número de paneles solares para una casa /

Parte III. Recuperado el 15 de septiembre de 2019, de <https://www.youtube.com/watch?v=4xkKqjNchnY&t=1296s>

Endurthy, A. R., Kialashaki, A., & Gupta, Y. (2016). Solar Jack Emerging Technologies Technical Assessment. *Pacific Gas and Electric Company*, 1–43. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.16142.36166>

Enríquez Harper, G. (2000). *Curso de transformadores y motores de inducción* (Cuarta; Limusa Noriega Editores, Ed.). México: Limusa.

EOLICCAT. (s/f). ¿Qué medidas hacen los aerogeneradores? Recuperado el 2 de abril de 2019, de <http://eoliccat.net/preguntas-frecuentes/?lang=es>

Eslava, A., & Olaya, J. (2015). *Implementación de un panel solar móvil automatizado para la generación de energía limpia* (Universidad Católica de Colombia). <https://doi.org/10.1145/3132847.3132886>

Espitia, C. (2017). *Guía metodológica para la implementación de sistemas fotovoltaicos a pequeña escala en Colombia*. Universidad de Santander.

ESSA. (2019). *Normas Para Cálculo Y Diseño De Sistemas De Distribución*. Recuperado de <http://www.essa.com.co/site/clientes/es-es/nuestroproductosyservicios/normastécnicas.aspx>

Feller, F., & DNV GL. (2017). WIN WIN Powered water injection. *13th Offshore Mediterranean Conference and Exhibition in Ravenna*, 1–5.

Gaia Servicios Ambientales. (2014). *Inventario de gases de efecto invernadero años 2012 y 2013*. Recuperado de <https://www.celsia.com/Portals/0/contenidos-celsia/sostenibilidad/pdf/ENG/gaia-inf-078-14-inventariogei-2012-2013-celsia-corregido.pdf>

- García, J. J. (1983). *Cálculo de la energía solar* (Instituto Nacional de Investigaciones Agrarias, Ed.). Recuperado de https://books.google.com.co/books?id=P_bLE_m-ik4C&pg=PA230&dq=heliostato&hl=es-419&sa=X&ved=0ahUKEwjC0IHW-IHIAhWipFkKHeDtAaEQ6AEIQjAE#v=onepage&q=heliostato&f=false
- Garzón, C. (2010). *Evaluación de alternativas de generación de electricidad desde el punto de vista de su impacto ambiental, para sectores no conectados a redes eléctricas* (Universidad Técnica de Cotopaxi). Recuperado de <http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/1293/1/T-UTC-2043.pdf>
- Giraldo, D. F. (2017). *El marco normativo de las energías alternativas en Colombia no garantiza su pleno desarrollo* (Universidad Militar Nueva Granada). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- González, X., & La República. (2019). *Ecopetrol inauguró su parque solar en Castilla la Nueva, departamento del Meta*. Recuperado de <https://www.larepublica.co/economia/ecopetrol-inaugura-hoy-su-parque-solar-en-castilla-la-nueva-departamento-del-meta-2922434>
- Grecia, P. A. T. de A. (s/f). *Principios de la Geometría Solar*. 20. Recuperado de https://www.labri.fr/perso/billaud/Helios2/resources/es03/chapter_3_ES.pdf
- Greenhouse Gas Protocol. (2019a). Calculation Tools . Recuperado el 18 de octubre de 2019, de <https://ghgprotocol.org/calculation-tools>
- Greenhouse Gas Protocol. (2019b). Calculation Tools .
- HIE. (2007). Overview of renewable energy in the Highlands and Islands Rather. *Renewable Energy*, 1–4.
- Hua, Z. (2009). *Applied Research on Offshore Oil Field Wind Energy*. Recuperado de

<https://eneken.ieej.or.jp/seminar/hokuto/2009/7-33.pdf>

IDAE. (2009). *Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica*. 39.

IDAE. (2011). *Plan de energías renovables 2011-2020*. Madrid, España.

IDAE, & EnerAgen. (2019). *Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo*. Madrid, Colombia.

IDEAM. (s/f-a). Cambio climático. Recuperado el 4 de julio de 2019, de <http://www.ideam.gov.co/web/atencion-y-participacion-ciudadana/cambio-climatico>

IDEAM. (s/f-b). *Distribución global de la irradiación global horizontal*. 1–2. Recuperado de <http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/Distribucion-global-de-la-Irradiacion-Global-Horizontal.pdf>

IDEAM. (2015). Atlas Interactivo - IDEAM. Recuperado el 10 de junio de 2019, de <http://atlas.ideam.gov.co/presentacion/>

IEA. (2017). Key Wold Energy Statistic. En *International Energy Agency*. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

Ihobe S.A., IDOM S.A., & S.L., C. C. (2012a). *Guía metodológica para la aplicación de la norma UNE-ISO 14064-1:2006 para el desarrollo de inventarios de Gases de Efecto Invernadero en organizaciones*. Recuperado de https://www.euskadi.eus/contenidos/documentacion/uneiso14064/es_def/adjuntos/PUB-2012-019-f-C-001.pdf

Ihobe S.A., IDOM S.A., & S.L., C. C. (2012b). *Guía metodológica para la aplicación de la norma UNE-ISO 14064-1:2006 para el desarrollo de inventarios de Gases de Efecto Invernadero en organizaciones*. Bilbao.

INEGAS. (s/f). *Facilidades de producción de hidrocarburos*. Recuperado de

https://www.academia.edu/8508383/FACILIDADES_DE_PRODUCCION

Instituto para la diversificación y ahorro de la energía. (s/f). Energía Hidroeléctrica. Recuperado el 4 de junio de 2019, de <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/energia-hidroelectrica>

International Energy Agency. (2019). Electricity Information: Overview. *Statistics iea*, 1–10.

IPCC. (2007). *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, M.L. Parry, O.F. Canziani, J.P. Palutikof, P.J. van der Linden and C.E. Hanson, E (Cambridge University Press, Ed.). Recuperado de https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/ar4_wg2_full_report.pdf

Khan, M. I., Yasmeen, T., Shakoor, A., Khan, N. B., & Muhammad, R. (2017). 2014 oil plunge: Causes and impacts on renewable energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 68(April 2016), 609–622. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.026>

Korpås, M., Warland, L., He, W., & Tande, J. O. G. (2012). A case-study on offshore wind power supply to oil and gas rigs. *Energy Procedia*, 24(1876), 18–26. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.06.082>

Kurup, P., & Turchi, C. (2015). *Initial Investigation into the Potential of CSP Industrial Process Heat for the Southwest United States*. (November). <https://doi.org/10.2172/1227710>

Lenntech. (s/f). Glosario sobre el cambio climático. Recuperado el 3 de octubre de 2019, de <https://www.lenntech.es/efecto-invernadero/glosario-cambio-climatico.htm>

Likkasit, C., Elkamel, A., Maroufmashat, A., & Ku, H. (2016). Integration of Renewable Energy into Oil & Gas Industries : Solar-aided Hydrogen Production. *IEOM Society International*, 897–904.

- López Sardi, E. M. (2007). Química y medio ambiente. *Ciencia y Tecnología*, 75–87. Recuperado de <https://dspace.palermo.edu:8080/dspace/handle/10226/152>
- Merino, L., & Mosquera, P. (2007). China emprende la carrera de la eólica marina. *Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias*. Recuperado de <https://www.energias-renovables.com/eolica/china-emprende-la-carrera-de-la-eolica>
- Mills, D. (2004). Advances in solar thermal electricity technology. *Solar Energy*, 76(1–3), 19–31. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(03\)00102-6](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(03)00102-6)
- Ministerio de Ciencia y Tecnología, IDAE, & Renovables, A. de P. de E. (2014). *Impactos ambientales de la producción de electricidad*. 42. Recuperado de http://proyectoislarenovable.iter.es/wp-content/uploads/2014/05/17_Estudio_Impactos_MA_mix_electrico_APPA.pdf
- Moritis, G. (2011). Chevron comienza la demostración en california de recuperación mejorada de energía solar a vapor. Recuperado de <https://www.ogj.com/articles/print/volume-109/issue-45/drilling-production/chevron-starts-california-demo.html>
- Moro, M. (2018). *Instalaciones solares fotovoltaicas* (2a ed.; Paraninfo S.A., Ed.). España.
- Motores Eléctricos Eficiencia, Factor de Potencia y Carga*. (s/f). 8. Recuperado de [https://www.kayelectric.com.ve/attachments/article/29/Motores Eléctricos Eficiencia.pdf](https://www.kayelectric.com.ve/attachments/article/29/Motores%20El%C3%A9ctricos%20Eficiencia.pdf)
- Muscat, O. (2018). DOP y GlassPoint inauguran Miraah. Recuperado de <https://www.glasspoint.com/pdo-and-glasspoint-inaugurate-miraah/>
- Nelder, C., & GetRealList. (2011). Petróleo pesado del campo petrolífero del río Kern. Recuperado de <http://www.getreallist.com/heavy-oil-of-the-kern-river-oil-field.html>
- Nilsson, D., & Westin, A. (2014). *Analysis of opportunities and challenges for Norway to establish a floating wind power industry*. Recuperado de

<https://www.iea.lth.se/publications/MS-Theses/Full>

[document/5331_full_document_Floating wind power in Norway.pdf](https://www.iea.lth.se/publications/MS-Theses/Full/document/5331_full_document_Floating%20wind%20power%20in%20Norway.pdf)

ORT. (s/f). Herramientas de decisión : Matriz de preferencias. *Escuela Técnica ORT*, 1–3.

Ospino, V., & Isaza, L. (2016). *Manual de implementación de energía solar fotovoltaica en viviendas ECO.pdf* (Universidad Católica de Colombia). Recuperado de https://issuu.com/danielroteliuc/docs/manual_de_implementaci_n_fotovoltai

Paraskova, T. (2019). Norway Just Triggered An Offshore Wind Energy Boom. Recuperado de <https://oilprice.com/Alternative-Energy/Wind-Power/Norway-Just-Triggered-An-Offshore-Wind-Energy-Boom.html#>

Perpiñán, Ó., Colmenar, A., & Castro, M. (2012). *Diseño de sistemas fotovoltaicos*. Recuperado de https://www.soltuyo.com/libros/esf_imgr-051tco-4.pdf

Pharris, T., & Kolpa, R. (2007). Overview of the Design, Construction, and Operation of Interstate Liquid Petroleum Pipelines. *Argonne National Laboratory*, 108. Recuperado de http://corridoreis.anl.gov/documents/docs/technical/APT_60928_EVS_TM_08_1.pdf

Popoola, L. T., Grema, A. S., Latinwo, G. K., Gutti, B., & Balogun, A. S. (2013). Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation. *International Journal of Industrial Chemistry*, 1–15.

Real Academia Española. (2019). helióstato | Definición de helióstato. Recuperado de <https://dle.rae.es/?id=K6tOpgU>

Repsol Sinopec. (2018a). *Beatrice Decommissioning Programmes*. (December), 1–88.

Repsol Sinopec. (2018b). FAQ. Recuperado de <https://www.repsolsinopecuk.com/decommissioning/beatrice/faq>

Ríos, M. J. (2015). *Estudio de viabilidad y diseño de un parque eólico* (Universidad Politécnica

de Cartagena, España). Recuperado de file:///D:/Users/ADMIN/Downloads/pfc6272.pdf

Rodríguez, A. (2018). *Modelado y control de un aerogenerador conectado a la red mediante un DFIG* (Universidad Politécnica de Madrid). Recuperado de http://oa.upm.es/50349/1/TFG_ADRIAN_RODRIGALVAREZ_SIBON.pdf

Romero, L. (2012). *Programación, organización, y supervisión del aprovisionamiento y montaje de instalaciones de energía eólica*. (Ediciones Paraninfo S.A., Ed.). Recuperado de https://books.google.com.co/books?id=Hoz-9lc2BA4C&pg=PA95&dq=Límite+Betz&hl=es-419&sa=X&ved=0ahUKEwjDwsXu_IHIAhUC2VkkHYe5CKoQ6AEIPTAD#v=onepage&q=Límite+Betz&f=false

Ruiz Murcia, J. F., Serna Cuenca, J., & Zapata Lesmes, H. J. (2017). Atlas de Viento de Colombia. En *Ideam-Upme* (Vol. 1).

Sanabria, M. A. (2006). *Toma de Decisiones con Criterios Múltiples: un resumen conceptual* (Universidad Estatal a distancia). Recuperado de [http://repositorio.uned.ac.cr/reuned/bitstream/120809/1066/1/Evaluación de la calidad.pdf](http://repositorio.uned.ac.cr/reuned/bitstream/120809/1066/1/Evaluación%20de%20la%20calidad.pdf)

Sandler, J., Fowler, G., & Kavscek, A. (2014). Solar-Generated Steam for Oil Recovery : Reservoir Simulation , Economic Analysis , and Life Cycle Assessment. *Department of Energy Resources Engineering Stanford University*.

Santiago, S. (2018). *Situación actual y perspectivas de la energía eólica marina en Europa*.
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIEROS INDUSTRIALES.

Schlumberger. (2019). Monitoreo permanente de pozo - Schlumberger Oilfield Glossary.
Recuperado de

https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/permanent_well_monitoring.aspx

SUNFIELDS EUROPE. (2019). Los 10 paneles solares de mayor eficiencia 2019. Recuperado el 3 de septiembre de 2019, de <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/los-10-paneles-solares-mas-eficientes-del-mercado/>

U.S. Energy Information Administration. (2019). What is the difference between electricity generation capacity and electricity generation? - FAQ - U.S. Energy Information Administration (EIA). Recuperado el 3 de julio de 2019, de <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=101&t=3>

UPME. (2019). Energía Eléctrica SIN.

Vicini, R., & Micheloud, O. (2012). *Smart grid: fundamentos, tecnologías y aplicaciones*. Cengage Learning.

Vista al Mar. (2010). El mayor parque eólico offshore del mundo iniciado por China. Recuperado de <https://www.vistaalmar.es/ciencia-tecnologia/ingenieria-innovacion/1305-el-mayor-parque-eolico-offshore-del-mundo-iniciado-por-china.html>

Wang, J., O'Donnell, J., & Brandt, A. R. (2016). Potential solar energy use in the global petroleum sector. *ScienceDirect*, 118, 884–892. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.10.107>

WEG. (2016a). Motores Eléctricos Guía de Especificación. *Motores Eléctricos Guía de Especificación*, 68.

WEG. (2016b). Motores Eléctricos Guía de Especificación. *Motores Eléctricos Guía de Especificación*, 68. Recuperado de <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h6e/h82/WEG-motores-electricos-guia-de-especificacion-50039910-brochure-spanish-web.pdf>

- Wesoff, E. (2015). GlassPoint está construyendo el proyecto solar más grande del mundo en un campo petrolífero de Omán | Greentech Media. Recuperado de <https://www.greentechmedia.com/articles/read/glasspoint-is-building-the-worlds-largest-solar-project-in-an-omani-oilfie#gs.jvwo57>
- Wildi, T. (2007). *Máquinas eléctricas y sistemas de potencia* (Sexta; Prentice Hall Inc., Ed.). Pearson Educación.
- Zborowski, M. (2017). California Becomes a Proving Ground for Solar EOR Technology. Recuperado de <https://www.spe.org/en/jpt/jpt-article-detail/?art=3721>
- Zhong, M., & Bazilian, M. D. (2018). Contours of the energy transition: Investment by international oil and gas companies in renewable energy. *Electricity Journal*, 31(1), 82–91. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2018.01.001>