



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Evaluación técnica-
económica de energías
renovables para su
implementación en plantas
industriales dentro de
territorio mexicano**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Mecánico

P R E S E N T A

Carlos Eduardo Canales Ocampo

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Javier Noé Ávila Cedillo



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2020

AGRADECIMIENTOS

A mi familia, por su apoyo durante todos mis años de vida y de estudio y por la educación y los valores que me han inculcado que me han hecho crecer como persona y dar origen el ser humano que soy ahora.

A Javier Ávila, mi tutor y amigo por brindarme su apoyo y su paciencia para desarrollar este trabajo y por guiarme durante las últimas etapas de mi formación profesional.

A mis profesores, por su compromiso con la formación de los alumnos y por compartir su conocimiento y sus experiencias en su vida profesional y en su vida diaria.

A mis amigos, por todas las risas y buenos momentos que hemos pasado juntos.

Al Centro de Diseño Mecánico e Innovación Tecnológica (C.D.M.I.T.) de la Facultad de Ingeniería de la UNAM y al proyecto *Tecnologías Sustentables para transformar los residuos agropecuarios en una diversidad de bioenergéticos para consumo in situ* por su apoyo y contribución a mi formación profesional y a mi desarrollo como persona.

CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	4
LISTA DE TABLAS	9
<u>INTRODUCCIÓN</u>	12
<u>ANTECEDENTES</u>	14
<u>JUSTIFICACIÓN</u>	17
<u>OBJETIVO</u>	23
<u>1. PROBLEMÁTICA</u>	23
<u>2. METODOLOGÍA</u>	30
<u>3. MARCO TEÓRICO</u>	31
3.1 Energía solar	31
3.1.1 Energía solar fotovoltaica.....	32
3.1.2 Energía solar térmica	36
3.2 Energía eólica	44
3.3 Energía hidráulica	47
3.4 Energía geotérmica	52
3.5 Bioenergía	57
3.6 Definiciones de energía y electricidad	62
3.6.1 Factor de capacidad.....	62

3.6.2 Costo nivelado de la energía (LCOE)	62
3.6.3 Media ponderada	63
<u>4. DESARROLLO</u>	64
4.1 Ecuaciones para el cálculo de los factores de capacidad promedio de referencia y de la potencia instalada requerida	64
4.2 Suposiciones y ecuaciones para el cálculo de costos totales de instalación y de inversión total	64
4.2.1 Suposiciones generales	64
4.2.2 Ecuaciones generales.....	65
4.2.3 Suposiciones y ecuaciones para el cálculo de costos de la energía solar fotovoltaica	67
4.2.4 Suposiciones y ecuaciones para el cálculo de costos de la energía eólica	68
4.2.5 Suposiciones y ecuaciones para el cálculo de costos de la energía hidráulica de pequeña escala.....	68
4.2.6 Suposiciones y ecuaciones para el cálculo de costos de la energía geotérmica	69
4.2.7 Suposiciones y ecuaciones para el cálculo de costos de la energía a partir de la combustión de biomasa residual sólida (bagazo)	69
4.2.8 Suposiciones y ecuaciones para el cálculo de costos de la energía a partir de la combustión de biogás	70
4.3 Ecuaciones para realizar la evaluación del costo total de instalación promedio	70

4.4 Ecuaciones para realizar la evaluación del costo nivelado de la electricidad generada promedio (LCOE).....	71
4.5 Ecuaciones para realizar la evaluación de la superficie de ocupación promedio	71
4.6 Método empleado para realizar la evaluación del tiempo de vida útil.....	72
4.7 Ecuaciones para realizar la evaluación del tiempo promedio de retorno de inversión	72
<u>5. RESULTADOS</u>.....	74
5.1 Factores de capacidad promedio de referencia y potencia instalada requerida	74
5.2 Costos totales de instalación e inversión total.....	75
5.3 Evaluación del costo total de instalación promedio	77
5.4 Evaluación del costo nivelado de la electricidad generada promedio (LCOE)..	79
5.5 Evaluación de la superficie de ocupación promedio	82
5.6 Evaluación del tiempo de vida útil.....	83
5.7 Evaluación del tiempo promedio de retorno de inversión.....	84
5.8 Evaluación de competitividad	85
<u>6. ANÁLISIS DE RESULTADOS</u>	86
6.1 Costo total de instalación promedio.....	88
6.2 LCOE promedio	90
6.3 Superficie de ocupación promedio.....	92

6.4 Tiempo de vida útil	94
6.5 Tiempo promedio de retorno de inversión	95
6.6 Evaluación de competitividad	96
<u>7. CONCLUSIONES Y TRABAJO A FUTURO</u>	97
<u>REFERENCIAS</u>	98
Anexo A. Claves de los Proyectos en el Sistema de Consulta de Trámites de la SEMARNAT	102

LISTA DE FIGURAS		
Número de figura	Nombre	Fuente
<i>Figura 1</i>	<i>Impacto de las emisiones de GEI en la temperatura media del planeta proyectadas a 60 años.</i>	[1]
<i>Figura 2</i>	<i>Distribución de las emisiones de GEI totales en México por sector durante el año 2015.</i>	[5]
<i>Figura 3</i>	<i>Generación de energía eléctrica por tipo de fuente de energía primaria durante el primer semestre del año 2018.</i>	[7]
<i>Figura 4</i>	<i>Diagrama de bloques del sistema de suministro energético.</i>	Elaboración propia
<i>Figura 5</i>	<i>Representación gráfica del sistema de producción.</i>	Elaboración propia
<i>Figura 6</i>	<i>Representación gráfica del sistema de producción desglosado.</i>	Elaboración propia
<i>Figura 7</i>	<i>Representación gráfica general de los subsistemas del sistema de producción.</i>	Elaboración propia
<i>Figura 8</i>	<i>Sustitución objetivo de las entradas de energía al nivel de los flujos de energía del sistema de suministro energético.</i>	Elaboración propia
<i>Figura 9</i>	<i>Sustitución ideal de las entradas de energía al nivel de los flujos de energía del sistema de suministro energético.</i>	Elaboración propia

<i>Figura 10</i>	<i>Modificación objetivo e ideal del sistema de producción.</i>	Elaboración propia
<i>Figura 11</i>	<i>Componentes de la radiación solar que incide en la atmósfera.</i>	Elaboración propia con base en información de la referencia [23]
<i>Figura 12</i>	<i>Funcionamiento de una celda fotovoltaica ante la presencia de una carga de consumo.</i>	Elaboración propia con base en información de la referencia [23]
<i>Figura 13</i>	<i>Módulos solares fotovoltaicos.</i>	https://powernsun.com/media/wysiwyg/Solar-PV-Module-pns.jpg
<i>Figura 14</i>	<i>Interconexión de módulos fotovoltaicos. a) en serie, b) en paralelo y c) mixta.</i>	Elaboración propia con base en información de la referencia [24]
<i>Figura 15</i>	<i>Diagrama de interconexión de un sistema fotovoltaico aislado de la red eléctrica.</i>	Elaboración propia con base en información de la referencia [25]
<i>Figura 16</i>	<i>Diagrama de interconexión de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica.</i>	Elaboración propia con base en información de la referencia [25]
<i>Figura 17</i>	<i>Interacción de la radiación electromagnética con la materia.</i>	Elaboración propia con base en información de la referencia [26]
<i>Figura 18</i>	<i>Colectores solares de placa plana y de tubos evacuados.</i>	http://solarenergyspain.com/wp-content/uploads/2017/09/tubes1-1024x576.jpg
<i>Figura 19</i>	<i>Intercambiador de calor.</i>	https://www.hrshevac.co.uk/wp-content/uploads/2017/09/HRS-Hevac-AquaS-Cutaway-1140x600.jpg
<i>Figura 20</i>	<i>Diagrama de interconexión de una instalación solar de baja temperatura.</i>	Elaboración propia con base en información de la referencia [26]
<i>Figura 21</i>	<i>Colectores solares cilindro-parabólicos.</i>	https://www.dlr.de/dlr/en/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/xl_galerie/DLR_DUKE_06_xl.jpg
<i>Figura 22</i>	<i>Diagrama de interconexión de una instalación solar</i>	Elaboración propia con base en información de la referencia [28]

	<i>térmica de media temperatura.</i>	
<i>Figura 23</i>	<i>Turbina de vapor.</i>	https://www.ee.co.za/wp-content/uploads/2015/02/06-gn-zest-steam-turbine.jpg
<i>Figura 24</i>	<i>Esquema representativo de un generador eléctrico monofásico.</i>	[29]
<i>Figura 25</i>	<i>Torre de enfriamiento.</i>	https://hrycoolingtower.com/wp-content/uploads/2017/09/larger-cooling-tower.jpg
<i>Figura 26</i>	<i>Instalación solar térmica de media temperatura acoplada a un ciclo Rankine.</i>	Elaboración propia con base en información de la referencia [28]
<i>Figura 27</i>	<i>Aerogeneradores de eje vertical y de eje horizontal.</i>	https://www.averreenergy.com/wp-content/uploads/2019/02/types-of-turbines.jpg
<i>Figura 28</i>	<i>Componentes externos e internos de un aerogenerador.</i>	[32]
<i>Figura 29</i>	<i>Diagrama de interconexión de un sistema de generación eólico.</i>	Elaboración propia con base en información de la referencia [32]
<i>Figura 30</i>	<i>Ciclo hidrológico.</i>	http://www.seapal.gob.mx/wp-content/uploads/2013/09/el-ciclo-hidrologico.png
<i>Figura 31</i>	<i>Esquema de una central hidroeléctrica de embalse.</i>	[29]
<i>Figura 32</i>	<i>Esquema de una central hidroeléctrica con canal de derivación.</i>	[29]
<i>Figura 33</i>	<i>Esquema de una central hidroeléctrica de agua fluyente.</i>	[35]
<i>Figura 34</i>	<i>Diagrama de interconexión de un sistema hidroeléctrico.</i>	Elaboración propia con base en información de la referencia [34]
<i>Figura</i>	<i>El fenómeno de subducción</i>	[36]

35	<i>de placas que da origen a los yacimientos geotérmicos.</i>	
Figura 36	<i>Modelo esquemático de un yacimiento hidrotermal. Gráfica T vs D y representación gráfica en corte transversal del yacimiento.</i>	[36]
Figura 37	<i>Representación gráfica de un yacimiento de roca seca caliente. Yacimiento común y yacimiento distribuido verticalmente.</i>	[36]
Figura 38	<i>Interconexión de los componentes del sistema geotérmico para la producción de agua caliente y vapor para calefacción o procesos.</i>	Elaboración propia con base en información de la referencia [37]
Figura 39	<i>Interconexión de los componentes del sistema geotérmico para la producción de electricidad.</i>	Elaboración propia con base en información de la referencia [37]
Figura 40	<i>Sistema geotérmico de alta entalpía y alta presión para la producción de electricidad.</i>	Elaboración propia con base en información de la referencia [36]
Figura 41	<i>Sistema de combustión directa de biomasa.</i>	[38]
Figura 42	<i>El proceso de gasificación y sus etapas.</i>	[38]
Figura 43	<i>Diagrama de interconexión de los componentes de una planta de pirólisis lenta.</i>	[38]
Figura 44	<i>Esquema de un reactor de digestión anaerobia.</i>	[38]
Figura	<i>Costo por kilowatt instalado</i>	Elaboración propia

45	<i>calculado por tipo de tecnología.</i>	
Figura 46	<i>Diferencia porcentual del costo total de instalación de cada tipo de tecnología con respecto a la tecnología con el costo total de instalación más bajo.</i>	Elaboración propia
Figura 47	<i>LCOE promedio calculado por tipo de tecnología.</i>	Elaboración propia
Figura 48	<i>Factor de superficie de ocupación por tipo de tecnología.</i>	Elaboración propia
Figura 49	<i>Diferencia porcentual de la superficie de ocupación de cada tipo de tecnología con respecto a la tecnología con la menor superficie de ocupación.</i>	Elaboración propia
Figura 50	<i>Intervalos de vida útil por tipo de tecnología.</i>	Elaboración propia
Figura 51	<i>Tiempo promedio de retorno de inversión calculado por tipo de tecnología.</i>	Elaboración propia

LISTA DE TABLAS		
Número de Tabla	Nombre	Fuente
<i>Tabla 1</i>	<i>Emisiones de GEI del sector energía en México por actividad durante el año 2015.</i>	[5]
<i>Tabla 2</i>	<i>Emisiones de GEI del sector industrial en México por actividad durante el año 2015.</i>	[5]
<i>Tabla 3</i>	<i>Clasificación de las centrales hidroeléctricas de pequeña escala.</i>	[29]
<i>Tabla 4</i>	<i>Años de vida económica por tipo de tecnología.</i>	[40]
<i>Tabla 5</i>	<i>Costos de O&M para bioenergía por tipo de tecnología.</i>	[40]
<i>Tabla 6</i>	<i>Factores de Capacidad Calculados Energía Solar Fotovoltaica.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 7</i>	<i>Factores de Capacidad Calculados Energía Eólica.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 8</i>	<i>Factores de Capacidad Calculados Energía Hidroeléctrica.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 9</i>	<i>Factores de Capacidad Calculados Energía Geotérmica.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 10</i>	<i>Factores de Capacidad Calculados Combustión de Biomasa Residual Sólida (Bagazo).</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 11</i>	<i>Factores de Capacidad Calculados Biogás.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 12</i>	<i>Factores de Capacidad Promedio de Referencia y Potencia Instalada Requerida.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 13</i>	<i>Estimaciones de Costos Energía Solar Fotovoltaica.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 14</i>	<i>Estimaciones de Costos Energía Eólica.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 15</i>	<i>Estimaciones de Costos Energía Hidráulica de Pequeña Escala.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 16</i>	<i>Estimaciones de Costos Energía Geotérmica.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 17</i>	<i>Estimaciones de Costos Combustión de Biomasa Residual Sólida (Bagazo).</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 18</i>	<i>Estimaciones de Costos Combustión de Biogás.</i>	Elaboración Propia

<i>Tabla 19</i>	<i>Cálculo de CKI Promedio Energía Solar Fotovoltaica.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 20</i>	<i>Cálculo de CKI Promedio Energía Eólica.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 21</i>	<i>Cálculo de CKI Promedio Energía Hidráulica de Pequeña Escala.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 22</i>	<i>Cálculo de CKI Promedio Energía Geotérmica.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 23</i>	<i>Cálculo de CKI Promedio Combustión de Biomasa Residual Sólida (Bagazo).</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 24</i>	<i>Cálculo de CKI Promedio Combustión de Biogás.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 25</i>	<i>Resultados de la Evaluación del Costo Total de Instalación Promedio.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 26</i>	<i>Cálculo del LCOE Promedio Energía Solar Fotovoltaica.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 27</i>	<i>Cálculo del LCOE Promedio Energía Eólica.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 28</i>	<i>Cálculo del LCOE Promedio Energía Hidráulica de Pequeña Escala.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 29</i>	<i>Cálculo del LCOE Promedio Energía Geotérmica.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 30</i>	<i>Cálculo del LCOE Promedio Combustión de Biomasa Residual Sólida (Bagazo).</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 31</i>	<i>Cálculo del LCOE Promedio Biogás.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 32</i>	<i>Resultados de la Evaluación del LCOE Promedio.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 33</i>	<i>Estimación del Factor de Superficie Combustión de Biomasa Residual Sólida (Bagazo).</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 34</i>	<i>Estimación del Factor de Superficie Biogás.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 35</i>	<i>Factores de Superficie de Ocupación reportados por NREL.</i>	[49]
<i>Tabla 36</i>	<i>Resultados de la Evaluación de la Superficie de Ocupación Promedio.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 37</i>	<i>Años de vida útil de diferentes centrales eléctricas.</i>	[50]

<i>Tabla 38</i>	<i>Años de vida útil Energía Solar Fotovoltaica.</i>	[51], [52]
<i>Tabla 39</i>	<i>Años de vida útil Energía Eólica.</i>	[53], [54]
<i>Tabla 40</i>	<i>Resultados de la Evaluación del Tiempo de Vida Útil.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 41</i>	<i>Resultados de la Evaluación del Tiempo Promedio de Retorno de Inversión.</i>	Elaboración Propia
<i>Tabla 42</i>	<i>Resultados de la Evaluación de Competitividad.</i>	Elaboración Propia

INTRODUCCIÓN

El cambio climático puede considerarse como el problema de mayor relevancia al que se enfrenta la humanidad en el presente siglo ya que su grado de influencia en los sistemas terrestres puede llegar a ser tan grande que amenazaría la existencia del ser humano en el planeta. La evidencia científica ha confirmado que el ser humano ha tenido influencia histórica en este fenómeno a través de la gran cantidad de gases de efecto invernadero (GEI) que se liberan a la atmósfera debido a sus actividades industriales y si bien los gobiernos del mundo desde hace más de 20 años han empezado a adoptar medidas para mitigar este fenómeno dichos esfuerzos han sido insuficientes a tal grado que de acuerdo con el *Boletín de gases de efecto invernadero* del año 2019 de la Organización Meteorológica Mundial las emisiones globales de GEI no han parado de incrementarse e incluso han alcanzado niveles record y, de acuerdo al *Informe Especial sobre Calentamiento Global de 1.5 °C* del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), la temperatura promedio del planeta se ha incrementado alrededor de 1 °C con respecto a la temperatura del año 1880. Es por esto que los países del mundo necesitan incrementar sus medidas de mitigación y no conformarse solo con las metas incondicionales adoptadas a raíz del Acuerdo de París ya que según el *Informe sobre la brecha de emisiones 2019* del Programa Ambiental de la Organización de las Naciones Unidas si se cumplieran íntegramente dichas metas para el año 2100 se tendría un calentamiento de 3.2 °C por encima de la temperatura promedio del planeta en el año 1880 lo cual se queda lejos del límite máximo de 2 °C establecido en el acuerdo.

México al ser un país altamente vulnerable al cambio climático y al haber firmado y ratificado el Acuerdo de París se comprometió a promover el desarrollo y uso de energías limpias en su sector eléctrico y en su sector industrial y ante el estado actual del cambio climático y el panorama nacional e internacional le es conveniente seguir impulsando este tipo de fuentes de energía, así como acelerar su despliegue en el territorio nacional. Una medida que se puede adoptar para acelerar el despliegue de energías renovables en el país y cumplir simultáneamente dos de los compromisos nacionalmente determinados del Acuerdo de París es la implementación de energías renovables directamente en plantas industriales lo cual además de ofrecer ventajas técnicas y económicas para la planta establece las bases para transitar hacia una manufactura sostenible. No obstante, llevar a cabo esta medida en la realidad es de gran complejidad ya que se ven involucrados factores técnicos, económicos, sociales, legales y ambientales por lo que se requieren criterios que aclaren el panorama y faciliten la toma de decisiones durante la planeación de este tipo de proyectos.

El objetivo de este trabajo es evaluar diferentes tipos de energía renovable para identificar cuál de ellas tiende a ser más propensas de implementarse en plantas industriales ubicadas dentro de territorio mexicano con el fin de establecer criterios

técnico-económicos que brinden un panorama general de los requerimientos de cada tipo de energía renovable y el nivel de competitividad entre las mismas para implementarse dentro de una planta industrial. En la primera parte del trabajo se presenta una descripción de la relación que se desea establecer entre la energía renovable y la planta industrial, la propuesta de jerarquización de ambos entes para poder contrastar con mayor facilidad dicha relación en sus diferentes combinaciones y la hipótesis. En la segunda parte se presentan los 5 indicadores a evaluarse los cuales engloban cualidades técnicas y económicas de relevancia que se deben considerar cuando se desea instalar tecnologías de aprovechamiento de energías renovables en entornos como los de una planta industrial y también se mencionan los tipos de energía renovable a evaluar y se describe la metodología empleada. En la tercera parte se describe el origen de cada fuente de energía renovable, sus principios físicos y/o químicos de aprovechamiento y su tecnología asociada al igual que algunas definiciones matemáticas empleadas en las evaluaciones. En la cuarta parte se presentan algunos datos empleados para realizar las evaluaciones y se desarrollan las ecuaciones necesarias para completar los datos de costos y realizar las evaluaciones correspondientes. En la quinta parte se reportan las tablas con algunos datos empleados para realizar las evaluaciones, los resultados de los cálculos realizados y los resultados de la evaluación de cada indicador. Por último, en la sexta y séptima parte se interpretan los resultados obtenidos y se establecen las conclusiones de este trabajo.

ANTECEDENTES

Ante el fenómeno mundial del cambio climático un gran número de industrias han empezado a incorporar el uso de energías renovables en sus actividades productivas, tal es el caso de la automotriz alemana Bayerische Motoren Werke (BMW, por sus siglas) o las empresas norteamericanas Procter & Gamble (P&G, por sus siglas) y Method Soap que han instalado infraestructura en energías renovables dentro de sus plantas para satisfacer parte de su consumo. La industria en México no se ha quedado atrás en este rubro, empresas como Bimbo, Metalúrgica Met-Mex, Minera La Parreña, Cementos Cruz Azul o Bio Pappel, así como un gran número de comercios y negocios han instalado dentro de sus instalaciones desde paneles solares fotovoltaicos y colectores solares térmicos hasta aerogeneradores y centrales de biogás que les permite satisfacer parte de la demanda energética de sus actividades.

Cuando se desea desarrollar algún proyecto de infraestructura en energías renovables lo más común es que se realicen previamente estudios locales de carácter económico, técnico, social, ambiental y legal para evaluar la factibilidad del proyecto y cuantificar los impactos que conllevaría su desarrollo. No obstante, en la actualidad la industria mundial cuenta con algunas herramientas que ofrecen un panorama general de los costos alrededor del mundo y las cualidades de los diferentes tipos de energía renovable que ayudan a facilitar la toma de decisiones cuando se quieren llevar a cabo este tipo de proyectos.

La herramienta más conocida en aspectos de costos de energías renovables es el reporte anual que publica durante el mes de mayo de cada año la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés) en el cual se reportan fundamentalmente estadísticas de costos por kilowatt instalado, costos nivelados de la electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés) y factores de capacidad tanto promedios mundiales y regionales como de países con alta relevancia en materia de inversiones en energías renovables. Otro reporte similar al reporte anual de la IRENA es el reporte anual del estatus global de las energías renovables que publica cada año la organización internacional REN21 en donde se muestra tanto el progreso de las energías renovables en su despliegue y desarrollo como estadísticas de costos por kilowatt instalado, LCOE y factores de capacidad por regiones y por países relevantes para este mercado. Otra herramienta conocida mundialmente y que cuenta con los costos más actualizados hasta el momento es el análisis anual de LCOE que presenta la firma financiera LAZARD durante el mes de noviembre de cada año, en su último análisis presenta rangos de valores de este indicador para el año 2019 para tecnologías renovables, principalmente solar fotovoltaica y eólica, y los compara con tecnologías convencionales como centrales de ciclo combinado, nucleares o de carbón. Si bien en estos reportes se pueden encontrar promedios mundiales de costos e información específica para varios países, los datos de costos específicos para México son muy escasos y los pocos que se

reportan tienen cierto grado de imprecisión ya que la mayoría abarcan toda la región norteamericana.

El análisis más actualizado de costos de energías renovables para la República Mexicana es el que contienen los *Estudios de Cadenas de Valor de Tecnologías Seleccionadas Para Apoyar la Toma de Decisiones en Materia de Mitigación en el Sector de Generación Eléctrica y Contribuir al Desarrollo de Tecnologías* elaborados por la Coordinación General de Mitigación del Cambio Climático del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC, por sus siglas) y la consultora Boston Strategies International, en este reporte la consultora Boston calculó y comparó costos totales de inversión unitarios (costos por kilowatt instalado) y LCOE de centrales solares fotovoltaicas, parques eólicos, centrales geotermoeléctricas y centrales de ciclo combinado e incluso divide la contribución de cada etapa del proyecto (planificación, manufactura, construcción y operación y mantenimiento) al costo calculado. Otro estudio reciente es el *Estudio de Energías Limpias en México 2018-2032* de la Comisión de Estudios del Sector Privado para el Desarrollo Sustentable del Consejo Coordinador Empresarial en donde se reportan y comparan algunos rangos de costos de infraestructura en energías renovables ofrecidos en las primeras tres Subastas de Largo Plazo con datos de costos mundiales publicados por la firma financiera LAZARD y costos calculados a partir de datos publicado en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN, por sus siglas) del año 2016 y 2017. Estos dos reportes si bien ofrecen perspectivas económicas de las centrales de energía renovable dentro de territorio mexicano no se incluyen costos de centrales de bioenergía, los costos reportados no permiten su desglose para apreciar los efectos de la economía de escala y dichos costos al corresponder al año 2016 y 2017 pueden no ser representativos en la actualidad para tecnologías que todavía no maduran por completo como la solar fotovoltaica y la eólica.

En cuanto a metodologías de análisis de costos destaca la aportación de Rama Ramakumar, Nicholas G. Butler, Alonso P. Rodriguez y Mani Venkata en su trabajo *Economic Aspects Of Advanced Energy Technologies* en donde con base en su ecuación propuesta para calcular el costo de la energía eléctrica producida y suposiciones base hace una estimación del costo de la electricidad producida por diferentes fuentes de energía renovable. Además, hace un breve repaso de las características y cualidades que influyen en los costos de cada tipo de tecnología y formula algunas ecuaciones complementarias para estimar costos cuando se incluyen medios de almacenamiento o cuando se busca construir sistemas híbridos con más de un tipo de energía.

Dentro de los estudios que analizan la implementación de energías renovables a entornos específicos se encuentra el artículo *City-integrated renewable energy for urban sustainability* realizado por Daniel M. Kammen y Deborah A. Sunter en donde indica el

potencial de aprovechamiento de energías renovables dentro de las ciudades para actividades como el suministro eléctrico, la calefacción de espacios o la obtención de agua caliente, se mencionan algunas formas de adaptar la infraestructura necesaria para su aprovechamiento a la infraestructura de las ciudades y se hace hincapié en los retos que esta medida conlleva como la variabilidad de la demanda y la oferta de energía, la ampliación y modernización de las redes de distribución, el espacio que requeriría la nueva infraestructura, la administración y uso inteligente y eficiente de la energía, la adopción de nuevas políticas públicas que fomenten la instalación de energías renovables y la cooperación interestatal para la superación de barreras, y aspectos socioeconómicos como el poder adquisitivo insuficiente para invertir en tecnologías de aprovechamiento de energía renovable, la estabilización en el consumo de energía y la disminución de desigualdades entre vecindarios para eliminar sus diferencias en el consumo de energía.

JUSTIFICACIÓN

En las últimas cuatro décadas las mediciones de temperatura de la Tierra realizadas por diversas instituciones científicas alrededor del mundo han indicado que la temperatura anual promedio del planeta se ha incrementado considerablemente. Según el *Informe Especial sobre Calentamiento Global de 1.5 °C* publicado por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) durante el periodo comprendido entre los años 1880 (año en el que se empezó formalmente a medir la temperatura del planeta) y 2017 se experimentó globalmente un aumento en la temperatura promedio de alrededor de 1 °C [1]. Este descubrimiento ha generado preocupación mundial en los gobiernos ya que de acuerdo a los modelos matemáticos climáticos y atmosféricos recopilados por el IPCC si se mantiene esta tasa de incremento en la temperatura anual promedio del planeta en el largo plazo se observarían fenómenos que representarían una amenaza para las poblaciones humanas y para los seres vivos en general, entre los fenómenos previstos se encuentran cambios en la temporalidad de las lluvias, derretimiento de los casquetes polares, incremento en el nivel del mar, tormentas tropicales y huracanes de mayor intensidad, expansión territorial de los desiertos subtropicales y un aumento generalizado de la temperatura en las regiones del planeta. El IPCC en sus informes también concluye que la elevación de temperatura está correlacionada con el aumento en la concentración de gases que favorecen el efecto invernadero en la atmósfera (GEI, por sus siglas), fenómeno que ha sido fuertemente influenciado por la actividad humana alrededor del mundo principalmente por los sectores de energía, industrial, de transporte y de agricultura los cuales son los que emiten mayor cantidad de GEI y que en consecuencia contribuyen en mayor medida al fenómeno (Figura 1). Por estas razones, diversas organizaciones mundiales en conjunto con los gobiernos de los países se han empeñado en diseñar, adoptar y promover políticas públicas que buscan reducir las emisiones de GEI a través de tratados internacionales como el Protocolo de Kyoto en 1997 y el Acuerdo de París en 2015 en donde los países firmantes se comprometen a modificar su infraestructura y adoptar las regulaciones pertinentes con el fin de alcanzar el objetivo colectivo establecido en cada documento. En el Acuerdo de París al ser el tratado más reciente los países firmantes se propusieron metas fijas para el 2024 y 2030 con el objetivo colectivo de limitar el aumento de la temperatura promedio para el año 2100 a un máximo de 2 °C por encima de la temperatura que se tenía en el año 1880 y teniendo como objetivo ideal un aumento límite de 1.5 °C ya que con estos incrementos se estima que los impactos en las poblaciones humanas se reducirían considerablemente facilitando la adaptación [2].

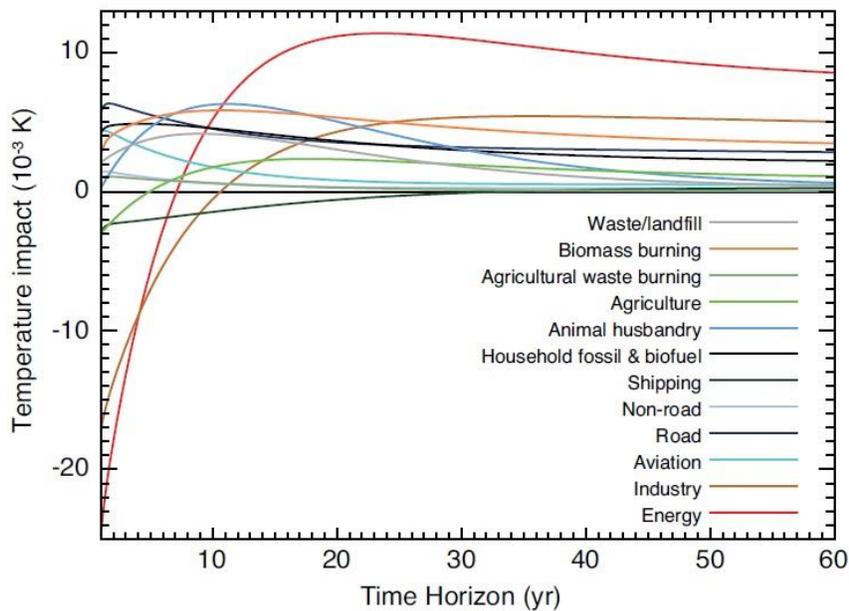


Figura 1. Impacto de las emisiones de GEI en la temperatura media del planeta proyectadas a 60 años [1].

México se encuentra entre los países que firmaron en 2015 y ratificaron en 2016 el Acuerdo de París. Para México es de interés nacional el combatir el calentamiento global ya que debido a sus características geográficas y las condiciones sociales de ciertos sectores de la población es uno de los países más vulnerables ante el impacto de este fenómeno [3]. De acuerdo a estudios realizados por el Centro Nacional para la Prevención de Desastres (CENAPRED) y el Servicio Meteorológico Nacional (SMN) se estima que en México para el año 2039 la caída de lluvia total en el país haya disminuido entre un 10% y un 20% con respecto a la caída de lluvia del 2015 al igual que se prevé que para ese mismo periodo la temperatura anual promedio en la franja norte del territorio aumente entre 1.5 °C y 2 °C y entre 1 °C y 1.5 °C para el resto del país [3]. Además, 480 municipios (cerca del 20% de los municipios del país) han sido catalogados como altamente vulnerables a estos cambios [4].

Figura 2.1. Emisiones y contribución de gases de efecto invernadero por sector, 2015 (Sin categoría [3B] Tierra)

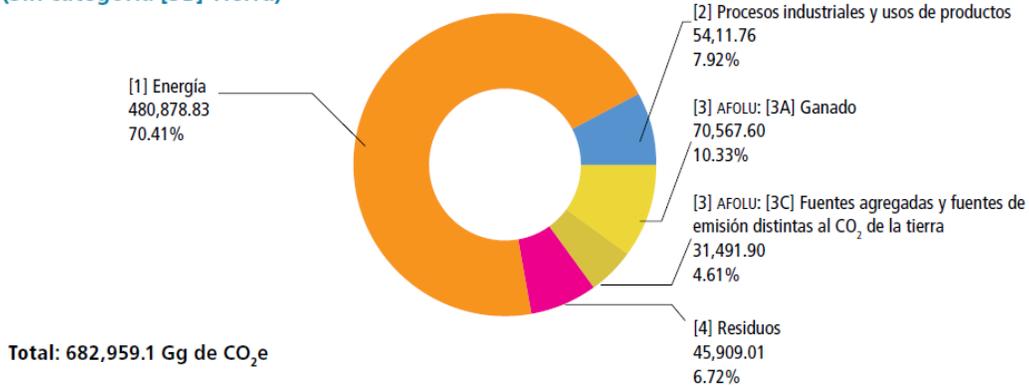


Figura 2. Distribución de las emisiones de GEI totales en México por sector durante el año 2015 [5].

Tabla 1. Emisiones de GEI del sector energía en México por actividad durante el año 2015 [5].

Sector/ categoría / subcategoría/ fuente de emisión (IPCC 2006)	Gg de CO ₂ e						Emisiones
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	
[1] Energía	445,398.37	31,644.83	3,835.63	NA	NA	NA	480,878.83
[1A] Actividades de quema de combustible	429,894.04	2,730.29	3,835.63	NA	NA	NA	436,459.96
[1A1] Industrias de la energía	164,307.95	91.46	237.41	NA	NA	NA	164,636.82
[1A1a] Actividad principal producción de electricidad y calor	124,850.15	67.82	206.46	NA	NA	NA	125,124.43
[1A2] Industria de la manufactura y de la construcción	63,269.69	92.67	127.84	NA	NA	NA	63,490.20
[1A2a] Hierro y acero	4,330.93	2.23	2.34	NA	NA	NA	4,335.50
[1A2b] Metales no ferrosos	1,605.76	1.12	1.66	NA	NA	NA	1,608.53
[1A2c] Sustancias químicas	8,876.68	4.68	5.11	NA	NA	NA	8,886.47
[1A2d] Pulpa, papel e imprenta	2,392.70	1.46	1.91	NA	NA	NA	2,396.08
[1A2e] Procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco	1,570.99	28.70	36.37	NA	NA	NA	1,636.06
[1A2i] Minería (con excepción de combustibles) y cantería	14,612.36	14.95	25.96	NA	NA	NA	14,653.28
[1A2k] Construcción	871.51	1.00	1.90	NA	NA	NA	874.42
[1A2m] Industria no especificada	28,563.88	38.25	52.26	NA	NA	NA	28,654.40

Tabla 2. Emisiones de GEI del sector industrial en México por actividad durante el año 2015 [5].

Sector/ categoría / subcategoría/ fuente de emisión (IPCC 2006)	Gg de CO ₂ e						Emisiones
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	
[2] Procesos industriales y uso de productos	40,447.09	181.78	670.90	12,616.74	NA	195.25	54,111.76
[2A] Industria de los minerales	22,767.27	NA	NA	NA	NA	NA	22,767.27
[2A1] Producción de cemento	19,159.98	NA	NA	NA	NA	NA	19,159.98
[2A2] Producción de cal	3,086.55	NA	NA	NA	NA	NA	3,086.55
[2A3] Producción de vidrio	520.74	NA	NA	NA	NA	NA	520.74
[2B] Industria química	2,831.10	181.78	670.90	1,437.73	NA	NA	5,121.51
[2B1] Producción de amoníaco	1,004.21	NA	NA	NA	NA	NA	1,004.21
[2B2] Producción de ácido nítrico	NA	NA	508.01	NA	NA	NA	508.01
[2B4] Producción de caprolactama, glioxil y ácido glioxílico	NA	NA	162.89	NA	NA	NA	162.89
[2B6] Producción de dióxido de titanio	207.80	NA	NA	NA	NA	NA	207.80
[2B7] Producción de ceniza de sosa	40.02	NA	NA	NA	NA	NA	40.02
[2C] Industria de los metales	14,696.50	3.22	NA	NO	NA	NA	14,696.50
[2C1] Producción de hierro y acero	12,919.47	3.22	NA	NA	NA	NA	12,922.69
[2C2] Producción de ferroaleaciones	283.40	NE	NA	NA	NA	NA	283.40
[2C5] Producción de plomo	137.16	NA	NA	NA	NA	NA	137.16
[2C6] Producción de zinc	1,353.25	NA	NA	NA	NA	NA	1,353.25

Para el caso de México, los tres sectores que emiten la mayor cantidad de GEI son el sector de energía con el 70% del total de las emisiones, el sector de ganadería responsable del 10% y el sector industrial con el 8% (Figura 2). En la Tabla 1 y 2 se muestra la cantidad de GEI emitida por el sector de energía y por el sector industrial respectivamente, desglosando la contribución de cada una de sus actividades.

Por esta razón, entre los compromisos adoptados por México para sus sectores de energía e industria con la firma del Acuerdo de París se encuentran los siguientes [6]:

- 1.- Para el año 2024 cubrir el 35% de su generación de energía a través de energías limpias (energías renovables, cogeneración de alta eficiencia, centrales termoeléctricas con sistemas de captura y almacenamiento de carbono) con el objetivo de fijar las bases para elevar este porcentaje al 43% para el 2030.
- 2.- Sustituir el uso de combustibles pesados con gas natural, energías limpias y biomasa en los diferentes sectores industriales.
- 3.- Reducir en un 25% las fugas de metano provenientes de la industria extractiva.
- 4.- Controlar la cantidad de hollín generada en equipos e instalaciones industriales.

En relación con el primer compromiso, la Secretaría de Energía (SENER) reportó que al término del primer semestre del año 2018 se ha logrado que la generación de energía eléctrica a través de energías limpias alcance el 24.12% de la generación total de electricidad en el país mientras que el 75.88% restante todavía se produce a partir de combustibles fósiles (Figura 3).

Generación total: 167,893.15 GWh

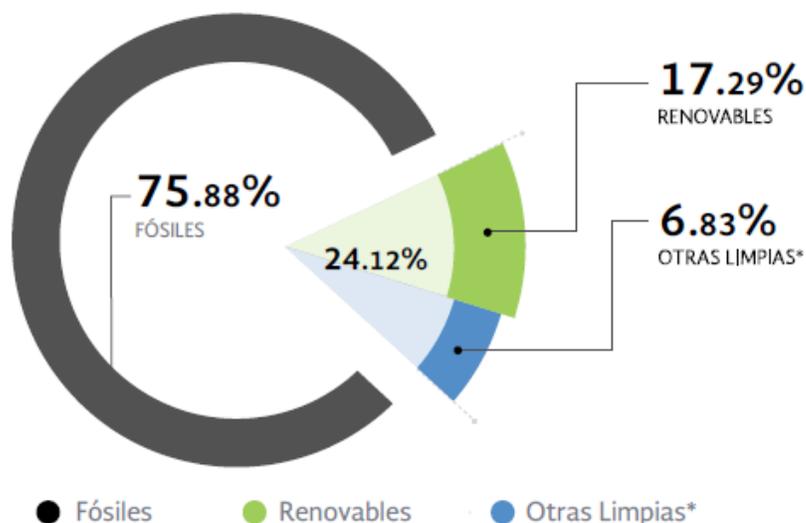


Figura 3. Generación de energía eléctrica por tipo de fuente de energía primaria durante el primer semestre del año 2018 [7].

Estos datos nos indican que se deben seguir promoviendo el desarrollo e implementación de tecnologías para el aprovechamiento de fuentes de energía renovable tanto para cumplir con los compromisos adoptados en el Acuerdo de París. Además, en relación con el segundo compromiso, también se debe seguir promoviendo la sustitución de fuentes fósiles por energías limpias en los procesos de las diferentes actividades industriales. De la misma forma, cualquier trabajo de investigación que ayude a acelerar o facilitar el aprovechamiento de fuentes de energía renovable en el país resulta pertinente ya que ayuda a mitigar los efectos del cambio climático.

Una de las formas en las que se puede impulsar al sector industrial para que cumpla con su meta establecida en el acuerdo y simultáneamente también ayude de manera indirecta al sector eléctrico a cumplir con su meta respectiva es mediante la instalación de tecnologías de aprovechamiento de fuentes energías renovables directamente en las plantas industriales, de tal manera que el consumo tanto eléctrico como térmico de las mismas se satisfaga directamente con este tipo de energías limpias.

De acuerdo a la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés), el acoplamiento de estos sistemas representa un área importante que se debe atender si se desea cumplir con el porcentaje de energía deseada que debe ser producida mundialmente mediante energías renovables. Si únicamente se aplican las políticas públicas sugeridas por los estudios de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) se lograría para el año 2030 que el 26% de la energía total consumida en el mundo por la industria provenga de fuentes de energía renovable, pero si además de dichas políticas basadas en una perspectiva de país se consideran también los potenciales techno-económicos regionales y locales este porcentaje de energía se puede elevar hasta un 34% [8]. Además, al incorporar estos sistemas directamente a las plantas industriales se estaría aumentando la cantidad de energía limpia generada en el país, se estaría explotando el potencial de los recursos energéticos renovables locales que por su ubicación son poco aptos para su interconexión a la red eléctrica del país, se evitarían en gran medida las pérdidas por transmisión, se estaría contribuyendo a disminuir las emisiones de GEI y mediante una sola acción se estaría ayudando a cumplir dos de las metas establecidas en el Acuerdo de París [8].

En el mundo ya existen plantas que tienen incorporados sistemas energéticos renovables. Uno de los casos de éxito en este ámbito es el de una planta en Chicago del fabricante de jabón Method Soap que instaló una turbina eólica y una serie de paneles solares con los cuales es capaz de suministrar un tercio de la energía consumida en toda la planta [9]. También, la compañía Procter & Gamble (mejor conocida como P&G) instaló en Texas un campo de turbinas eólicas con el cual redujo las emisiones netas de GEI de sus plantas en un 30% además de que logró optimizar sus procesos con lo que redujo su consumo eléctrico en un 20% [9]. El caso más popular alrededor del mundo es

el de la compañía automotriz Bayerische Motoren Werke (BMW, por sus siglas) que ha logrado que sus plantas en Leipzig, Alemania, y en Rosslyn, Sudáfrica, funcionen completamente con energía renovable a partir de aerogeneradores y una central de biogás respectivamente. Además, en el año 2018 la empresa logró satisfacer el 79% de su demanda eléctrica a partir de fuentes renovables y entre sus planes energéticos busca para el año 2020 satisfacer por completo su demanda energética a partir de fuentes de energía renovable [10].

En México existen algunas empresas que han implementado tecnología para suministrar la energía consumida en sus operaciones mediante fuentes renovables. La empresa Industrias Peñoles en sus filiales mineras Metalúrgica Met-Mex en Torreón, Coahuila, y la filial Minera La Parreña unidad Milpillitas ubicada en el municipio de Santa Cruz, Sonora, sustituyeron el uso de energéticos mediante colectores solares térmicos [11]. Por otra parte, la empresa Bio Pappel ha implementado paneles solares fotovoltaicos, aerogeneradores y una central de generación de energía eléctrica a partir de biogás que en conjunto con centrales de cogeneración y centrales de aprovechamiento de residuos sólidos les permitieron ser una empresa energéticamente autosuficiente [12]. En cuanto a empresas mexicanas que consumen energía renovable generada en diversas partes de la república mexicana se encuentran la empresa Bimbo la cual satisface su suministro eléctrico casi en su totalidad a partir del Parque Eólico Piedra Larga localizado en el municipio de Unión Hidalgo, Oaxaca [13], y la empresa Cemento Cruz Azul la cual consume energía eléctrica producida a partir del biogás obtenido a través de la digestión anaerobia de biomasa de nopal en Calvillo, Aguascalientes, para hacer funcionar sus trituradoras de materia prima de su planta de Cruz Azul, Hidalgo [14]. También hay un gran número de ingenios azucareros que satisfacen una fracción de sus necesidades energéticas a partir del bagazo residual de la producción de azúcar y algunos comercios y plantas industriales han instalado paneles solares como alternativa energética renovable.

Si bien en la actualidad se cuentan con algunas herramientas que ofrecen un panorama general de los costos alrededor del mundo y las cualidades de los diferentes tipos de energía renovable que sirven como criterio para facilitar la toma de decisiones cuando se quieren instalar energías renovables, ninguna cuenta con criterios completos y actualizados aplicables para México que ofrezcan un panorama general comparativo de la competitividad y compatibilidad de las tecnologías de aprovechamiento de las fuentes de energía renovable para implementarse en plantas industriales a la escala adecuada a la demanda energética de las mismas.

OBJETIVO

Evaluar diferentes tipos de energía renovable para identificar cuál de ellas tiende a ser más propensa de implementarse en plantas industriales ubicadas dentro de territorio mexicano.

1. PROBLEMÁTICA

La implementación de energías renovables en plantas industriales depende de factores tanto técnicos como económicos, sociales, legales y ambientales.

Entre los factores técnicos involucrados se encuentran la disponibilidad e intensidad del recurso energético renovable, la disponibilidad de espacio físico en el entorno de la planta industrial, la factibilidad técnica de construcción e interconexión de la central de energía renovable y de las alteraciones consecuentes en las operaciones y en la cadena productiva de la planta que conllevaría la instalación de la central de energía renovable.

En cuanto a factores económicos, la instalación de nueva tecnología en una planta industrial representa una inversión lo cual provoca que esto sea considerado como un proyecto de inversión lo que implica que se tenga que evaluar y ejecutar como tal. Por lo tanto, se deben de escoger los instrumentos adecuados de financiamiento y calcular los beneficios monetarios para asegurarse que la relación costo-beneficio, las tasas de retorno de inversión y el rendimiento financiero de la inversión sean favorables para el inversor.

En el aspecto de los factores ambientales y legales, como en todo proyecto de infraestructura, es necesario realizar y presentar el estudio de impacto ambiental ante las instancias correspondientes (SEMARNAT) para la evaluación y, en su caso, aprobación del proyecto. Además, se deben de poder tramitar los permisos correspondientes relacionados tanto a la construcción, el cambio de uso de suelo (según sea el caso) y explotación del recurso natural y se debe de respetar la legislación vigente relacionada al ámbito como los reglamentos de construcción, la NOM-001 para instalaciones eléctricas, la Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de Energía Geotérmica, la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos, la Ley de Aguas Nacionales o la Ley Federal de Derechos, así como las leyes relacionadas a la defensa y consulta de los pueblos indígenas como el convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT) [15].

En cuanto a aspectos sociales es altamente recomendable planear el proyecto tomando en consideración el efecto que tendrá éste en los habitantes de las poblaciones aledañas a la planta y al espacio en donde se desea instalar la nueva infraestructura ya que si el proyecto llegara a interferir con las actividades económicas aledañas (por ejemplo si implica que se alteren las cualidades del agua o su suministro a zonas agrícolas aledañas) o si llegara a afectar el quehacer diario de los habitantes (por ejemplo, si

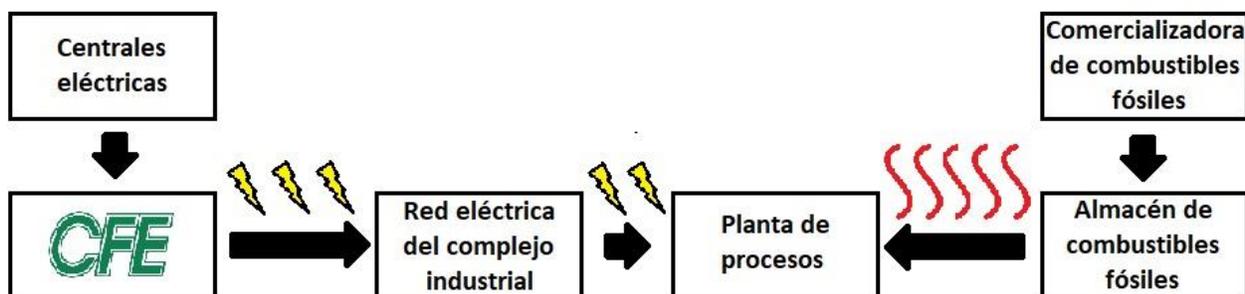
genera contaminación acústica o luminosa) se podría desencadenar descontento social y protestas en perjuicio del proyecto. Procurando que las poblaciones aledañas se sientan beneficiadas con el proyecto o al menos que no se sientan perjudicadas con el desarrollo del mismo se pueden prevenir posibles conflictos futuros que puedan ocasionar el deterioro de la imagen pública de la empresa responsable, suspensiones temporales de la construcción de la infraestructura, cancelación definitiva del proyecto o incluso, después de su construcción, la interrupción parcial o total, temporal o permanente, de la operación de la infraestructura. Dos ejemplos de proyectos relacionados con energías renovables que se enfrentaron problemas por mala planeación en este aspecto fueron los proyectos del Parque Energía Eólica del Sur en Juchitán, Oaxaca, la presa Chicoasén II en Chiapas y la presa El Zapotillo en Jalisco. Para el caso de Eólica del Sur en Juchitán, entre el año 2014 y 2015 hubo rebeliones de campesinos y comunidades indígenas en la región los cuales interpusieron un amparo frente al séptimo juez de distrito en Salina Cruz argumentando vicios procesales y violaciones a los derechos humanos por parte de las autoridades durante la consulta realizada a las comunidades acerca del proyecto, la cual resultó en la aprobación de la comunidad para la construcción del mismo. A finales del año 2015, el juez otorgó la suspensión definitiva del parque [16]. Sin embargo, tiempo después el proyecto fue nuevamente puesto en marcha llegándose a concluir y ponerse en operación a fines del mes de mayo del 2019, tres años después de la fecha de finalización establecida originalmente [17]. Para el caso de la presa Chicoasén II, ejidatarios y miembros de un sindicato de transportistas locales realizaron protestas y bloquearon el acceso a la obra civil por considerar que no se estaban respetando los acuerdos pactados tanto por la compra de terrenos como por los contratos colectivos. El 5 de Abril del 2019 la obra cumplió dos años de estar suspendida la cual debía estar en operación en septiembre del 2018 [18]. En el caso de la presa El Zapotillo vecinos de la comunidad de Temacapulín en el 2013 obtuvieron un amparo de la Suprema Corte en donde se ordenaba que la cortina de la presa se restringiera a una altura máxima de 80 metros para evitar que este poblado quedara bajo el agua. Este amparo provocó que se suspendieran las obras debido a que el proyecto contemplaba una cortina de 105 metros de altura por lo que tenía que ser revisado. A pesar de esto, en junio de 2017 el gobernador de Jalisco basándose en un estudio realizado por la oficina de la ONU de Servicios para Proyectos decidió retomar el proyecto original con cortina de 105 metros lo cual volvió a provocar protestas y amparos a nivel federal e internacional [19]. Hasta el momento, tanto las obras de la presa Chicoasén II como las de la presa El Zapotillo siguen sin concluirse y todavía no se cuenta con alguna resolución legal al respecto [20].

La implementación de energías renovables en plantas industriales al depender de tantos factores se vuelve una medida muy difícil de llevar a cabo debido a la complejidad que implica analizar y/o satisfacer cada aspecto involucrado. Por lo tanto, se necesitan estudios que establezcan criterios actualizados y completos que aclaren el panorama y

ayuden a guiar y facilitar la toma de decisiones durante la planeación y ejecución de este tipo de proyectos. El objetivo de este estudio busca ofrecer criterios técnicos que faciliten la toma de decisiones durante la planeación de proyectos de implementación de energías renovables en plantas industriales para lo cual se necesita analizar el sistema de suministro de energía de la planta.

Un sistema se define como una combinación de elementos o componentes que actúan de manera conjunta para realizar una función perfectamente definida, que no podría ser llevada a cabo por alguno de los elementos que forman parte de él. Poseen un conjunto de entradas, un conjunto de salidas y una relación bien definida entre ambos conjuntos [21,22]. Un elemento o componente es una unidad particular en su función de un sistema, es decir, un ente que realiza una tarea particular y diferente a la tarea realizada por todo el sistema [22].

La demanda energética de los procesos productivos de una planta industrial se satisface a través de un conjunto de partes relacionadas las cuales forman el sistema de suministro de energía en donde se llevan a cabo los flujos de energía eléctrica, de combustibles fósiles y de calor que requiere la planta. Para el caso eléctrico los flujos de energía se originan en las centrales eléctricas de generación, estos son entregados a la red de transmisión de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en donde son transportados a la región en donde se necesita la energía que para este caso sería la zona y la ubicación en donde se localiza el complejo industrial. Posteriormente la CFE entrega la energía a la red eléctrica de distribución del complejo en donde es transportada hasta la planta de producción. Para el caso de los combustibles fósiles éstos son entregados al complejo industrial a través de la red de transporte de la empresa que los comercializa. Una vez en el complejo estos son almacenados y solo son trasladados y suministrados a los procesos de la planta conforme lo vaya requiriendo la producción (Figura 4).



*Figura 4. Diagrama de bloques del sistema de suministro energético.
(Elaboración: Carlos Canales, 2020.)*

La planta de procesos es la que alberga a la cadena de producción. La cadena de producción se puede definir como el sistema de producción en el cual se tienen diversas entradas y salidas. Se cuentan con entradas de energía, agua e insumos consumibles y salidas como residuos sólidos, agua residual, emisiones de GEI, pérdidas energéticas por lo general en forma de calor residual. A este sistema es a donde arriban los flujos de energía del sistema de suministro de energía por lo que dichos flujos fungen como las entradas de energía del sistema (Figura 5).

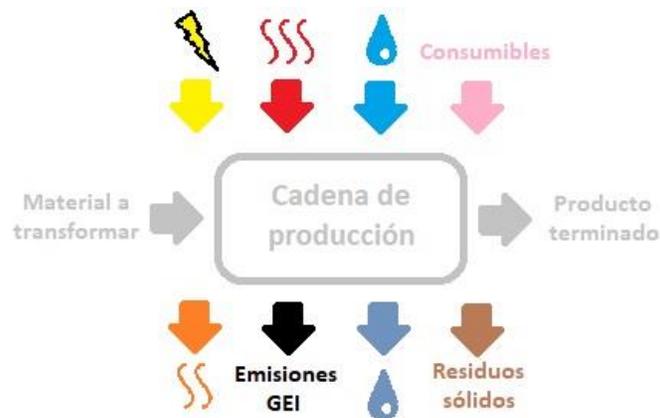


Figura 5. Representación gráfica del sistema de producción.
(Elaboración: Carlos Canales, 2020.)

En un sentido más amplio se puede visualizar la cadena de producción como una serie de procesos de manufactura ligados entre sí los cuales en una primera descripción se pueden concebir como los elementos del sistema de producción (Figura 6).

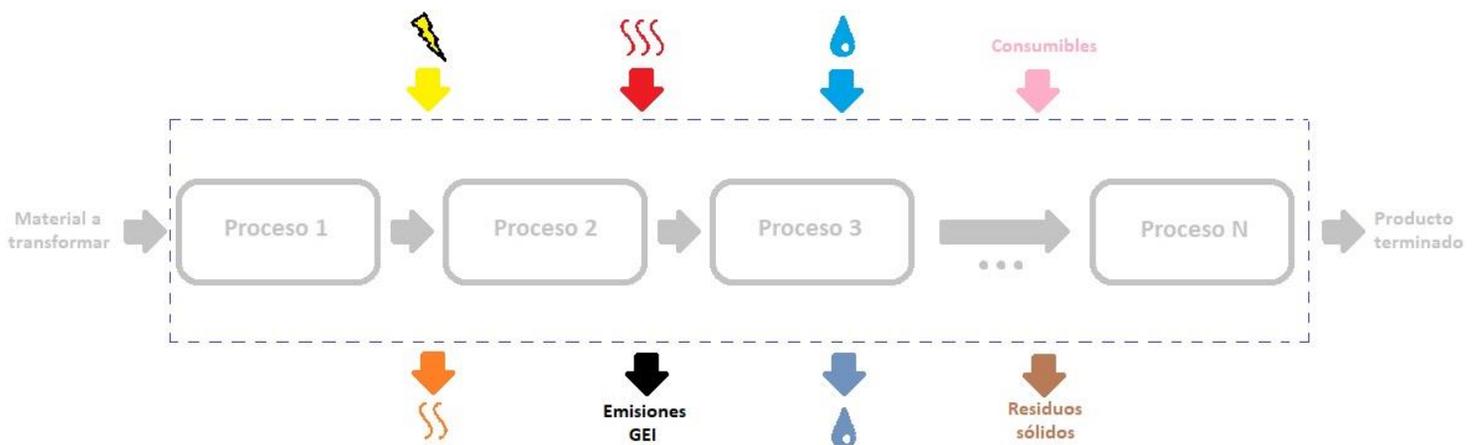


Figura 6. Representación gráfica del sistema de producción desglosado.
(Elaboración: Carlos Canales, 2020.)

Las entradas se distribuyen de manera variable en la cadena de producción ya que cada proceso requiere diferentes cantidades de agua, así como diferentes cantidades y tipos de energía y de insumos consumibles, esto significa que las entradas penetran de diferente manera y en un grado diferente en cada uno de los elementos provocando que el comportamiento interno de los mismos se vuelva casi tan complejo como el comportamiento del sistema completo. Por esta razón desde nuestro marco podemos reevaluar la concepción de los procesos para que migren de ser elementos a ser subsistemas del sistema de producción. De esta forma, cada proceso en general se puede representar de manera idéntica al sistema de producción; cuando se busque referirse a un proceso en específico simplemente se descartan las entradas y salidas que no apliquen (Figura 7).

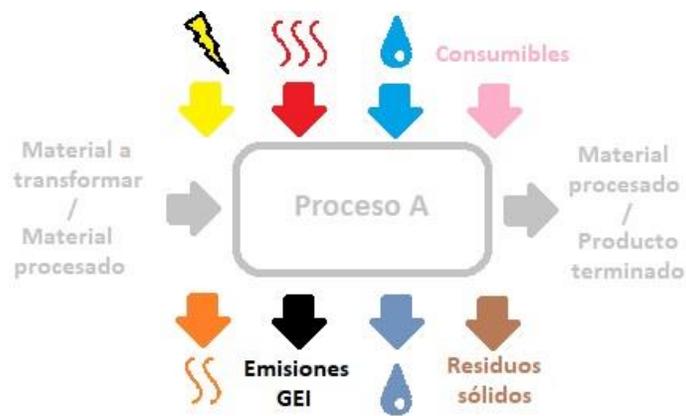


Figura 7. Representación gráfica general de los subsistemas del sistema de producción. (Elaboración: Carlos Canales, 2020.)

Para este estudio las entradas de energía son las de interés principal. Se busca la sustitución de las entradas de energía eléctrica convencional y energía térmica proveniente de combustibles fósiles por entradas de energía renovable que suministren los dos tipos de energía con el objetivo de disminuir o idealmente erradicar las emisiones de GEI del proceso, de la cadena o de la planta (Figura 8), (Figura 9), (Figura 10).

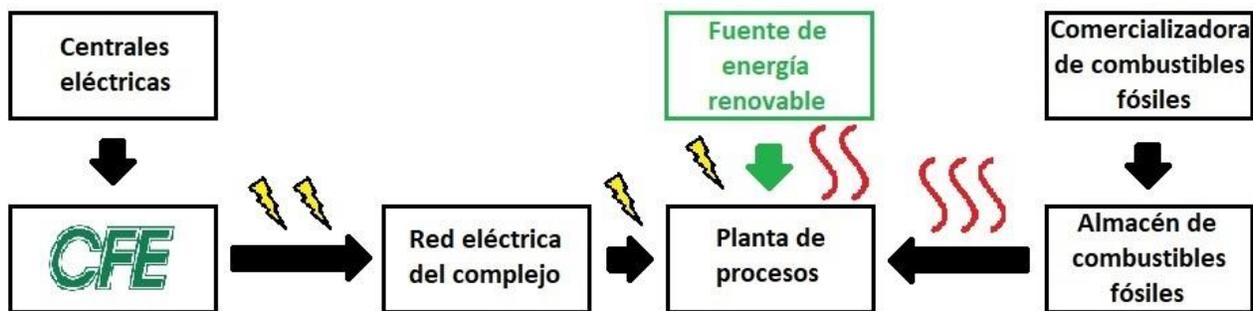


Figura 8. Sustitución objetivo de las entradas de energía al nivel de los flujos de energía del sistema de suministro energético. (Elaboración: Carlos Canales, 2020.)

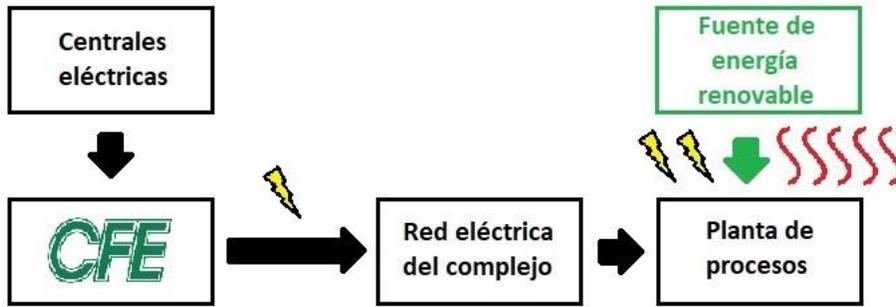


Figura 9. Sustitución ideal de las entradas de energía al nivel de los flujos de energía del sistema de suministro energético. (Elaboración: Carlos Canales, 2020.)

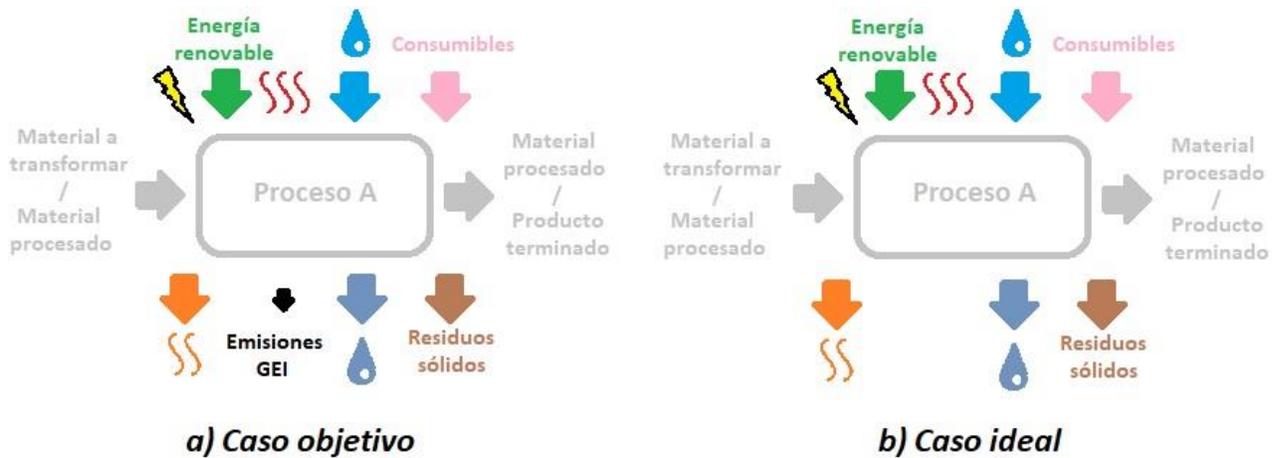


Figura 10. Modificación objetivo e ideal del sistema de producción. (Elaboración: Carlos Canales, 2020.)

Con este análisis se puede observar que se tiene que establecer una relación entre una fuente de energía renovable y una planta industrial. Sin embargo, al existir una gran variedad de fuentes de energía renovable y de plantas industriales la compatibilidad entre ambos puede variar haciendo que ciertas combinaciones sean más propensas de implementarse que otras.

Después de señalar lo anterior se pueden plantear las siguientes hipótesis:

- 1.- Ante la presencia de una o más fuentes de energía renovable en el entorno de la planta y ante condiciones de factibilidad económica, factibilidad social, factibilidad legal y factibilidad técnica existen tipos de energía renovable cuyas características las hacen más competitivas y más propensas de implementarse en las plantas industriales del país.
- 2.- Ante la presencia de una o más fuentes de energía renovable en el entorno de la planta y ante condiciones de factibilidad económica, factibilidad social, factibilidad legal y factibilidad técnica existen plantas industriales cuyas cualidades de ubicación geográfica

tanto nacional como regional y local, las dimensiones de sus edificios, la distribución de sus edificios y espacios y su relación con respecto a la ubicación o naturaleza de flujo del recurso o los recursos renovables las hacen más compatibles para integrarse con ciertos tipos de energía renovable.

Si se llegaran a comprobar ambas hipótesis y se llegaran a jerarquizar tanto las fuentes de energía renovable como las plantas industriales en cuanto a competitividad y compatibilidad de implementación se establecerían criterios guía para el aprovechamiento de energías renovables directamente en las plantas industriales del país. Además, si se complementan dichos criterios con mapas de potencial de fuentes de energía renovable tales como los del Inventario Nacional de Energías Limpias (INEL), el Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias (AZEL), el Atlas Nacional de Biomasa (ANBIO) o el Atlas Hidroeléctrico Nacional (ATLAS HIDRO) se tendrían herramientas suficientes para poder incorporar energías renovables en un gran número de plantas industriales del país.

2. METODOLOGÍA

En el presente estudio solamente se tratará la primera hipótesis mientras que la segunda hipótesis se dejará para trabajo a futuro. Para validar o invalidar la primera hipótesis se evaluarán y compararán entre sí los siguientes aspectos de diferentes tipos de energía renovable:

- 1.- Costo total de instalación promedio.
- 2.- Costo nivelado de la electricidad promedio.
- 3.- Superficie de ocupación promedio de la instalación.
- 4.- Tiempo de vida útil.
- 5.- Tiempo promedio de retorno de inversión.

Como se puede observar en los aspectos anteriores, debido a la relevancia de la dimensión económica el análisis de las tecnologías de energías renovables se transformó en un análisis técnico-económico. La información anterior se comparará entre cada tipo de energía renovable con base en una central eléctrica con producción media anual de 1GWh de electricidad a lo largo de su vida útil, de esta manera se comparará la competitividad de cada tipo de tecnología para satisfacer la misma demanda de energía. Los tipos de energía renovable que se evaluarán para la sustitución del suministro eléctrico serán la energía solar fotovoltaica, energía eólica, energía hidráulica de pequeña escala, energía geotérmica, energía eléctrica a partir de la combustión de biomasa residual sólida (específicamente bagazo) y la energía eléctrica a partir de la combustión del biogás obtenido por medio de la digestión anaerobia de biomasa residual.

En la evaluación de cada aspecto se asignarán puntuaciones en orden ascendente a cada tipo de energía renovable de tal manera que el tipo de energía con las condiciones más favorables tendrá menor puntuación y el tipo de energía con las condiciones menos favorables tendrá mayor puntuación, después de las evaluaciones se sumarán los puntos que haya acumulado cada tipo de energía renovable en cada aspecto y se organizarán las puntuaciones finales de menor a mayor obteniendo así una lista en donde en orden jerárquico se establece el nivel de competitividad de cada tipo de energía renovable en donde el tipo de energía renovable con menor puntuación será la de mayores competencias y el tipo de mayor puntuación será la menos competente. Empleando este método de evaluación todos los aspectos tendrán la misma relevancia y la misma influencia en el puntaje final por lo que no se le estaría dando preferencia o mayor relevancia a algún aspecto sobre otro.

3. MARCO TEÓRICO

3.1 Energía solar

Se le conoce como energía solar a la radiación electromagnética proveniente del Sol. Ésta radiación es producto de reacciones atómicas dentro del núcleo del sol en donde cuatro átomos de hidrógeno se fusionan para convertirse en un átomo de helio. Una fracción de ésta radiación alcanza a llegar a la superficie exterior de la atmósfera de la Tierra. A la cantidad de energía promedio en forma de radiación proveniente del sol que recibe la atmósfera de la Tierra por unidad de tiempo y por unidad de área se le conoce como la constante solar la cual tiene un valor de 1.353 W/m^2 [23]. Ésta cantidad de energía recibida por la atmósfera no es la misma cantidad de energía que alcanza a llegar a la superficie terrestre. A su paso por la atmósfera, la cantidad de energía contenida en la radiación solar disminuye debido a su interacción con los gases y partículas presentes en el medio. Además, se pueden presentar ciertos fenómenos que alteran la dirección y la trayectoria de la radiación dando paso a que se pueda clasificar la radiación recibida por la superficie terrestre en tres tipos: dispersa o difusa, directa y el albedo (Figura 11). La radiación solar dispersa o difusa es aquella cuya dirección y trayectoria se ve modificada debido a la interacción con la atmósfera. La radiación solar directa es aquella que no sufre modificaciones ni en su dirección ni en su trayectoria a su paso por la atmósfera. El albedo, también conocido como radiación solar reflejada, es aquella radiación que colisiona con la superficie terrestre o con cualquier otra superficie sin poder atravesarla y es reflejada. A la suma de estas tres radiaciones se le conoce como radiación total o global y es la radiación neta recibida en una porción de área sobre la superficie del planeta. Por otra parte, se le conoce como irradiancia a la potencia total por unidad de área que incide sobre una superficie en forma de radiación electromagnética, mientras que la irradiación es la cantidad de energía total por unidad de área en forma de radiación electromagnética que incide sobre una superficie en un determinado lapso de tiempo [23].

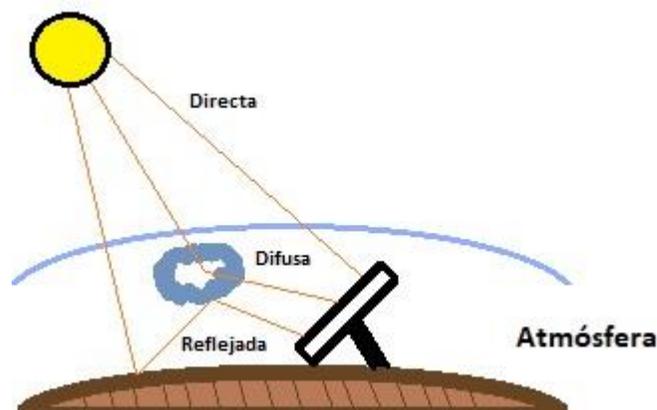


Figura 11. Componentes de la radiación solar que incide en la atmósfera [23].

3.1.1 Energía solar fotovoltaica

Se le llama energía solar fotovoltaica a la energía eléctrica que es producida directamente a partir de la radiación solar. Ésta conversión se realiza gracias al efecto fotoeléctrico que consiste en el desprendimiento de electrones por parte de un material cuando algún tipo de radiación electromagnética incide sobre el mismo. Las celdas fotovoltaicas aprovechan este efecto para generar la energía eléctrica, mediante un material semiconductor tipo unión p-n obligan a los electrones desprendidos del material a acumularse y a desplazarse en una misma dirección ante la presencia de una carga generando así una corriente eléctrica (Figura 12). La mayoría de las celdas fotovoltaicas están hechas de silicio ya que es un elemento abundante en el planeta, es accesible comercialmente y posee las características químicas necesarias para poder doparse y formar un material semiconductor extrínseco tipo unión p-n [23].

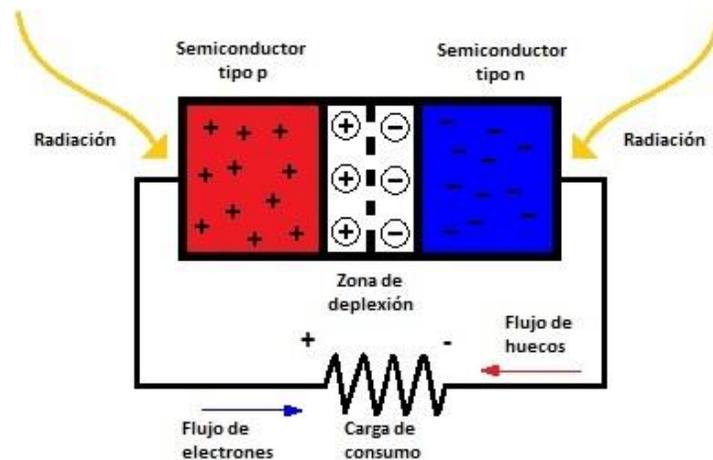


Figura 12. Funcionamiento de una celda fotovoltaica ante la presencia de una carga de consumo [23].

Los componentes básicos de una instalación solar fotovoltaica son los módulos fotovoltaicos, el sistema de acumulación de energía, el regulador de carga y el inversor de corriente CC-CA.

Los módulos fotovoltaicos son dispositivos que contienen dentro un conjunto de celdas fotovoltaicas interconectadas y cuya función es permitir la exposición de estas a la radiación solar para la generación de energía eléctrica, protegerlas de la intemperie y otros agentes que puedan dañarlas y permitir su anclaje (Figura 13). Los módulos empaquetan a las células mediante capas de distintos materiales que soportan las condiciones de temperatura e iluminación y que además permiten el paso de la radiación solar, colectan y conducen la energía eléctrica hacia los cables de interconexión e impiden el ingreso de humedad y polvo. Además, dentro del circuito de interconexión de las celdas se cuentan con diodos de protección para impedir que la corriente generada fluya en direcciones no apropiadas cuando alguna de las celdas se encuentre sombreada por algún objeto externo y evitar que en las horas nocturnas la corriente

almacenada en el sistema de almacenamiento fluya hacia las celdas descargando las baterías por completo [23].



Figura 13. Módulos solares fotovoltaicos.

La interconexión de módulos fotovoltaicos puede establecerse como conexión en serie, conexión en paralelo o conexión mixta y el circuito resultante obedece las leyes físicas fundamentales como las leyes de tensión eléctrica y de corriente de Gustav Kirchhoff para circuitos eléctricos (Figura 14). Esto significa que en módulos interconectados en serie compartirán la misma corriente y la tensión total entre módulos será la suma de las tensiones de los módulos individuales, mientras que en interconexión en paralelo compartirán la misma tensión y la corriente total del circuito será la suma de las corrientes generadas individualmente por cada módulo [23]. En teoría se podría jugar con la forma en la que se interconectan los módulos para obtener la tensión y la corriente eléctrica deseadas o requeridas para la instalación solar pero en la práctica la potencia obtenida en una instalación solar no siempre será la potencia calculada con las tensiones y corrientes nominales de los módulos individuales, esto se debe a las condiciones cambiantes de la radiación solar a lo largo del día, a factores propios del entorno como sombras o agentes físicos que afecten el funcionamiento de los módulos y a variaciones en la potencia real de las celdas ocasionadas por un difícil control de sus propiedades durante su proceso de manufactura [24].

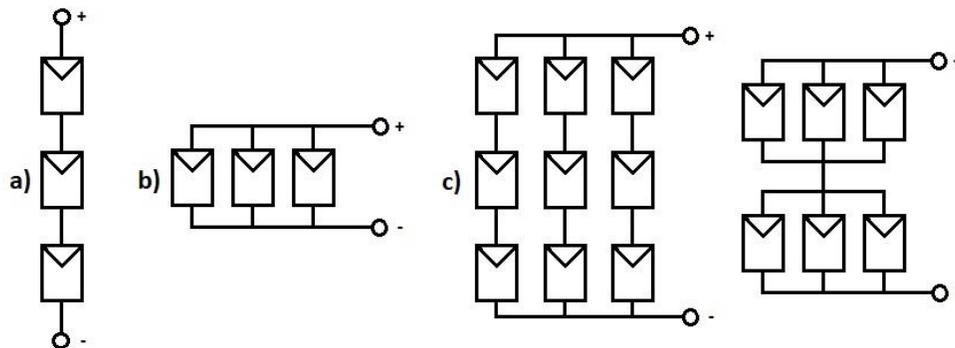


Figura 14. Interconexión de módulos fotovoltaicos. a) en serie, b) en paralelo y c) mixta [24].

Algunos módulos fotovoltaicos cuentan con un sistema automático de seguimiento de la trayectoria solar que ajusta la orientación de los módulos a la posición cambiante del sol de tal manera que la radiación incidente en ellos sea en su mayoría perpendicular a la superficie del módulo permitiendo captar la mayor cantidad de radiación solar posible en el día maximizando la potencia generada y la cantidad de energía eléctrica producida. Los sistemas de seguimiento de trayectoria solar pueden ser de un eje o de dos ejes, los sistemas con un solo eje de seguimiento tienen la capacidad de modificar la dirección en la que apunta el módulo alrededor de un eje vertical (eje z cartesiano) pero manteniendo un ángulo de inclinación constante con respecto a un plano horizontal (plano xy cartesiano, en este caso la superficie terrestre) lo que permite adaptarse a las variaciones en la posición azimutal del sol pero impidiendo la adaptación a las variaciones de la altura solar tanto a lo largo del día como a lo largo del año. Por otra parte, los sistemas con dos ejes de seguimiento pueden modificar tanto la orientación del módulo alrededor del eje vertical como su inclinación con respecto al plano horizontal permitiendo la adaptación del módulo a las variaciones tanto en la posición azimutal como en la altura solar a lo largo del día y a lo largo del año [23].

El sistema de acumulación de energía tiene la función principal de almacenar la energía eléctrica producida cuando ésta no es consumida durante las horas de radiación solar, aunque también ayuda a estabilizar y fijar la tensión nominal de trabajo del sistema de generación y, en plantas industriales, puede suministrar la corriente de arranque de algunos equipos de alta potencia como motores eléctricos. La acumulación de energía se puede realizar mediante un conjunto de celdas unidad interconectadas o bien mediante los dispositivos conocidos como baterías las cuales básicamente son un conjunto prediseñado de celdas unidad interconectadas y empaquetadas en conjunto. La elección de una u otra depende de la potencia de la instalación solar en donde se van a emplear, ya que en instalaciones de gran potencia resulta más sencillo y de menor costo reemplazar una celda a reemplazar toda una batería. En un principio las celdas más comunes eran las electrolíticas conformadas por dos electrodos (uno positivo y otro negativo) inmersos en una disolución electrolítica en donde se genera una diferencia de potencial eléctrico y ante la aplicación de una corriente eléctrica externa se lleva a cabo una reacción electroquímica reversible que permite transformar energía eléctrica en energía química y viceversa [25]. Sin embargo, las baterías de iones de litio se han vuelto populares en los últimos años debido a su mayor densidad energética.

El regulador de carga tiene como funciones principales el procurar que el sistema fotovoltaico opere en su punto de máxima potencia ante las condiciones cambiantes de la radiación y controlar los procesos de carga y descarga del sistema de almacenamiento con el fin de evitar que alcancen estados de sobrecarga o sobredescarga. Estos dispositivos también fungen como punto de conexión entre los módulos fotovoltaicos, el sistema de acumulación y las cargas de consumo, evitan el flujo de corriente desde las

baterías hacia los módulos fotovoltaicos durante las horas nocturnas, pueden conectar y desconectar las cargas de consumo en horarios determinados por el usuario, protegen los equipos sanos ante la falla de un equipo del sistema y proporcionan salidas auxiliares de control (avisos, informes) del estado de operación del sistema y cuando algún equipo ya no es capaz de operar adecuadamente [25].

El inversor de corriente tiene la función de transformar la corriente continua o directa generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna para su utilización en los equipos que requieran este tipo de corriente o para su inyección en la red eléctrica para el caso de sistemas interconectados. Los inversores transforman la tensión nominal de trabajo del circuito de módulos fotovoltaicos en una señal o una serie de señales de tensión (dependiendo si el inversor es monofásico o trifásico) mediante un modulador de ancho de pulso, los inversores con transformador integrado incluso pueden modificar la tensión eléctrica haciendo que la tensión de las señales pueda ser mayor o menor que la tensión de la corriente directa de entrada. En cuanto a la forma de la onda de la señal de salida de los inversores ésta puede ser de onda cuadrada, de onda cuadrada modificada o de onda senoidal pura, entre más próxima sea la señal de salida a una onda senoidal la tensión eficaz de salida tenderá más a mantenerse fijo asimilándose más a la señal que proporciona la red eléctrica y generando mejores condiciones para el adecuado funcionamiento de los equipos o para la inyección de la energía a la red eléctrica, estas condiciones de proximidad a una señal senoidal las consiguen mediante filtros de armónicos [25]. Un sistema de generación solar fotovoltaico aislado tiene el diagrama de interconexión mostrado en la Figura 15. En estos sistemas toda la energía producida por los módulos o es almacenada en el sistema de acumulación o es consumida por las cargas de consumo. Si la distancia entre el sistema y las cargas es grande es conveniente convertir la energía a corriente alterna y elevar su tensión para que las pérdidas durante el transporte sean mínimas, cuando la energía llegue al sitio donde se ubican las cargas simplemente se vuelve a transformar a las condiciones de trabajo de las cargas.

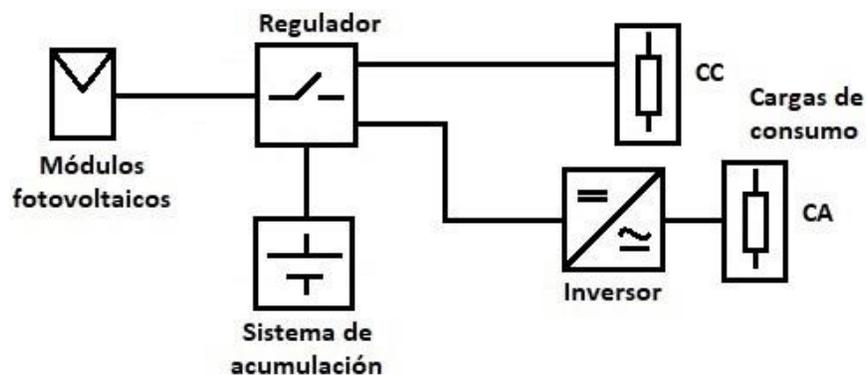


Figura 15. Diagrama de interconexión de un sistema fotovoltaico aislado de la red eléctrica [25].

Un sistema de generación solar fotovoltaico interconectado a la red eléctrica tiene el diagrama de interconexión mostrado en la Figura 16. En estos sistemas toda o parte de la energía producida puede ser inyectada a la red eléctrica en forma de CA o puede ser suministrada directamente a las cargas de consumo, sin embargo, si la red eléctrica a la que se desea conectar es de mediana o alta tensión y el inversor correspondiente no es capaz de adaptar la potencia a dichos valores será necesario incorporar un transformador entre el inversor y la red eléctrica. Para el caso de sistemas sin cargas de consumo (únicamente conectado a la red), debido a la ausencia de regulador el inversor deberá de contar con un sistema de rastreo del punto de máxima potencia.

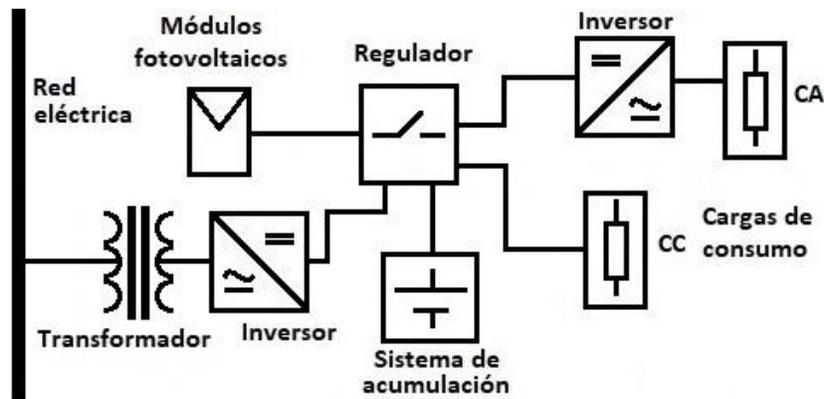


Figura 16. Diagrama de interconexión de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica [25].

3.1.2 Energía solar térmica

La energía solar térmica es la energía en forma de calor obtenida a partir de la radiación solar que se recibe en la superficie terrestre. La conversión de la radiación solar en energía térmica ocurre naturalmente en el planeta debido a la propiedad física de la absorptividad que es la capacidad de la materia de absorber la energía proveniente de cualquier tipo de radiación electromagnética incidente, la absorción de energía incrementa la energía térmica de la materia, fenómeno que se manifiesta con el incremento de temperatura de la misma (Figura 17), [26].

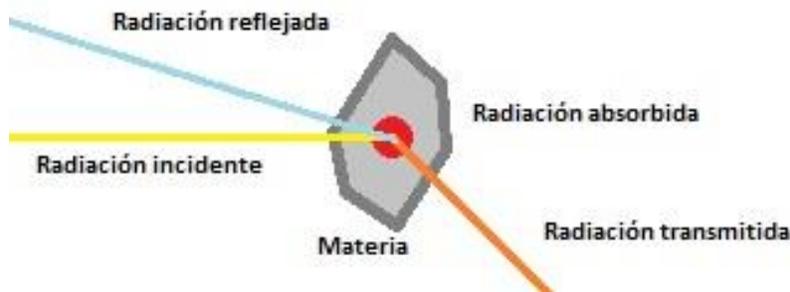


Figura 17. Interacción de la radiación electromagnética con la materia [26].

Para su aprovechamiento se emplean unos artefactos conocidos como colectores solares, su principio de funcionamiento varía dependiendo del tipo de colector y del tipo de aplicación. En general, el aprovechamiento de la energía solar térmica se clasifica en tres tipos: de baja temperatura, de media temperatura y de alta temperatura.

En la energía solar térmica de baja temperatura se pueden alcanzar temperaturas de hasta 100 °C. El principio de funcionamiento de los colectores solares de esta categoría se basa en el efecto invernadero el cual consiste en el secuestro de radiación en cierto espacio o volumen provocando el aumento de temperatura del mismo, este efecto lo logran gracias a las propiedades físicas del material externo con el que están contruidos ya que este es capaz de transmitir muy bien a través de él la radiación electromagnética de onda corta pero sin permitir el traspaso de la radiación de onda larga. La radiación solar ingresa al colector con una longitud de onda corta, esta radiación al interactuar con el interior del colector aumenta su longitud de onda convirtiéndose en radiación de onda larga y al ser reflejada internamente y llegar a la superficie exterior del colector es nuevamente reflejada hacia el interior quedando atrapada dentro del colector y aumentando la temperatura en el mismo [26]. Debido al rango de temperaturas que se puede alcanzar con este tipo de tecnología la energía térmica obtenida se puede emplear para la producción de agua caliente tanto para calefacción como para su uso directo.

Los principales componentes de una instalación solar térmica de baja temperatura son los colectores solares, el intercambiador de calor, el vaso de expansión, la bomba de recirculación del fluido de trabajo, el purgador y las válvulas de regulación y de seguridad.

Los colectores solares son los elementos encargados de coleccionar y secuestrar la radiación solar convirtiéndola en energía térmica, estos pueden ser sin concentración o con concentración. Los colectores con concentración enfocan la radiación solar en un área determinada aumentando la irradiancia mientras que los colectores sin concentración transmiten la radiación tal cual como la reciben en la superficie exterior. Los colectores de baja temperatura más comunes son los de placa plana y los de tubos evacuados, todos cuentan con un sistema de tuberías para transportar e intercambiar calor con el fluido de trabajo (Figura 18). Los colectores de baja concentración se suelen instalar con sistema de seguimiento, ya sea de uno o de dos ejes, para poder alcanzar y mantener la temperatura máxima indicada en las especificaciones, los de placa plana y los de tubos evacuados no suelen requerir estos sistemas [26].

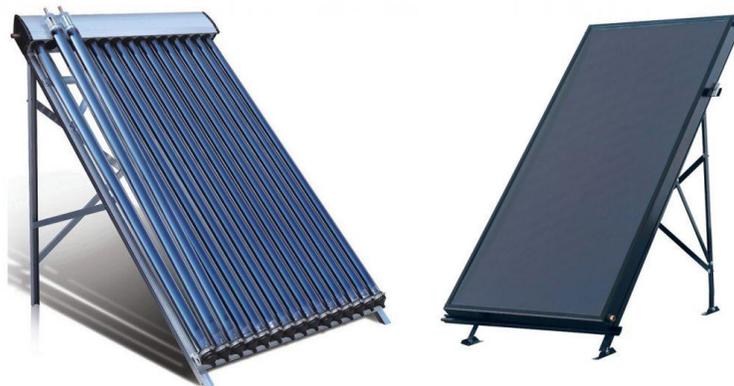


Figura 18. Colectores solares de placa plana (izquierda) y de tubos evacuados (derecha).

El intercambiador de calor tiene la función de transferir la energía del fluido de trabajo hacia la zona o fluido de consumo en donde se quiere aumentar la temperatura (Figura 19). En instalaciones solares térmicas residenciales se suele omitir este dispositivo, el fluido de consumo que por lo general es agua sanitaria es pasado directamente por los colectores solares y posteriormente almacenado o transportado directamente hacia donde se va a consumir, sin embargo esto no es preferible en instalaciones solares térmicas industriales ya que como el consumo del agua sanitaria es mucho mayor que en aplicaciones residenciales la vida útil de los equipos sería menor debido a la composición química del agua sanitaria y su interacción con los materiales de los colectores. Por esta razón, en aplicaciones industriales se prefiere no omitir este dispositivo ya que con la recirculación de un fluido de trabajo químicamente inerte se evade la necesidad de realizar procesos de tratamiento recurrentes al agua para que no dañe los colectores y se asegura un correcto funcionamiento del sistema y un mayor tiempo de vida útil [26].

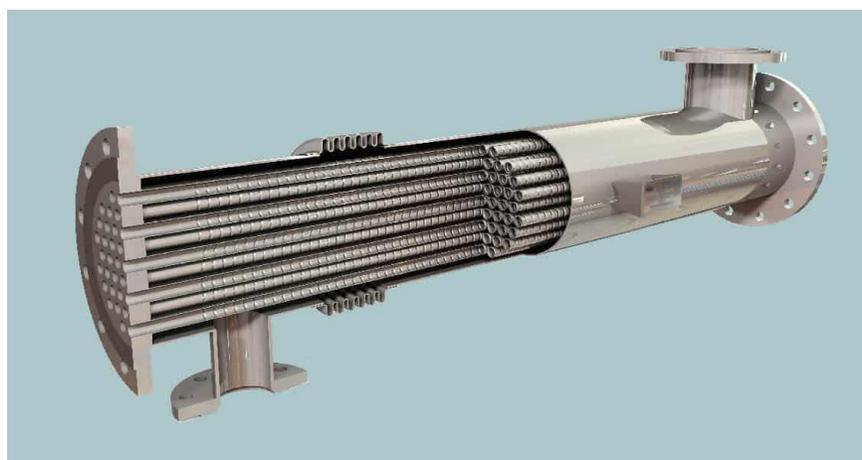


Figura 19. Intercambiador de calor.

El vaso de expansión tiene la función de evitar dilataciones y posibles rupturas en el sistema de tuberías que puedan ser ocasionadas por el cambio de presión y temperatura del fluido de trabajo. Existen vasos de expansión de tipo cerrado y de tipo abierto, en general se buscará siempre instalar vasos de expansión de tipo abierto ya que trabajan a presión prácticamente constante, facilitan la vaporización del fluido en los colectores y garantizan que se tenga la cantidad adecuada de fluido de trabajo en el sistema ya que son capaces de reponer las pérdidas y retener los excedentes. Para los casos en donde las condiciones no sean aptas para la instalación de vasos abiertos se optará por instalar vasos cerrados [26].

Los purgadores son un tipo de válvulas que se colocan en los puntos altos del sistema con el fin de eliminar el aire contenido en las tuberías ya que la presencia de este afecta la productividad eléctrica de la instalación. Existen purgadores automáticos y manuales, los purgadores automáticos más comunes son los de tipo flotador mientras que entre los manuales los más utilizados son los de botellín de acumulación de aire [26]. La bomba de recirculación, como su nombre lo dice, tiene la función de hacer pasar repetidamente el fluido de trabajo a través de todos los componentes del sistema de tal manera que la transferencia de energía térmica al fluido de consumo se realice de manera continua. Las especificaciones de la bomba deben ser compatibles con el fluido de trabajo, que para sistemas de baja temperatura por lo general es agua desmineralizada, y con las temperaturas que se alcanzan en el sistema [26]. Las válvulas de regulación y de seguridad tienen la función de controlar los caudales de fluido en diversos puntos de la instalación como por ejemplo a la entrada o a la salida de los componentes y de interrumpir rápidamente el servicio en caso de que se presente alguna falla en el sistema. En ambos casos se recomienda que las válvulas sean de tipo globo, con asientos de teflón y, para el caso de las de seguridad, que vengan taradas de fábrica al valor adecuado de presión y que dicho valor no pueda ser modificable [26].

La interconexión de los componentes de una instalación solar térmica de baja temperatura se muestra en la Figura 20.

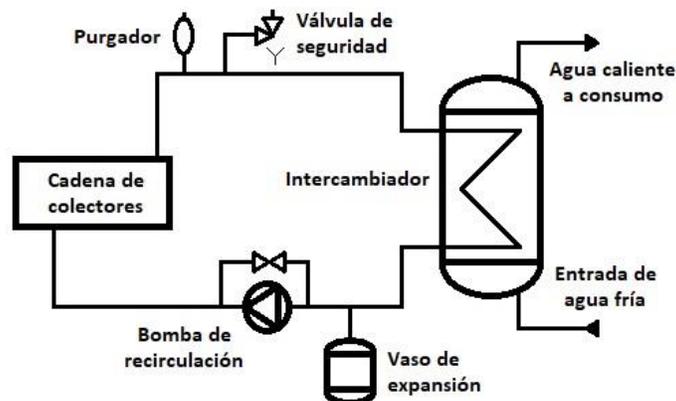


Figura 20. Diagrama de interconexión de una instalación solar de baja temperatura [26].

Se clasifican dentro de la categoría de la energía solar térmica de media temperatura a todos aquellos sistemas y dispositivos en donde se puedan alcanzar temperaturas entre los 200 °C y los 400 °C. El principio de funcionamiento de los colectores dentro de esta categoría se basa en la concentración de la radiación solar que consiste en captar mediante elementos ópticos la radiación y redirigirla hacia una misma zona o área de tal manera que se tenga una mayor irradiancia que la natural generando un mayor aumento de temperatura. El rango de temperaturas alcanzables con estos colectores permite la obtención de vapor de agua tanto para usos directos como para ciclos de potencia [27].

Una instalación solar térmica de media temperatura para la producción de vapor es muy similar a una instalación solar de baja temperatura para producción de agua caliente, la única diferencia reside en el fluido de trabajo. En los sistemas de media temperatura si se utiliza agua desmineralizada como fluido de trabajo se pueden alcanzar temperaturas de hasta 170 °C pero si se quieren alcanzar los rangos de temperatura más elevados dentro de esta categoría (entre 200 °C y 400°C) es necesario cambiar el agua desmineralizada por un fluido de trabajo con propiedades térmicas diferentes como aceites térmicos naturales o aceites sintéticos de baja presión de vapor [27].

Los componentes principales de una instalación solar de media temperatura son los colectores solares, la bomba de recirculación del fluido de trabajo, el vaso de expansión, el intercambiador de calor fluido de trabajo/agua, el purgador, y las válvulas de regulación y de seguridad. La bomba de recirculación, el vaso de expansión, el intercambiador de calor, el purgador y las válvulas de regulación y de seguridad se describieron anteriormente en la sección de los sistemas de baja temperatura, tienen la misma función en ambos sistemas, la única diferencia importante que cabe resaltar es que todos los dispositivos deben de ser compatibles en su operación con el fluido de trabajo ya que algunos aceites pueden ser volátiles o degradar cierto tipo de materiales [28]. Los únicos dispositivos en donde se aprecian cambios importantes con respecto a los sistemas de baja temperatura es en los colectores solares.

Los colectores solares en los sistemas de media temperatura siguen siendo los dispositivos encargados de transformar la radiación solar en energía térmica, con la diferencia de que ahora lo hacen bajo el principio de concentración. Los colectores más comunes dentro de esta categoría son los denominados colectores cilindro-parabólicos, estos como su nombre lo indica son estructuras de perfil parabólico cuya superficie cóncava interna está cubierta por un material de alta reflexión, la radiación solar que llega a la superficie cóncava es reflejada y redirigida hacia el eje focal en donde se encuentra una tubería metálica cilíndrica absorbente rodeada de una tubería de vidrio concéntrica de mayor diámetro, la tubería de vidrio se encarga de coleccionar, secuestrar y transmitir la radiación hacia la tubería metálica cilíndrica absorbente siendo ésta última la que transporta el fluido de trabajo y la que lleva a cabo el intercambio de calor (Figura 21). Como la focalización de la radiación hacia el eje focal solo ocurre cuando la

radiación incidente es paralela al plano de simetría del cilindro parabólico con un sistema de seguimiento de un solo eje es suficiente para lograr que la central tenga un buen aprovechamiento térmico y alcance las temperaturas más altas dentro de su rango [27].



Figura 21. Colectores solares cilindro-parabólicos.

En la Figura 22 se muestra el diagrama de interconexión de los componentes de una instalación solar térmica de media temperatura que produce vapor. Se puede apreciar que la arquitectura de la interconexión es la misma que en los sistemas de baja temperatura con la diferencia de que los equipos son compatibles con el aceite de trabajo y que en media temperatura se requiere la instalación de tres intercambiadores de calor en serie para tener mayor aprovechamiento de la energía térmica.

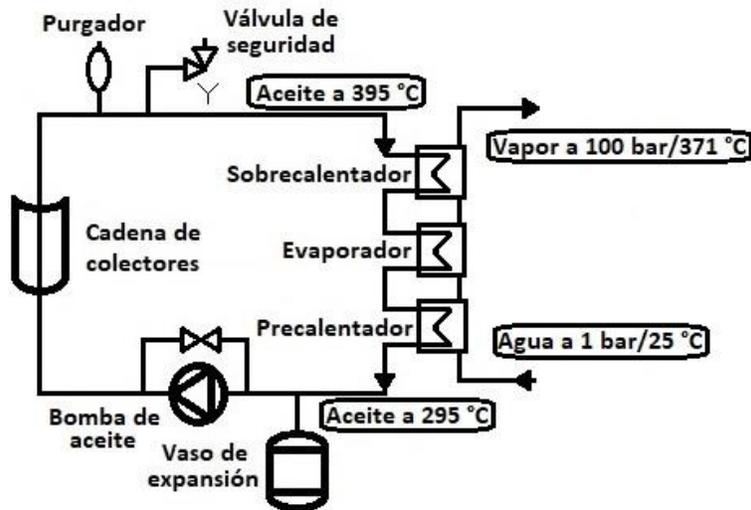


Figura 22. Diagrama de interconexión de una instalación solar térmica de media temperatura [28].

Una instalación solar térmica de media temperatura acoplada a un ciclo de potencia incluiría los mismos componentes básicos que la instalación para producción de vapor (colectores, intercambiador de calor, bomba de recirculación de aceite, vaso de expansión, válvulas de regulación y de seguridad) pero añadiendo del lado del circuito secundario del intercambiador una turbina de vapor, un generador eléctrico acoplado al eje de la turbina, un condensador, una bomba de recirculación de agua y una caldera auxiliar [28].

La turbina de vapor tiene la función de transformar la energía térmica del vapor en energía cinética rotacional (Figura 23). El vapor de agua al arribar a la turbina se expande aumentando su volumen y disminuyendo su presión y su temperatura, estos cambios en sus propiedades térmicas generan trabajo mecánico en los álabes de la turbina impulsándolos y provocando un aumento en la velocidad angular del rodete (masa circular a la cual van acoplados los álabes) y del eje de la turbina.



Figura 23. Turbina de vapor.

El generador eléctrico tiene la función de transformar la energía cinética rotacional de la turbina de vapor (o cualquier otro tipo de turbina) en energía eléctrica (Figura 24). El eje de la turbina al ir acoplado al eje del generador transmite su movimiento rotacional a este último. El generador inductivo aprovecha el efecto conocido como inducción electromagnética para producir energía eléctrica; con la ayuda de devanados de cable fabricados de materiales metálicos o conductores (como el cobre) o con materiales magnéticos utiliza la energía cinética rotacional de su eje para generar campos magnéticos variables en los devanados de la armadura lo que induce dentro de ellos una corriente eléctrica en forma de corriente alterna la cual es colectada y llevada hacia el cableado de transmisión [29].

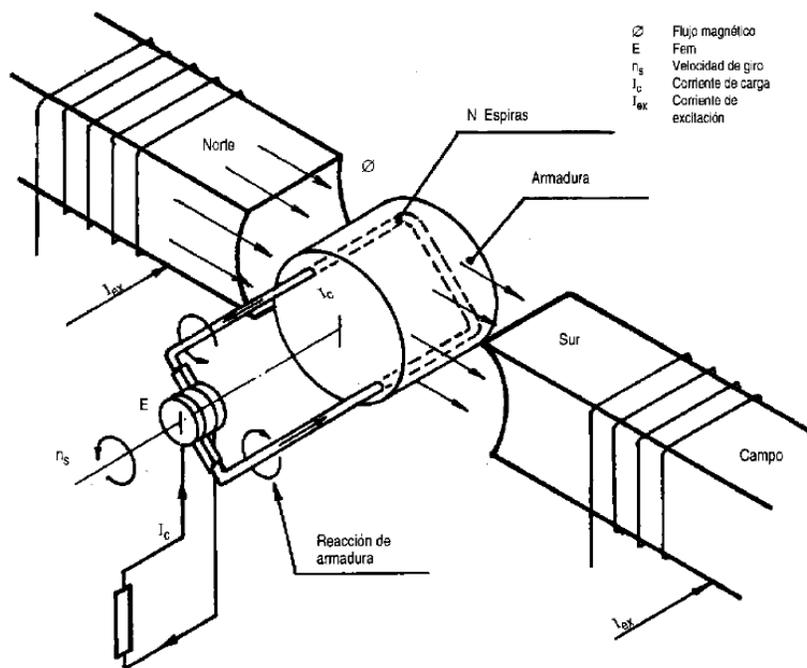


Figura 24. Esquema representativo de un generador eléctrico monofásico [29].

El condensador es un intercambiador que tiene la función de disipar hacia el ambiente el calor residual del vapor que sale de la turbina de tal manera que este cambie completamente a fase líquida. El condensador puede ser de tipo cerrado o abierto. El condensador de tipo cerrado cuenta con un circuito de tuberías por donde pasa el vapor que sale de la turbina, el circuito es expuesto a un fluido secundario, que puede ser agua de enfriamiento o aire atmosférico, para provocar el intercambio de energía térmica y la condensación del vapor. Por otra parte, el condensador de tipo abierto pone en contacto directo el vapor que sale de la turbina con el fluido secundario, intercambiando calor con este último y provocando la condensación del vapor, a los condensadores más comunes de tipo abierto se les conoce como torres de enfriamiento (Figura 25).



Figura 25. Torre de enfriamiento.

La caldera auxiliar sirve como medio complementario de suministro de energía térmica tanto para los días como para las horas del día en donde la radiación solar está ausente o es insuficiente para la evaporación del agua en el ciclo de potencia. La necesidad de inclusión de este dispositivo surge debido a la carencia de sistemas de almacenamiento térmico en esta categoría de instalaciones solares térmicas [28].

En la Figura 26 se muestra el diagrama de interconexión de una instalación solar térmica de media temperatura acoplada a un ciclo Rankine, en este caso un ciclo Rankine con recalentamiento y por lo tanto con turbina de vapor con cámara de alta presión y con cámara de baja presión. Como se puede observar, las interconexiones entre los elementos permiten la producción de electricidad utilizando solamente el campo solar en las horas de mayor radiación, utilizando solamente la caldera auxiliar en las horas nocturnas o ambos simultáneamente (al amanecer o al anochecer).

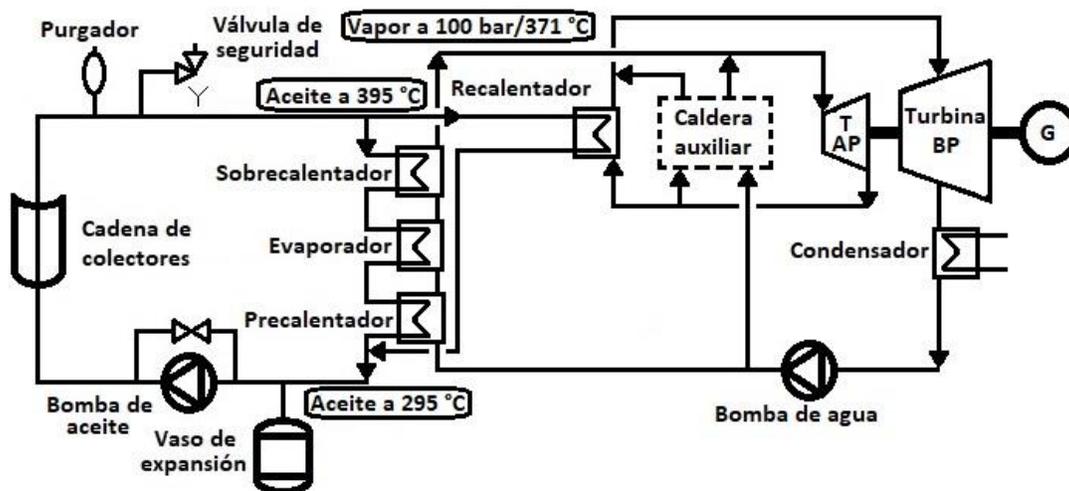


Figura 26. Instalación solar térmica de media temperatura acoplada a un ciclo Rankine [28].

3.2 Energía eólica

La energía eólica es la energía contenida en las corrientes de aire y los vientos atmosféricos, estos se originan debido a la acción del sol sobre el planeta generando diferencias de temperatura tanto entre capas atmosféricas como entre las regiones del planeta generando también diferencias de presión induciendo los flujos del aire atmosférico [31].

La energía contenida en los vientos puede ser aprovechada para generar energía eléctrica mediante unos dispositivos conocidos como aerogeneradores. Los aerogeneradores son máquinas diseñadas para convertir la energía cinética de los vientos en energía eléctrica aprovechándose del principio de conservación de la cantidad de movimiento. Los álabes o aspas del aerogenerador captan las corrientes de viento

desviando su trayectoria generando un intercambio de cantidad de movimiento o momentum provocando que la velocidad del viento disminuya y la velocidad angular o de rotación del aerogenerador aumente. Este movimiento rotatorio es transmitido mediante un eje y una transmisión mecánica hacia un generador eléctrico en donde se convierte la energía mecánica en energía eléctrica [31].



Figura 27. Aerogeneradores de eje vertical (izquierda) y de eje horizontal (derecha).

La forma más común de clasificar los aerogeneradores es de acuerdo a la posición de su eje de rotación el cual puede ser horizontal o vertical (Figura 27). Los aerogeneradores de eje vertical poseen la ventaja de que generan electricidad independientemente de la dirección que tenga la corriente de viento y no requieren de una caja de transmisión, sin embargo, son menos eficientes y al tener soportes de poca altura solo pueden aprovechar las corrientes de viento cercanas a la superficie terrestre limitándose su capacidad de producción de energía razón por la cual en la actualidad solo se emplean para aplicaciones específicas. Los aerogeneradores de eje horizontal son los más empleados en la actualidad ya que a pesar de que requieren de un sistema automatizado de orientación son más eficientes, son el tipo de generador más usado en generación de alta potencia y de gran escala ya que cuentan con torres de soporte muy altas permitiéndoles aprovechar las corrientes de viento de más energía y pueden ser escalados para instalaciones de pequeña y mediana potencia [30].

Los componentes principales de un sistema de generación eólica son la turbina eólica, el sistema de frenado, la caja de cambios, el generador inductivo, el sistema de control, la torre de soporte, el transformador y los elementos protectores (Figura 28).

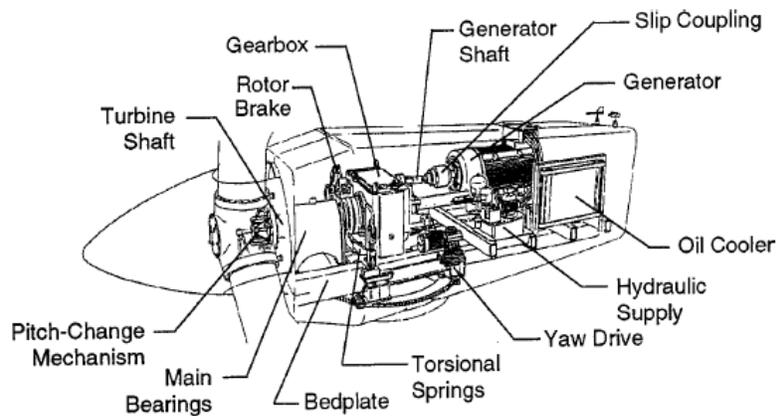


Figura 28. Componentes externos e internos de un aerogenerador [32].

La turbina eólica es una máquina que se encarga de transformar la energía cinética del viento en energía cinética rotacional, sus partes principales son los álabes, el rodete o buje y el eje de baja velocidad. Los álabes de la turbina están diseñados con un perfil aerodinámico el cual al tener cierto ángulo con respecto a la dirección del viento genera una fuerza de empuje sobre su superficie generando un movimiento rotatorio en el rodete el cual es transmitido hacia el eje de baja velocidad. El sistema de frenado tiene la función de disminuir la velocidad de rotación del eje de la turbina para detenerla por completo cuando se requiere realizar alguna maniobra de mantenimiento al sistema o para evitar que el rodete gire a velocidades muy altas que puedan poner en peligro la integridad del sistema. La caja de cambios se encarga de transferir el movimiento rotatorio del eje de baja velocidad de la turbina hacia el eje de alta velocidad del generador transformando las 30-60 rpm del eje de baja velocidad en 1000-1500 rpm para el eje de alta velocidad del generador inductivo para convertir la energía rotacional en energía eléctrica. El sistema de control tiene la función de hacer que todos los demás componentes trabajen adecuadamente en todo momento para maximizar la potencia y la generación de electricidad, entre sus tareas principales está en adaptar la orientación de la turbina y los ángulos de inclinación de los álabes a las condiciones cambiantes del viento, manipular tanto el freno como la caja de transmisión para modificar las velocidades de rotación de los ejes, conectar o desconectar el sistema de la red o de las cargas de consumo y monitorear el estado de los equipos, todo esto con ayuda de motores de control, sensores y diversos dispositivos electrónicos. La torre de soporte es la estructura que se encarga de sostener la turbina por encima del suelo a una altura deseada, para el caso de las turbinas de eje horizontal de alta potencia las torres suelen ser de grandes dimensiones y cuentan con una escalera interior para permitir el acceso del personal de mantenimiento a los equipos. El transformador se encarga de convertir la tensión de la energía eléctrica entregada por el generador hasta el valor de la tensión nominal de la línea de transmisión por la cual se va a transportar la energía mientras que los elementos protectores evitan que tanto la línea de transmisión como los equipos del sistema sufran averías ocasionadas por fallas de cualquiera de las dos partes, ya sea sobrecargas, cortocircuito, subtensiones o sobretensiones [30].

En los sistemas con aerogenerador de eje horizontal todos los componentes involucrados en la generación van integrados dentro de una carcasa que es ensamblada en la parte superior de la torre soporte mientras que el transformador y las protecciones son instalados al nivel del suelo en una subestación colectora. Por otra parte, en los sistemas con aerogenerador de eje vertical la turbina eólica es el único elemento que va instalado sobre la torre, el eje de baja velocidad se encuentra contenido dentro de la torre mientras que los demás dispositivos pueden ser instalados en un edificio bajo la torre o incluso en una instalación enterrada bajo tierra [31].

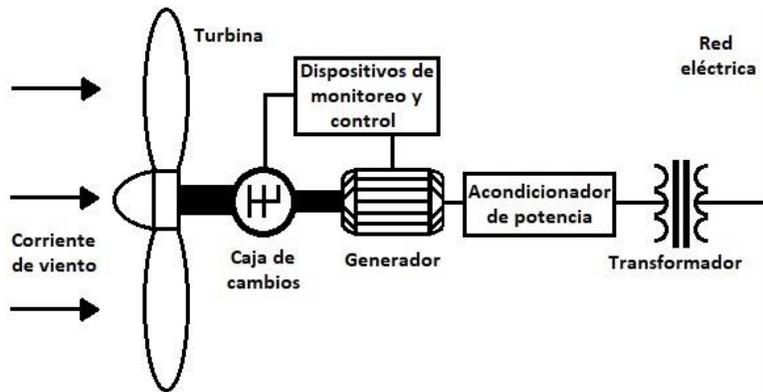


Figura 29. Diagrama de interconexión de un sistema de generación eólico [32].

En la Figura 29 se muestra el diagrama de interconexión de los componentes de un sistema de generación eólico, se puede apreciar que entre el generador y el transformador es necesario añadir dispositivos acondicionadores de potencia ya que debido a las variaciones de la velocidad del viento los ejes del sistema también sufren variaciones en su velocidad rotativa haciendo que el rotor del generador no gire a velocidad constante ocasionando variaciones en la tensión y la frecuencia de la corriente entregada, con los dispositivos electrónicos se modifican constantemente estas señales adecuándolas a las condiciones de la red por donde se va a transmitir o a las condiciones de las cargas de consumo conectadas [32].

3.3 Energía hidráulica

La energía hidráulica es la energía contenida en los cuerpos de agua que se encuentran dentro de las masas continentales, esta energía tiene su origen en el ciclo hidrológico natural (Figura 30). El agua de los cuerpos superficiales del planeta es evaporada debido a la acción del sol incorporándose así a la atmósfera y siendo transportada hacia zonas continentales de mayor altitud, en estos lugares cae en forma de lluvia y por acción de la gravedad y diferencias de altura ocasionadas por el relieve escurre hacia zonas de menor altitud. El transporte del agua hacia zonas de mayor altitud aumenta su energía potencial, y cuando el agua escurre debido a la acción de la gravedad y el relieve la energía potencial se convierte en energía cinética [33]. La energía contenida en los

cuerpos de agua es aprovechada para la producción de energía eléctrica, a la infraestructura con la cual se realiza dicho aprovechamiento se le conoce como central hidroeléctrica. Estas centrales aprovechan la conversión natural de la energía potencial del agua en energía cinética para intercambiar momentum o cantidad de movimiento dentro de un tipo de máquinas denominadas turbinas hidráulicas en las cuales se genera movimiento rotatorio y mediante un eje se transmite la energía mecánica a un generador inductivo para generar energía eléctrica. Las centrales hidroeléctricas se clasifican principalmente en cuatro tipos: de embalse, de canal de derivación, de agua fluyente y de acumulación por bombeo [34].

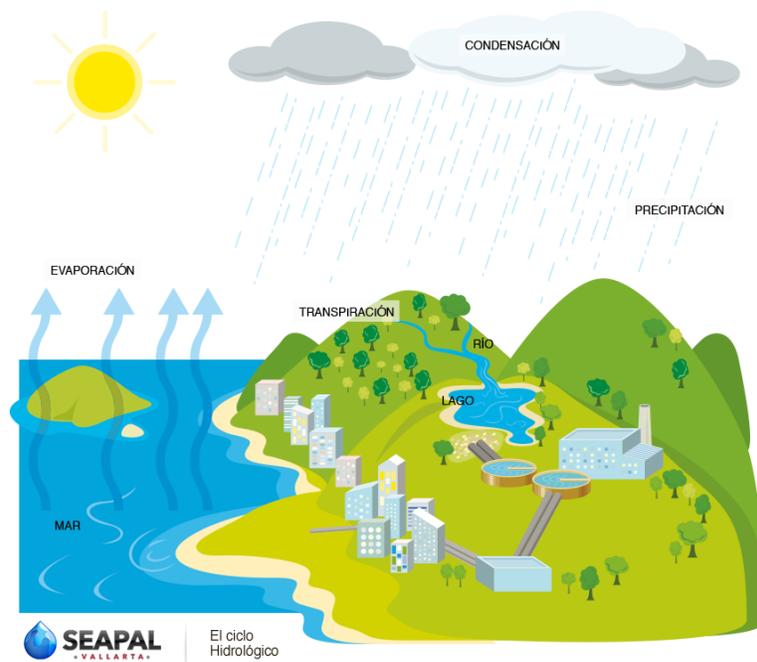


Figura 30. Ciclo hidrológico.

Las centrales con embalse son construidas sobre el cauce justo antes de donde se ubican las caídas de agua, están conformadas por un gran muro de concreto conocido como cortina o presa el cual se encarga de contener el flujo natural del cuerpo hídrico acumulando así grandes cantidades de agua y una gran cantidad de energía potencial (Figura 31). Esta energía potencial es transformada en energía cinética de manera controlada mediante una obra de toma que con rejillas y compuertas filtran el flujo de objetos sólidos y lo dirigen a través de una tubería denominada tubería de presión o tubería forzada desde la parte alta de la caída hacia la parte baja hasta llegar a la casa de máquinas, en este lugar es en donde se da el intercambio de momentum entre el flujo y la turbina para después transmitir el movimiento al generador para producir energía eléctrica. Una vez turbinada, el agua es devuelta al cauce natural del río mediante los

canales de desagüe de la casa de máquinas [34]. La presa aparte de contener el cauce natural tiene otras funciones: almacenar y dosificar el agua destinada para riego agrícola y usos industriales, retener grava, rocas y arena evitando que lleguen a la casa de máquinas y regular la producción de electricidad de los países ya que el agua almacenada se puede turbinar cuando se requiere [34].

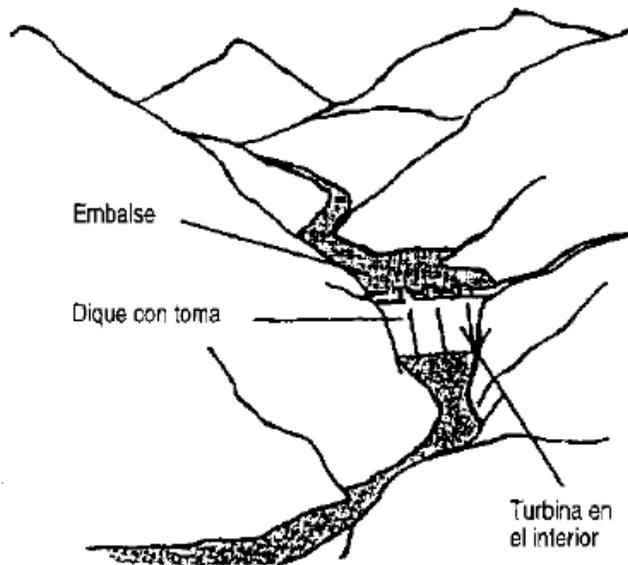


Figura 31. Esquema de una central hidroeléctrica de embalse [29].

Las centrales con canal de derivación, también conocidas como centrales “al filo de agua”, pueden tener o no tener embalse, cuentan con un canal abierto de poca pendiente y gran sección transversal para conducir el agua desde la obra de toma hasta la tubería forzada, al final de este canal se construyen dos elementos extra: un desarenador o trampa de grava para retener cualquier partícula sólida que se haya incorporado al agua a su paso por el canal y un depósito de agua abierto conocido como cámara de carga o tanque de presión para prevenir que ingresen burbujas de aire a la tubería de presión y para mantener una presión o carga constante sobre el agua dentro de la tubería (Figura 32). Se requiere la construcción de estos canales para transportar el agua desde la presa hasta la tubería forzada cuando la casa de máquinas se construye lejos de la presa (debido a cuestiones geotécnicas o para aumentar el salto útil de la presa aprovechando los meandros de los ríos) y para proveer al flujo de una superficie lisa y evitar grandes pérdidas de carga por fricción cuando el lecho del río tiene una rugosidad alta [34].

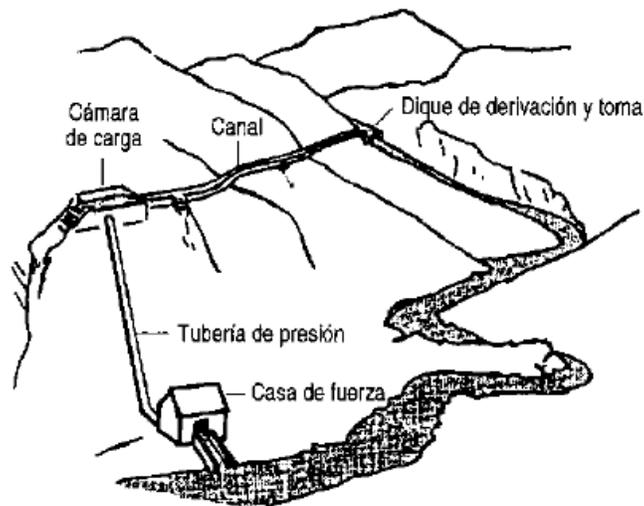


Figura 32. Esquema de una central hidroeléctrica con canal de derivación [29].

En las casas de máquinas de las centrales se cuenta con válvulas que sirven para regular el caudal que ingresa a las cámaras donde se encuentran las turbinas, cuando alguna de estas válvulas se cierra bruscamente ocasiona un aumento súbito de presión generando una onda de presión que se propaga a través de la tubería forzada hasta la cámara de carga, esta onda de presión provoca esfuerzos de tensión y de compresión en la tubería que pueden dejarla inservible, a este fenómeno se le conoce como golpe de ariete y se manifiesta principalmente en las centrales de embalse y de canal de derivación que cuentan con grandes saltos y largas tuberías forzadas. Para minimizar los daños que pueda ocasionar el golpe de ariete a mitad del trayecto de la tubería se suele instalar una estructura conocida como chimenea de equilibrio o pozo de oscilación que consiste en un depósito muy alto de agua a presión atmosférica que se encarga de absorber la onda de presión protegiendo el tramo superior de la tubería limitando las pocas afectaciones del golpe de ariete al tramo inferior [34].

Las centrales de acumulación por bombeo son centrales similares a las centrales que cuentan con embalse con la diferencia de que aprovechan la energía sobrante en la red eléctrica en las horas de poca demanda (como las horas nocturnas) para bombear agua desde un embalse o una sección del río en un nivel aguas abajo hacia un embalse en un nivel más alto aguas arriba con el fin de almacenar como energía potencial dicha energía excedente y reconvertirla después con las turbinas en energía eléctrica en las horas de alta demanda [34].

Las centrales de agua fluyente son centrales que se construyen por lo general sobre el cauce del río, están conformadas por un azud que es una estructura perpendicular al cauce que se encarga de elevar el nivel del río y generar una zona de aguas tranquilas las cuales mediante un pequeño canal paralelo al cauce son transportadas hacia la obra de toma para ingresar a la tubería forzada y poderse aprovechar en las turbinas (Figura 33). En este tipo de centrales el agua del río siempre se encuentra fluyendo ya que los azudes no permiten almacenar el agua por lo que si el nivel del río crece demasiado o la central deja de operar el agua sigue su cauce a través de los aliviaderos del azud [34].

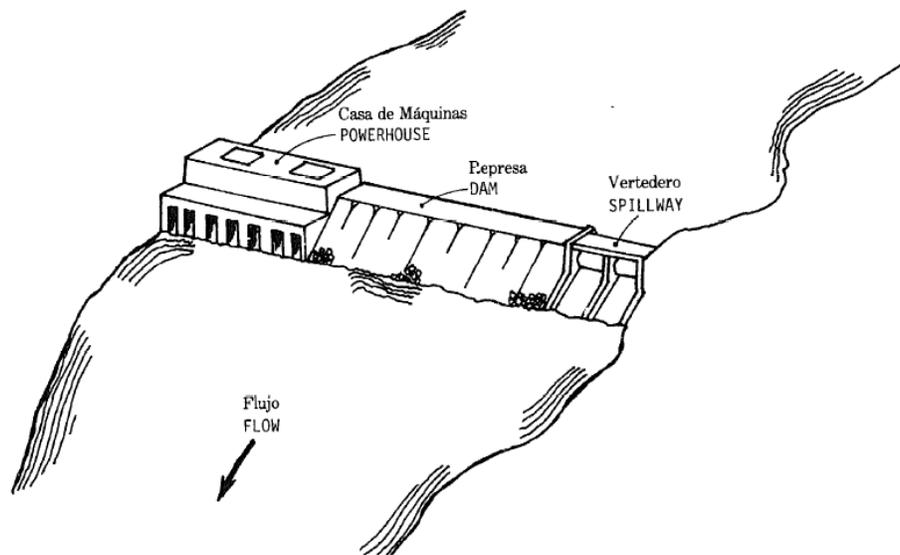


Figura 33. Esquema de una central hidroeléctrica de agua fluyente [35].

Las grandes centrales hidroeléctricas, a pesar de generar energía eléctrica a partir del agua, no son consideradas dentro de la categoría de energías renovables debido a su gran impacto ambiental durante su construcción [34]. Por otra parte, las centrales hidroeléctricas de pequeña escala (conocidas como microcentrales, minicentrales y pequeñas centrales hidroeléctricas) sí son consideradas como generadoras de energía renovable debido a que el impacto ambiental durante su construcción es mucho menor [34]. En la Tabla 3 se muestra la clasificación de las centrales hidroeléctricas de pequeña escala de acuerdo a su potencia instalada bajo los criterios de la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONU DI) y de la Organización Latinoamericana de la Energía (OLADE). Las centrales hidroeléctricas de pequeña escala más comunes de acuerdo a su construcción son las de tipo agua fluyente y las de tipo canal de derivación, estas últimas con la única diferencia en relación con las de gran escala que en vez de presa pueden tener o no tener un azud [34].

Tabla 3. Clasificación de las centrales hidroeléctricas de pequeña escala [29].

Clasificación de M.C.H. según la potencia				
REGIÓN	INSTITUCIÓN	MICRO CENTRAL	MINI CENTRAL	PEQUEÑA CENTRAL
Mundial	ONU DI ¹	< 100 kW	101-2000kW	2000-10000kW
Latinoamérica	OLADE ²	< 50 kW	51-500kW	500 - 5000kW

En la Figura 34 se muestra el diagrama de interconexión de un sistema hidroeléctrico, como se puede apreciar entre el generador y el transformador se incorpora una serie de dispositivos de control los cuales se encargan de monitorear la tensión y la frecuencia de salida del generador para adaptar la potencia entregada a las condiciones de tensión y frecuencia requeridas por la red eléctrica o por las cargas de consumo cuando ocurren cambios en la velocidad de la turbina ocasionados por variaciones fuertes en el caudal disponible del afluente.

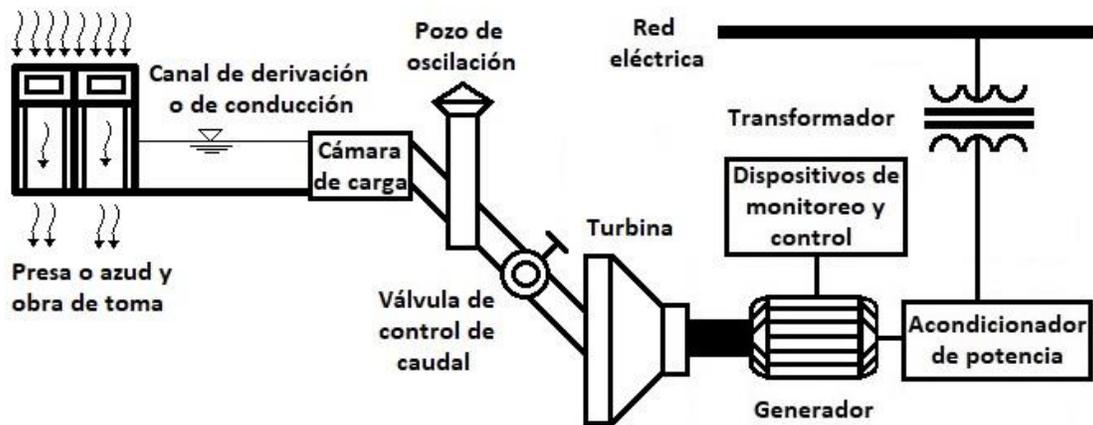


Figura 34. Diagrama de interconexión de un sistema hidroeléctrico [34].

3.4 Energía geotérmica

Se le conoce como energía geotérmica a la energía térmica proveniente de las capas interiores de la Tierra, esta energía tiene origen en el rozamiento continuo de las capas internas del planeta y en reacciones exotérmicas como cambios de fase, recristalización o descomposición radiogénica en isótopos de la materia que compone a estas capas. La energía proveniente de estos eventos se manifiesta en forma de calor, se estima que el flujo de calor promedio por unidad de área de superficie de la corteza terrestre en zonas geológicamente inactivas es de 1.2×10^{-6} cal/cm²•s y variando la temperatura con respecto a la profundidad de la corteza a una razón promedio de 0.031 °C/m [36]. No obstante, debido al desplazamiento, colisión y subducción de las placas tectónicas del planeta existen zonas continentales en donde el flujo de calor y la variación de temperatura es significativamente superior (Figura 35). Cuando una placa tectónica colisiona con masa continental su trayectoria es desviada hacia el manto en donde se funde y es reabsorbida, como a la placa le toma tiempo fundirse y reincorporarse parte de la interacción con el manto ocurre en estado sólido y, aunado a la geometría de la interacción y a que los desplazamientos naturales de la placa y el manto ocurren en direcciones opuestas parte del material fundido es empujado hacia la corteza ascendiendo hasta alcanzar su superficie dando origen a zonas geológicamente activas en donde se manifiestan puntos calientes a los que se les conoce como yacimientos geotérmicos [36].

Los yacimientos geotérmicos se pueden clasificar principalmente en hidrotermales y de roca seca caliente.

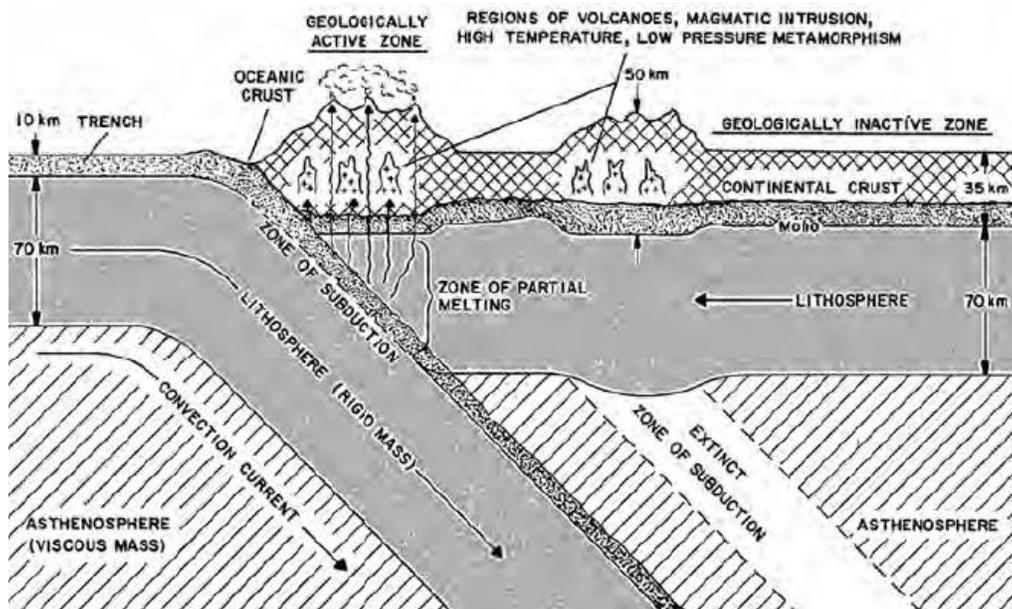


Figura 35. El fenómeno de subducción de placas que da origen a los yacimientos geotérmicos [36].

Los yacimientos hidrotermales son aquellos compuestos por una capa de roca impermeable en la parte superior y una capa permeable en la parte inferior denominada reservorio en donde se tiene la presencia de agua (Figura 36). El agua primero cae en forma de lluvia y a través de fallas y grietas penetra en el suelo hasta llegar al reservorio, aquí el agua aumenta de temperatura lo que hace que disminuya su densidad, cuando el agua encuentra otra grieta o falla debido a la diferencia de densidad y de presión asciende hasta la superficie del yacimiento manifestándose como un pozo de agua caliente, una fumarola o una mezcla de agua con vapor si es que durante el ascenso la presión del agua alcanza el valor de presión de vapor correspondiente a la temperatura a la que se encuentra. La composición química del agua de estos yacimientos suele ser rica en minerales ya que a su paso por las grietas y el reservorio el agua va acumulando desde sales metálicas y silicatos presentes en el subsuelo hasta compuestos químicos de azufre o cloro relacionados con la actividad geológica interna. Este tipo de yacimientos por lo general son los que representan menores complicaciones técnicas para su aprovechamiento energético debido a que ya cuentan con un camino en el subsuelo para que circule el agua y están dotados con un suministro natural y periódico de agua [36].

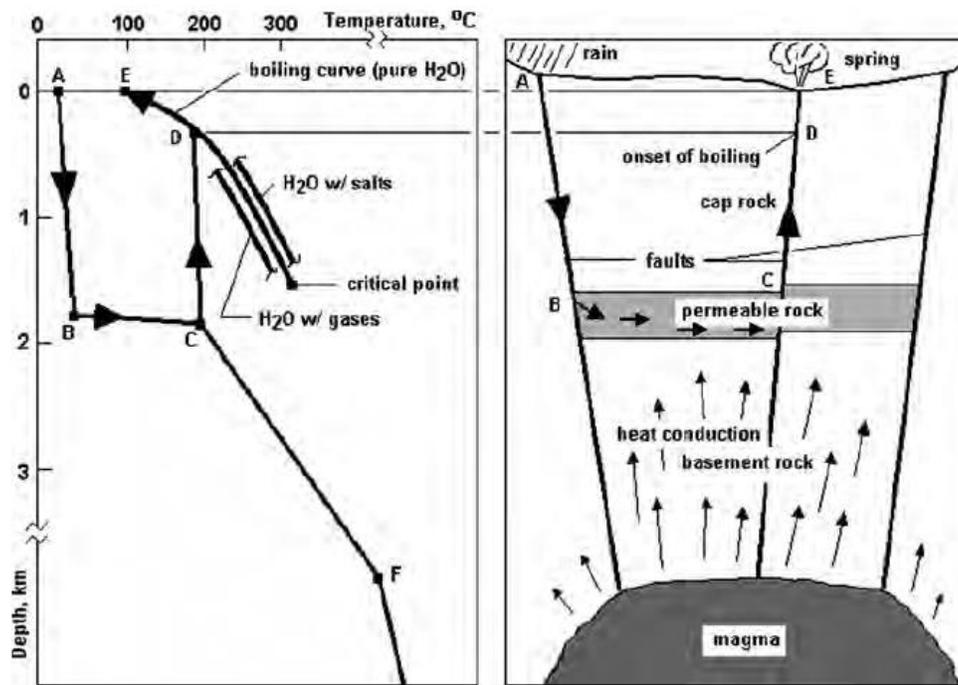


Figura 36. Modelo esquemático de un yacimiento hidrotermal. Curva de temperatura vs profundidad (izquierda) y representación gráfica en corte transversal del yacimiento (derecha) [36].

Los yacimientos de roca seca caliente son aquellos en los que no se tiene la presencia de agua o vapor debido a un nivel bajo de precipitaciones en la zona o a un grado muy bajo de permeabilidad en el suelo y en las capas del subsuelo lo que hace que el agua escurra hacia otras zonas. La ingeniería de yacimientos se ha encargado de idear técnicas y procedimientos para convertir los yacimientos de roca seca caliente en hidrotermales con el fin de facilitar su aprovechamiento. Para aquellos en donde se tiene ausencia de agua y la permeabilidad en el suelo y en las capas del subsuelo es adecuada solo basta con asegurar un suministro continuo de agua mediante una red hidráulica o establecer un ciclo cerrado de recirculación en el yacimiento en donde el agua después de transportar el calor hacia la superficie sea reinyectada en el reservorio ahorrándose la necesidad de tener un suministro continuo del recurso. Por otra parte, en los yacimientos en donde la permeabilidad del suelo y el subsuelo es insuficiente se suele recurrir a técnicas de perforación de suelos y de fracturamiento hidráulico para generar las grietas y el reservorio por donde circulará el agua del yacimiento. Las nuevas técnicas de perforación permiten incluso aprovechar yacimientos en donde la distribución de la fuente de calor es mayormente vertical (Figura 37), [36].

Otra forma de clasificar los yacimientos geotérmicos es con base en la temperatura de su reservorio. De acuerdo a la SENER, los yacimientos se clasifican como de baja entalpía, mediana entalpía y alta entalpía. Los yacimientos de baja entalpía son aquellos cuyas temperaturas se encuentran entre los 90 °C y los 150 °C mientras que los yacimientos de mediana y alta entalpía son aquellos que abarcan temperaturas entre los 150 °C y 200°C y temperaturas mayores a 200 °C, respectivamente.

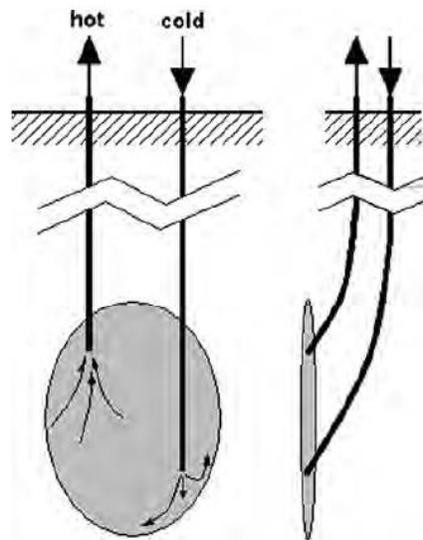


Figura 37. Representación gráfica de un yacimiento de roca seca caliente. Yacimiento común (izquierda) y yacimiento distribuido verticalmente (derecha) [36].

El principio de aprovechamiento de los yacimientos geotérmicos se basa en el transporte del calor geotérmico desde el subsuelo hasta la superficie terrestre mediante un fluido de trabajo el cual por lo general es agua; para poder inyectar y extraer el agua se suelen hacer varias perforaciones abocardadas con el fin de crear pozos artificiales que permiten entubar el fluido de trabajo, para el caso de pozos de extracción con la tubería de toma acoplada a una válvula se puede extraer y conducir el agua o vapor caliente hacia donde se requiera mientras que los pozos de inyección permiten inyectar el agua fría en el reservorio. Debido a la composición química del suelo el agua suele tener altas concentraciones de distintos minerales e incluso suele ir acompañada de algunos gases corrosivos disueltos por lo que las tuberías de toma y todos los equipos que estén en contacto con el agua del reservorio deben ser compatibles con la composición química del fluido de tal manera que se prevenga tanto corrosión como la formación de depósitos y precipitados de sales y silicatos en las paredes de las tuberías [36].

El transporte del calor geotérmico puede realizarse mediante un ciclo abierto o un ciclo cerrado, en los sistemas abiertos el fluido geotérmico entra en contacto directo con la atmósfera en alguna de sus etapas mientras que en los sistemas cerrados el fluido se encuentra aislado físicamente del ambiente en todo momento. Independientemente de la temperatura del yacimiento y de la fase en la que se extraiga el fluido geotérmico (agua caliente, vapor húmedo, vapor seco) en la mayoría de las ocasiones resulta más conveniente que la extracción se realice a través de un ciclo cerrado ya que esto previene la fuga de gases como ácido sulfhídrico o ácido clorhídrico y de minerales como compuestos de azufre y de mercurio que son nocivos para el ambiente, mantiene el equilibrio geoquímico del suelo, requiere menor cantidad de equipos resistentes a la corrosión, requiere de menor mantenimiento, no requiere de abastecimiento continuo de fluido geotérmico, es más seguro para los seres humanos y es más confiable durante su operación [37].

Los yacimientos de baja entalpía se pueden aprovechar para calefacción y para producir agua caliente y vapor para procesos, mediante un intercambiador de calor se eleva la temperatura del agua de consumo hasta el nivel deseado para después ser conducida hacia donde se requiere (Figura 38), [37].

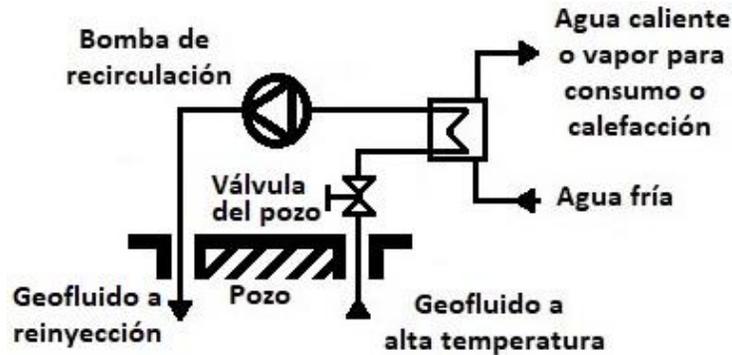


Figura 38. Interconexión de los componentes del sistema geotérmico para la producción de agua caliente y vapor para calefacción o procesos [37].

Los yacimientos de mediana entalpía se pueden aprovechar tanto para la producción de vapor y agua caliente para calefacción y procesos como para la generación de energía eléctrica acoplando un ciclo de potencia especial al sistema que se le conoce como ciclo Rankine Orgánico (Figura 39). Esta variante del ciclo Rankine utiliza fluidos de trabajo orgánicos de bajo punto de ebullición como el isopentano que le permiten producir energía eléctrica a partir de fuentes termales con temperaturas menores a 200 °C, el calor residual del agua de enfriamiento del condensador o del geofluido para reinyección también puede ser empleado para obtener agua caliente para procesos [37].

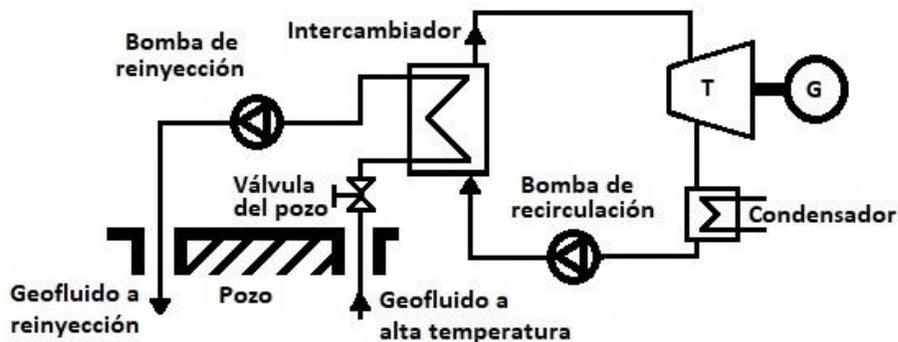


Figura 39. Interconexión de los componentes del sistema geotérmico para la producción de electricidad [37].

Los yacimientos de alta entalpía son aprovechados principalmente para la generación de energía eléctrica a través de ciclos Rankine convencionales y el calor residual del agua de enfriamiento o del geofluido puede servir para producir agua caliente o vapor para procesos y calefacción (Figura 40). En los yacimientos de alta entalpía en donde además de altas temperaturas se pueden encontrar altas presiones el geofluido se puede hacer

pasar directamente a través de una turbina aprovechando tanto la energía térmica como la energía cinética del geofluido, en este caso la turbina debe estar hecha de materiales resistentes a la corrosión que pueda ocasionar la composición del geofluido [37].

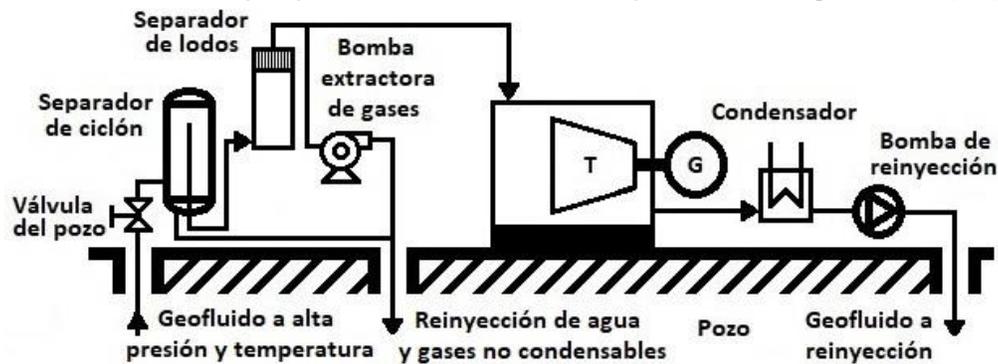


Figura 40. Sistema geotérmico de alta entalpía y alta presión para la producción de electricidad [36].

3.5 Bioenergía

Se le conoce como bioenergía a la energía contenida en la biomasa que es toda aquella materia orgánica que constituye a los seres vivos o que proviene de los seres vivos. La bioenergía tiene su origen en la radiación solar, las plantas mediante la fotosíntesis utilizan la luz solar, los minerales y nutrientes del suelo y el dióxido de carbono presente en la atmósfera para sintetizar moléculas orgánicas que les sirven para crecer y desarrollarse, de esta forma la energía proveniente del sol queda almacenada en forma de energía química en los enlaces de las moléculas que constituyen a la planta y a través de la cadena alimenticia esta energía se va transmitiendo de un ser vivo a otro [38]. Los seres vivos y sus derivados están compuestos principalmente por carbono, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, fósforo y azufre (CHONPS, por sus letras representativas en la tabla periódica de los elementos) y menores cantidades de silicio, calcio, sodio, magnesio, hierro, manganeso, aluminio y cloro, elementos que se encuentran enlazados químicamente entre sí formando sustancias que varían dependiendo del reino en el que se encuentran y que van desde sacáridos y lípidos hasta proteínas. Además, la biomasa suele contener cierto porcentaje de agua que adsorbe de la humedad del ambiente durante su proceso de desarrollo, manejo y transporte. Para aplicaciones energéticas el interés reside en el porcentaje de carbono e hidrógeno contenido en la biomasa ya que esto es lo que determina el poder calorífico de la misma y el poder calorífico que se podría obtener al refinarla mediante procesos termoquímicos, bioquímicos o fisicoquímicos [38]. La biomasa se considera una fuente de energía renovable debido a su capacidad de renovarse continuamente a lo largo del tiempo (siempre y cuando la tasa de explotación no rebase la tasa de regeneración de la misma) y a que sus emisiones netas de carbono a la atmósfera son nulas ya que el carbono que se libera durante su combustión forma parte del ciclo natural de carbono del planeta [38].

El proceso más antiguo y simple de aprovechamiento energético de la biomasa es la combustión directa con la que se obtiene calor para aplicaciones industriales como la producción de vapor o para la producción de energía eléctrica. La combustión de la biomasa se lleva a cabo en cuatro etapas principales: en la primera etapa el agua contenida en la biomasa es evaporada lo cual consume parte de la energía contenida y mantiene en un principio una baja temperatura de combustión; en la segunda etapa la biomasa al ir aumentando su temperatura se va descomponiendo en materia carbonizada y en compuestos volátiles; en la tercera etapa los compuestos volátiles se queman rápidamente aumentando drásticamente la temperatura de la biomasa y en la cuarta etapa se lleva a cabo la combustión de la materia carbonizada restante. Estas cuatro etapas ocurren por separado y en este orden solo en partículas pequeñas de biomasa, en porciones grandes la combustión se desarrolla a diferentes velocidades en las distintas partes de la biomasa lo que hace que en algún momento las cuatro etapas convivan entre sí retroalimentándose y potencializándose entre sí ya que al ir aumentando la concentración de compuestos volátiles va aumentando la temperatura de la flama acelerando las etapas de secado, devolatilización y combustión de la materia carbonizada. La combustión de la biomasa deja como residuos gases productos de la combustión y cenizas compuestas principalmente por minerales y moléculas inorgánicas que no son combustibles [38]. En la Figura 41 se muestra el diagrama de interconexión de los componentes de un sistema de combustión directa de biomasa, antes de la combustión se suelen aplicar procesos de pretratamiento como el secado y la trituración con el fin de mejorar el desempeño de la combustión y en ocasiones se incluyen también procesos químicos como el lavado en agua o en soluciones ácidas o alcalinas para retirar los compuestos metálicos que obstaculizan la transferencia de calor y que disminuyen la temperatura de fusión de la ceniza lo que conlleva a la corrosión interna de la caldera. El fondo de la caldera cuenta con un separador de ceniza y en su parte superior se tiene un filtro de gases corrosivos y gases contaminantes y un recolector de partículas flotantes, el calor obtenido se puede usar para obtener vapor para calefacción, procesos industriales o generación de electricidad y los gases producto de la combustión son expulsados al ambiente. La cantidad de aire que necesaria dentro de la caldera depende del tipo de biomasa que se esté utilizando, por lo general se introduce una cantidad mayor a la estequiométrica ya que es difícil obtener un mezclado correcto de las partículas de biomasa con el aire, en cambio, no es recomendable aumentar la cantidad de aire indiscriminadamente ya que esto disminuye la temperatura dentro de la caldera [38].

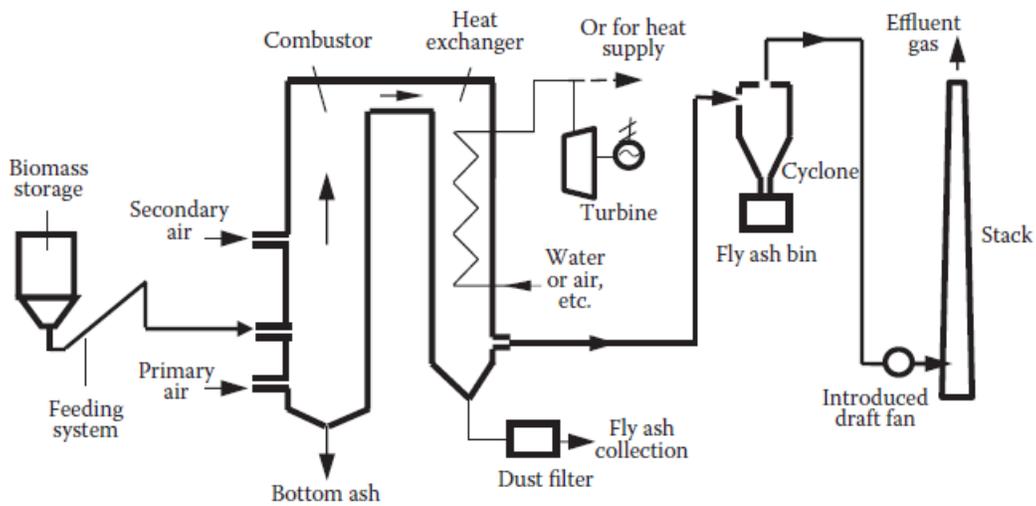


Figura 41. Sistema de combustión directa de biomasa [38].

Los principales procesos termoquímicos de refinación son la gasificación y la pirólisis. El proceso de gasificación consiste en la transformación de la biomasa en productos gaseosos combustibles mediante la adición de calor ante la presencia limitada y controlada de un agente gasificador con propiedades oxidantes tales como el vapor de agua, el dióxido de carbono o el oxígeno (Figura 42). La gasificación dentro del gasificador se divide en cuatro etapas, cada una con su respectiva zona de reacción: en la primera zona se lleva a cabo la etapa de secado en donde un gran porcentaje del contenido de humedad de la biomasa se evapora y se separa debido al calor transferido por los alrededores, ésta humedad se junta con el resto del vapor de agua presente en el gasificador ligado a las etapas posteriores; en la segunda zona la biomasa ante la ausencia de oxígeno y la presencia de calor se descompone en materia carbonizada y en diversas sustancias volátiles compuestas principalmente de carbono e hidrógeno; en la tercera zona los compuestos volátiles y la materia carbonizada reaccionan oxidándose parcialmente debido a la presencia del agente gasificador generando calor, dióxido de carbono y vapor de agua; por último, en la cuarta zona la materia carbonizada presente actúa como catalizador reduciendo el dióxido de carbono y el vapor de agua transformándolos en hidrógeno y monóxido de carbono los cuales en combinación con otras sustancias en menores concentraciones forman un gas combustible que es el producto final de la gasificación, este gas puede ser utilizado en el proceso de obtención de biodiesel o para la obtención de hidrógeno puro o puede ser quemado en una caldera, en un motor de combustión interna o en una turbina de gas para la producción de calor para procesos industriales o para generar energía eléctrica. Antes de ser quemado, el gas debe ser limpiado de partículas flotantes como la ceniza y sustancias como alquitrán, compuestos metálicos, compuestos alcalinos y compuestos gaseosos de azufre, cloro y nitrógeno para evitar daños en los equipos donde se va a aprovechar, el grado de limpieza y la concentración permisible de cada sustancia depende de las especificaciones del equipo en donde se va a quemar el gas [38].

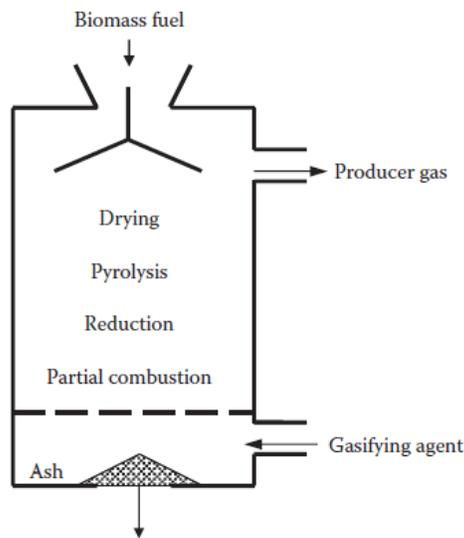


Figura 42. El proceso de gasificación y sus etapas [38].

El proceso de pirólisis consiste en la descomposición de la biomasa en materia carbonizada ante la presencia de calor y la ausencia de oxígeno. La pirólisis como tal es una reacción que ocurre naturalmente durante la combustión directa de la biomasa y los productos que genera son materia carbonizada, aceites combustibles y una mezcla de diversos gases, pero, cuando se logra establecer un control sobre los parámetros involucrados en la reacción para manipular los productos que se generan entonces se puede decir que se tiene un proceso industrial [38]. El proceso de pirólisis puede clasificarse en dos tipos: pirólisis rápida y pirólisis lenta. La pirólisis rápida se caracteriza por producir grandes cantidades de aceite, ésta consiste en suministrar una gran cantidad de calor a partículas pequeñas de biomasa en un periodo de tiempo muy corto haciendo que la descomposición se lleve a cabo en tiempos menores a un segundo, con estas condiciones la mayor parte de la biomasa se convierte rápidamente en gas el cual es extraído, enfriado y condensado rápidamente para convertirlo en aceite. Por otra parte, la pirólisis lenta se caracteriza porque el producto que se obtiene en mayor proporción es materia carbonizada, consiste en suministrar calor a una tasa adecuada de tal manera que la descomposición se lleve a cabo en tiempos del orden de minutos, con estas condiciones se favorece la formación de materia carbonizada, en ocasiones el proceso de adición de calor se suele extender para que el aceite que se llegue a producir se convierta en gas y resulte más fácil su separación (Figura 43). Una variante de la pirólisis lenta es la carbonización en donde la tasa de adición de calor es muy baja dando paso a tiempos de descomposición muy largos haciendo que la mayor parte de los compuestos volátiles se transformen en gas maximizando la cantidad de materia carbonizada producida, esta materia con alto contenido de carbono puede ser empleada como combustible, como aditivo para mejorar los suelos o para otras aplicaciones industriales. Otra variante de la pirólisis lenta es la torrefacción en donde la temperatura del proceso es menor de lo habitual de tal manera que solo se evapora el agua contenida y se desprenden ciertos compuestos volátiles obteniendo como producto una materia sólida con mejores características y más apta para su posterior combustión, gasificación o pirólisis [38].

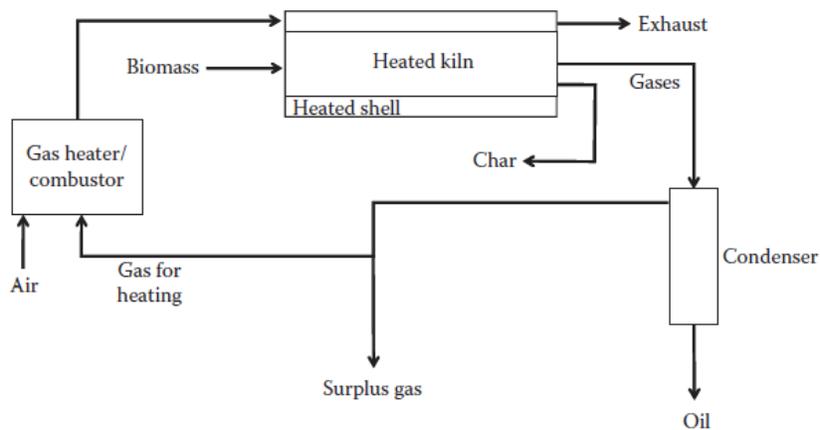


Figura 43. Diagrama de interconexión de los componentes de una planta de pirólisis lenta [38].

Con relación a los procesos bioquímicos de refinación de biomasa el proceso más común es el de digestión anaerobia (Figura 44). La digestión anaerobia consiste en la descomposición de la biomasa por medio de bacterias en ausencia de aire, este proceso consiste en cuatro etapas primordiales: hidrólisis, acidogénesis o fermentación, acetogénesis y metanogénesis. En la hidrólisis ciertas enzimas excretadas por las bacterias descomponen la celulosa, las proteínas, lípidos y carbohidratos en monómeros, oligómeros, aminoácidos, ácidos grasos y azúcares más simples, el tiempo que dura esta etapa depende de la composición de la biomasa ya que algunas moléculas como la celulosa se descomponen más lento que las otras. En la acidogénesis las bacterias digieren los productos de la etapa de hidrólisis convirtiéndolos en acetatos, alcoholes, amoníaco, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y ácidos grasos volátiles como ácido láctico, ácido propanoico, ácido butírico y ácido valérico. En la acetogénesis las bacterias digieren los productos de la acidogénesis convirtiéndolos en ácido acético, dióxido de carbono e hidrógeno. Por último, en la metanogénesis las bacterias convierten los productos de la acetogénesis en agua, metano y dióxido de carbono siendo estos dos últimos los principales componentes del gas producto del proceso al cual se le conoce comúnmente como biogás. Un digestato líquido y un digestato sólido son otros productos que se obtienen del proceso los cuales pueden ser utilizados como fertilizantes para los suelos, sin embargo, antes de su aplicación se deben de someter a algún proceso de digestión aerobia para descomponer el amoníaco retenido en nitratos y así evitar contaminación odorífica. La digestión se puede realizar bajo tres regímenes diferentes: mesófilico (temperatura entre 20 °C y 45 °C), termófilico (temperatura entre 45 °C y 70 °C) y psicrófilico (temperatura menor a 20 °C). Los digestores en régimen mesófilico son los más comunes ya que las bacterias compatibles con estas condiciones de operación se pueden encontrar fácilmente en la naturaleza. Durante el desarrollo del proceso es conveniente mezclar periódicamente la materia dentro del reactor para mantener una fase homogénea y mantener una tasa de digestión aceptable [38].

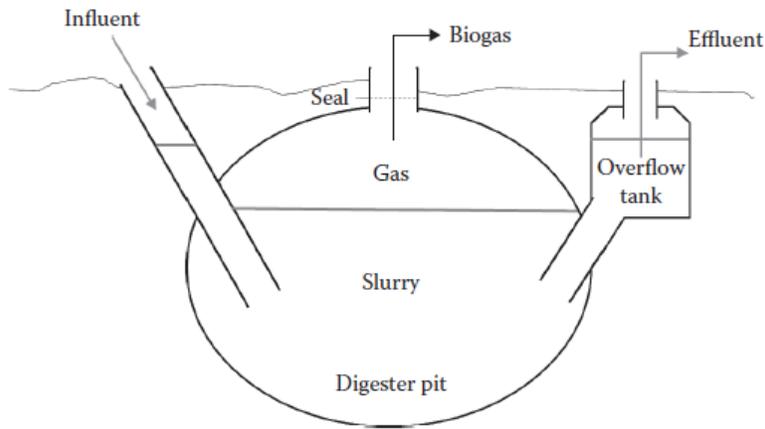


Figura 44. Esquema de un reactor de digestión anaerobia [38].

3.6 Definiciones de energía y electricidad

3.6.1 Factor de capacidad

El factor de capacidad o factor de planta es una medida de la productividad eléctrica de una central. Se define como el cociente de la energía producida por la planta durante un periodo de tiempo entre la energía que produciría la misma planta funcionando continuamente a su capacidad nominal durante el mismo periodo de tiempo [39]. El factor de capacidad puede expresarse como un número de forma adimensional o como una relación porcentual, en la Ecuación 1 se expresa el factor de capacidad como relación porcentual para un periodo de tiempo de un año.

$$(1) F_c [\%] = \frac{E_{GA} \left[\frac{kWh}{yr} \right]}{C_I [kW] \times 24 \left[\frac{h}{d} \right] \times 365 \left[\frac{d}{yr} \right]} \times 100 [\%] = \frac{E_{GA}}{C_I \times 8760}$$

Donde

E_{GA} : Energía generada anualmente.

C_I : Capacidad instalada.

3.6.2 Costo nivelado de la electricidad (LCOE)

El costo nivelado de la electricidad (Levelized Cost of Electricity, LCOE, por sus siglas en inglés) es una medida del costo de la electricidad producida por una central eléctrica. Se define como el cociente de la suma de todos los costos asociados a la central durante su vida económica en valor presente entre la energía total producida en ese mismo periodo [40]. También puede interpretarse como el precio mínimo al que debe venderse la electricidad generada para que no haya pérdidas monetarias. El costo nivelado de la energía se expresa matemáticamente en la Ecuación 2.

$$(2) \quad LCOE \left[\frac{USD}{kWh} \right] = \frac{\sum_{t=1}^{V_E} \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+R)^t} [USD]}{\sum_{t=1}^{V_E} \frac{E_t}{(1+R)^t} [kWh]} = \frac{I_T [USD]}{E_T [kWh]}$$

Donde

I_t : inversión realizada en el año t .

M_t : costos de operación y mantenimiento en el año t .

F_t : costos de los combustibles en el año t .

E_t : cantidad de energía eléctrica generada en el año t .

V_E : número de años de vida económica de la planta.

R : tasa de descuento.

I_T : inversión total durante el ciclo de vida de la planta.

E_T : energía eléctrica total producida durante el ciclo de vida de la planta.

3.6.3 Media ponderada

La media ponderada es una medida de tendencia central que se emplea cuando los datos de un conjunto tienen importancia relativa o “peso” diferente entre ellos. La media ponderada se define mediante la Ecuación 3 [41].

$$(3) \quad \bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^N x_i \times w_i}{\sum_{i=1}^N w_i}$$

Donde

X : media ponderada.

X_i : dato i ésimo del conjunto.

W_i : peso relacionado al dato i ésimo del conjunto.

N : número de datos del conjunto.

4. DESARROLLO

4.1 Ecuaciones para el cálculo de los factores de capacidad promedio de referencia y de la potencia instalada requerida

Algunas de las evaluaciones realizadas requerían de alguna medida de referencia que representara el desempeño de cada tecnología de aprovechamiento de energía renovable en el país, para cubrir este requisito se optó por emplear el factor de capacidad. Con base en datos de capacidad instalada total y generación anual total publicados por la SENER se calcularon los factores de capacidad promedio de cada tipo de tecnología en el país de los 4 años más recientes disponibles (Ecuación 4), (Tablas 6, 7, 8, 9, 10 y 11), [42], [43], [44]. Posteriormente se seleccionó uno de estos valores como referencia para calcular la capacidad instalada necesaria para generar 1 GWh de energía eléctrica al año (Ecuación 5), (Tabla 12).

$$(4) \quad \overline{F_C} = \frac{\sum_{i=1}^n E_{GA,i}}{(\sum_{i=1}^n C_{I,i}) \times 24 \times 365} = \frac{(\sum_{i=1}^n F_{C,i} \times C_{I,i}) \times 24 \times 365}{(\sum_{i=1}^n C_{I,i}) \times 24 \times 365} = \frac{E_{GAT}}{C_{IT} \times 24 \times 365}$$

$$(5) \quad C_I [kW] = \frac{1000000 \left[\frac{kWh}{yr} \right]}{\overline{F_C} [\%] \times 24 \left[\frac{h}{d} \right] \times 365 \left[\frac{d}{yr} \right]} \times 100 [\%]$$

4.2 Suposiciones y ecuaciones para el cálculo de costos totales de instalación y de inversión total

4.2.1 Suposiciones generales

A partir de los costos relacionados a proyectos de infraestructura en energías renovables reportados en las Manifestaciones de Impacto Ambiental (MIA) disponibles en el sistema de consulta de trámites de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (ver Anexo A) se estimaron los costos totales de instalación (CTI, todos los costos involucrados en la construcción de la central eléctrica para que esta pueda estar lista para entrar en operación), los costos anuales totales de operación y mantenimiento (O&MAT) y la inversión total a realizar durante el ciclo de vida económica de la planta (I_T, suma de todos los costos asociados a la planta durante su ciclo de vida).

En todos los casos se tiene la suposición base que los costos reportados corresponden a un valor del dinero del año en el que se ingresaron los proyectos al sistema de la SEMARNAT. Los costos reportados en pesos en las MIA fueron convertidos a dólares con base en el tipo de cambio establecido por el Banco de México en la fecha de ingreso del proyecto al sistema de trámites de la SEMARNAT [45]. En los casos que lo ameritan,

el tipo de cambio y otros detalles en relación con los costos reportados se especifican en la sección de observaciones de cada tabla.

En la Tabla 4 se muestran los años de vida económica considerados para realizar los cálculos de las inversiones totales que son los mismos años empleados por la IRENA al realizar las estimaciones de costos de sus reportes anuales (Anexo I de la Referencia [40]). Para el cálculo de las inversiones totales se empleó un costo medio ponderado del capital (Weighted Average Cost of Capital o WACC, por sus siglas en inglés, también conocida como la tasa de descuento en la definición del LCOE) del 7.5% que es el mismo porcentaje empleado por la IRENA al realizar sus estimaciones de costos para países pertenecientes a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) (Anexo I de la referencia [40]).

En todos los casos se consideró que los costos totales de instalación se invirtieron en el año cero y que el costo del combustible que usa cada tecnología es nulo por lo que las únicas inversiones que se realizan durante la vida económica son las relacionadas a la operación y mantenimiento de la central.

<i>Tabla 4. Años de vida económica por tipo de tecnología [40].</i>	
TECHNOLOGY	ECONOMIC LIFE (YEARS)
WIND POWER	25
SOLAR PV	25
CSP	25
HYDROPOWER	30
BIOMASS FOR POWER	20
GEOTHERMAL	25

4.2.2 Ecuaciones generales

Tomando en consideración la definición del LCOE y las consideraciones establecidas, la inversión total se puede calcular a partir de los costos totales de instalación y los costos de O&M anuales totales en valor presente (Ecuación 6).

$$(6) \quad I_T = CTI + \sum_{t=1}^{V_E} \frac{O\&M_{AT,t}}{(1 + 0.075)^t} = CTI + O\&M_{AT} \times \sum_{t=1}^{V_E} \frac{1}{(1 + 0.075)^t}$$

Observando la suma de la Ecuación 6 se puede deducir que si se desarrolla este operador se obtiene una constante numérica K_{VE} para cada número de años de vida económica, esta constante K_{VE} en producto con los costos de O&M anuales totales equivalen a los costos de O&M totales a invertir durante el ciclo de vida económica de la central (Ecuación 7). El valor de las constantes K_{VE} para cada número de años de vida económica se detalla en las Ecuaciones 8, 9 y 10.

$$(7) \quad I_T[USD] = CTI[USD] + O\&M_{AT}\left[\frac{USD}{yr}\right] \times K_{VE}[yr] = CTI + O\&M_T$$

$$(8) \quad K_{20}[yr] = \sum_{t=1}^{20} \frac{1}{(1 + 0.075)^t} = 10.194$$

$$(9) \quad K_{25}[yr] = \sum_{t=1}^{25} \frac{1}{(1 + 0.075)^t} = 11.147$$

$$(10) \quad K_{30}[yr] = \sum_{t=1}^{30} \frac{1}{(1 + 0.075)^t} = 11.81$$

Por su parte, los costos de O&M anuales totales se pueden desglosar en costos de O&M anuales fijos y costos variables que dependen de la energía eléctrica generada (Ecuación 11).

$$(11) \quad O\&M_{AT}\left[\frac{USD}{yr}\right] = O\&M_{AF}\left[\frac{USD}{yr}\right] + O\&M_V\left[\frac{USD}{kWh}\right] \times E_{GA}\left[\frac{kWh}{yr}\right]$$

Si se considera que los costos de O&M anuales totales son proporcionales al costo total de instalación como en la Ecuación 12 entonces junto con la Ecuación 7 se pueden obtener las Ecuaciones 13 y 14 con las que se puede calcular la inversión total y el costo total de instalación para estos casos.

$$(12) \quad P[yr^{-1}] = \frac{O\&M_{AT}\left[\frac{USD}{yr}\right]}{CTI[USD]}$$

$$(13) \quad I_T = CTI + P \times CTI \times K_{VE}$$

$$(14) \quad CTI = \frac{I_T}{1 + P \times K_{VE}}$$

4.2.3 Suposiciones y ecuaciones para el cálculo de costos de la energía solar fotovoltaica

De acuerdo a la consultora alemana deea Solutions y a la sociedad británica Solar Trade Association, en los mercados de países pertenecientes a la OCDE el costo de O&M de centrales solares comprende entre un 20% y un 25% del LCOE [46], [47]. Desnormalizando dicho valor se obtiene que los costos de O&M totales durante el ciclo de vida económica de la planta ($O\&M_T$) corresponden de la misma forma entre un 20% y un 25% de la inversión total. En el presente trabajo para los costos relacionados a la energía solar fotovoltaica se considera que el costo de O&M equivale al 23% del LCOE, o bien, que los costos de O&M totales comprenden el 23% de la inversión total (Ecuación 15), (Ecuación 16).

$$(15) \quad O\&M \left[\frac{USD}{kWh} \right] = 0.23 \times LCOE \left[\frac{USD}{kWh} \right] = 0.23 \times \frac{I_T [USD]}{E_T [kWh]}$$

$$(16) \quad O\&M_T [USD] = O\&M \left[\frac{USD}{kWh} \right] \times E_T [kWh] = 0.23 \times I_T [USD]$$

Con base en la Ecuación 6 que establece que los costos de O&M anuales totales se pueden calcular a partir de los costos de O&M totales y la constante K_{VE} (Ecuación 17).

$$(17) \quad O\&M_{AT} = \frac{O\&M_T}{K_{VE}} = \frac{0.23 \times I_T}{K_{VE}}$$

Con las Ecuaciones 7 y 17 junto con el valor de K_{VE} correspondiente a los años de vida económica de centrales solares fotovoltaicas (25 años, K_{25}) se obtuvieron las relaciones de las Ecuaciones 18 y 19 las cuales expresan que con base en el porcentaje de 23% considerado se tiene que los costos totales de instalación corresponden al 77% de la inversión total y que los costos de O&M anuales totales corresponde al 2.2% del costo total de instalación respectivamente. En la Tabla 13 se reportan los resultados de las estimaciones realizadas a los proyectos fotovoltaicos considerados.

$$(18) \frac{CTI}{I_T} = \frac{I_T - O\&M_{AT} \times 11.147}{I_T} = \frac{\frac{11.147}{0.23} \times O\&M_{AT} - 11.147 \times O\&M_{AT}}{\frac{11.147}{0.23} \times O\&M_{AT}} = \frac{77}{100} = 0.77$$

$$(19) \frac{O\&M_{AT}}{CTI} = \frac{O\&M_{AT}}{I_T - 11.147 \times O\&M_{AT}} = \frac{O\&M_{AT}}{\frac{11.147}{0.23} \times O\&M_{AT} - 11.147 \times O\&M_{AT}} = 0.0268$$

4.2.4 Suposiciones y ecuaciones para el cálculo de costos de la energía eólica

Para las estimaciones de costos de los parques eólicos con costos incompletos se consideró que el costo de O&M anual equivale al 2% del costo total de instalación (P=0.02) ya que es una relación porcentual intermedia que se encuentra dentro del rango de porcentajes de proyectos que si cuentan con la información de costos completa (costos totales de instalación y costos anuales totales de O&M), en estos casos la inversión total se calculó a partir de la Ecuación 13 con el valor de K_{VE} correspondiente a los años de vida económica para parques eólicos (25 años, K_{25}). Para el caso del proyecto con referencia PE6 el costo total de instalación se calculó a partir de la Ecuación 14. En la Tabla 14 se reportan los resultados de las estimaciones realizadas a los parques eólicos considerados.

4.2.5 Suposiciones y ecuaciones para el cálculo de costos de la energía hidráulica de pequeña escala

Para proyectos hidroeléctricos de pequeña escala se consideró que el costo anual de O&M es aproximadamente el 4% del costo total de instalación (P=0.04) basándose en la experiencia de la IRENA (Anexo II de la referencia [40]). La inversión total del proyecto seleccionado se calculó con la Ecuación 13 con el valor de K_{VE} correspondiente a los años de vida económica para centrales hidroeléctricas (30 años, K_{30}). En la Tabla 15 se reportan los resultados de las estimaciones realizadas al proyecto hidroeléctrico seleccionado.

4.2.6 Suposiciones y ecuaciones para el cálculo de costos de la energía geotérmica

Para campos geotérmicos se consideraron costos de O&M anuales de 115 dólares por kilowatt de potencia instalada con base en la experiencia de la IRENA (Anexo I de la referencia [40]). La inversión total del proyecto considerado se calculó a partir de la Ecuación 13 con el valor de K_{VE} correspondiente a los años de vida económica para centrales geotermoeléctricas (25 años, K_{25}) y con la potencia de la central indicada en la MIA (26 MW). En la Tabla 16 se reportan los resultados de las estimaciones realizadas al proyecto geotermoeléctrico seleccionado.

4.2.7 Suposiciones y ecuaciones para el cálculo de costos de la energía a partir de la combustión de biomasa residual sólida (bagazo)

Para proyectos de electricidad a partir de la combustión de biomasa residual sólida (bagazo) se consideraron que los costos fijos anuales de O&M equivalen al 3.2% del costo total de instalación (suponiendo que la inversión CAPEX es igual al costo total de instalación) y que los costos variables de O&M son de 4.75 dólares por megawatt hora de electricidad producida (mitad del rango), todo con base en los costos para bioenergía para calderas empleados por la IRENA en su reporte de costos (Tabla 5), [40].

$$(20) I_T = CTI + (O\&M_{AF}[USD] + O\&M_V[\frac{USD}{MWh}] \times E_{GA}[MWh]) \times K_{VE}$$

Tabla 5. Costos de O&M para bioenergía por tipo de tecnología. [40]		
COUNTRY	FIXED O&M (% OF CAPEX/YEAR)	VARIABLE O&M (2018 USD/MWH)
STOKER/BFB/CFB BOILERS	3.2	4.25-5.24
GASIFIER	3-6	4.25
ANAEROBIC DIGESTER	2.1-3.2	4.68
	2.3-7	
LANDFILL GAS	11-20	n.a

La inversión total calculada a partir de los costos totales de instalación, de los costos fijos anuales de O&M ($O\&M_{AF}$) y de los costos variables de O&M ($O\&M_V$) se expresa en la Ecuación 20 la cual es básicamente la Ecuación 7 pero con los costos fijos y variables de O&M desglosados. Sustituyendo la definición del factor de capacidad y la relación porcentual considerada ($O\&M_{AF}$ equivalente al 3.2% del CTI) se obtiene la Ecuación 21 y despejando esta última ecuación se obtiene la Ecuación 22 con la cual se calculó el costo total de instalación del proyecto considerado con el valor del factor de capacidad promedio de referencia correspondiente a la combustión de biomasa residual sólida (bagazo), la potencia de la central indicada en la MIA (20 MW), los costos de O&M variables considerados y el valor de K_{VE} correspondiente a los años de vida económica para centrales de electricidad a partir de biomasa (20 años, K_{20}). En la Tabla 17 se reportan las estimaciones realizadas al proyecto de combustión considerado.

$$(21) I_T = CTI + (0.032 \times CTI + O\&M_V \times \overline{F_C} \times C_I \times 8760) \times K_{VE}$$

$$(22) \quad CTI = \frac{I_T - 8760 \times O\&M_V \times \overline{F_C} \times C_I \times K_{VE}}{1 + 0.032 \times K_{VE}}$$

4.2.8 Suposiciones y ecuaciones para el cálculo de costos de la energía a partir de la combustión de biogás

Para proyectos de electricidad a partir de la combustión de biogás se consideraron los costos fijos anuales de O&M equivalentes al 2.65% del costo total de instalación (suponiendo que la inversión CAPEX es igual al costo total de instalación) y que los costos variables de O&M son de 4.68 dólares por megawatt hora de electricidad producida (mitad del rango), todo con base en los costos para bioenergía para reactores de digestión anaerobia de la Tabla 5. El costo total de instalación se calculó con la Ecuación 22 pero con la relación porcentual de 2.65% y los parámetros correspondientes al biogás. En la Tabla 18 se reportan las estimaciones realizadas al proyecto de biogás considerado.

4.3 Ecuaciones para realizar la evaluación del costo total de instalación promedio

Con base en los costos totales de instalación de la sección 4.2, la potencia de la central reportada en las MIA correspondientes y la Ecuación 23 se estimó el costo por kilowatt instalado (CKI) promedio para cada tipo de tecnología (Tablas 19, 20, 21, 22, 23 y 24). Posteriormente con los valores calculados de potencia instalada requerida de la Tabla 12 se estimó para cada tipo de tecnología el costo total de instalación de una planta que genera 1 GWh de electricidad al año y se asignaron las puntuaciones (Tabla 25).

$$(23) \quad \overline{CKI} \left[\frac{USD}{kW} \right] = \frac{\sum_{i=1}^n CKI_i \left[\frac{USD}{kW} \right] \times C_{I,i} [kW]}{\sum_{i=1}^n C_{I,i} [kW]} = \frac{\sum_{i=1}^n CTI_i [USD]}{\sum_{i=1}^n C_{I,i} [kW]}$$

Donde

CKI_i: Costo por kilowatt instalado del proyecto *i*.

4.4 Ecuaciones para realizar la evaluación del costo nivelado de la electricidad generada promedio (LCOE)

A partir de las inversiones totales de la sección 4.2, los factores de capacidad promedio de referencia de la Tabla 12, la potencia de la central indicada en las MIA correspondientes, los años de vida económica de la Tabla 4, una tasa de descuento de 7.5% y la Ecuación 26 se estimó el costo nivelado de la energía promedio de cada tipo de tecnología y se asignaron puntuaciones conforme a la metodología (Tablas 26, 27, 28, 29, 30, 31 y 32). Al igual que en el cálculo de la inversión total, la suma del denominador que se emplea para el cálculo de la electricidad generada durante el ciclo

de vida económica de la central se puede descomponer en el producto de una energía anual promedio equivalente con la constante numérica K_{VE} . La energía anual promedio equivalente se calculó a partir de los factores de capacidad de referencia los cuales se consideraron como los factores de capacidad promedio de las centrales durante todo su ciclo de vida económica.

$$(24) \quad LCOE = \frac{I_T}{E_T} = \frac{I_T}{\sum_{t=1}^{V_E} \frac{E_t}{(1+0.075)^t}} = \frac{I_T}{E_{GA} \times \sum_{t=1}^{V_E} \frac{1}{(1+0.075)^t}}$$

$$(25) \quad LCOE \left[\frac{USD}{kWh} \right] = \frac{I_T [USD]}{E_{GA} \left[\frac{kWh}{yr} \right] \times K_{VE} [yr]} = \frac{I_T [USD]}{\overline{F}_C \times C_I [kW] \times 24 [h] \times 365 \times K_{VE}}$$

$$(26) \quad \overline{LCOE} = \frac{\sum_{i=1}^n I_{T,i} [USD]}{\overline{F}_C \times (\sum_{i=1}^n C_{I,i} [kW]) \times 24 [h] \times 365 \times K_{VE}}$$

4.5 Ecuaciones para realizar la evaluación de la superficie de ocupación promedio

Con base en los factores de superficie de ocupación reportados por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL, por sus siglas en inglés) del Departamento de Energía del gobierno de los Estados Unidos de América para la energía solar fotovoltaica, energía eólica, energía hidráulica y energía geotérmica, y con las estimaciones de factor de superficie de ocupación promedio calculados con la Ecuación 27 mediante los datos de superficie de ocupación y de potencia de la central de proyectos de electricidad a partir de la combustión de biomasa residual sólida (bagazo) y de la combustión de biogás extraídos de las MIA correspondientes, junto con los valores calculados de potencia instalada requerida de la Tabla 12 se estimó para cada tipo de tecnología el espacio físico requerido por una planta que genera 1 GWh de electricidad al año y se asignaron puntuaciones conforme a la metodología (Tablas 33, 34, 35 y 36), [48].

$$(27) \quad \overline{F}_{SO} \left[\frac{m^2}{kW} \right] = \frac{\sum_{i=1}^n F_{SO,i} \times C_{I,i}}{\sum_{i=1}^n C_{I,i}} = \frac{\sum_{i=1}^n SO_i [m^2]}{\sum_{i=1}^n C_{I,i} [kW]}$$

Donde

SO_i: Superficie de ocupación del proyecto i.

4.6 Método empleado para realizar la evaluación del tiempo de vida útil

Con base en los intervalos de vida útil reportados en los Estados Financieros Consolidados de la CFE que fueron determinados por técnicos especializados en el área para centrales geotérmicas, hidroeléctricas, de vapor, de combustión interna y de turbogas y con la superposición de distintos intervalos encontrados en la literatura para las centrales solares fotovoltaicas y parques eólicos se compararon los rangos de tiempo de vida útil de cada tipo de tecnología y se asignaron puntuaciones conforme a la metodología (Tablas 37, 38, 39 y 40), [49], [50], [51], [52], [53]. Para el caso de las centrales eléctricas de combustión de biomasa y de biogás se consideró que tienen los mismos años de vida útil que una central de vapor y que una central de combustión interna respectivamente ya que son similares entre sí y en ambas relaciones se utilizan los mismos equipos para la combustión y la generación de electricidad.

4.7 Ecuaciones para realizar la evaluación del tiempo promedio de retorno de inversión

Cuando la ganancia acumulada desde el inicio de operación de una central eléctrica hasta cierto tiempo es equivalente a la inversión inicial se dice que la inversión ha retornado, al periodo de tiempo que tiene que pasar para que esto ocurra se le conoce como tiempo de retorno de inversión. Para el caso del presente estudio la inversión inicial serían los costos totales de instalación y la ganancia se calcularía a partir de los ingresos anuales por la venta de electricidad en el punto de interconexión de la central y los egresos que son los costos anuales totales de O&M. Matemáticamente, el monto retornado anualmente se expresa mediante la Ecuación 28.

$$(28) \quad R_A \left[\frac{USD}{yr} \right] = \frac{\sum_{t=1}^{V_E} \frac{(IVE_t - O\&M_{AT,t})}{(1 + 0.075)^t}}{V_E} = \frac{(IVE - O\&M_{AT}) \times K_{VE}}{V_E}$$

Donde

IVE_t : ingresos en el año t por la venta de electricidad.

$O\&M_{AT,t}$: costos totales de operación y mantenimiento durante el año t .

IVE : ingreso anual en valor presente por la venta de electricidad.

$O\&M_{AT}$: costos anuales totales de operación y mantenimiento en valor presente.

R_A : monto de retorno anual.

Si los ingresos anuales se expresan como el producto del precio local promedio anual de la electricidad (PLE) con la energía eléctrica anual promedio y si se utiliza la definición del LCOE extendida (Ecuación 7 sustituida en la Ecuación 25) para dejar los costos de O&M anuales totales en función de otros parámetros se obtiene la Ecuación 29.

$$(29) \quad R_A = \frac{(PLE[\frac{USD}{kWh}] \times E_{GA}[kWh] - (\frac{\overline{LCOE} \times E_{GA} \times K_{VE} - CTI}{K_{VE}})) \times K_{VE}}{V_E}$$

Si en la Ecuación 29 se distribuye la constante K_{VE} , los costos totales de instalación se expresan como el producto del costo por kilowatt instalado promedio con la capacidad instalada y se sustituye la definición del factor de capacidad promedio se obtiene la Ecuación 30.

$$(30) \quad R_A = \frac{(PLE \times \overline{F_C} \times C_I \times 8760 \times K_{VE}) - (\overline{LCOE} \times \overline{F_C} \times C_I \times 8760 \times K_{VE}) + (\overline{CKI} \times C_I)}{V_E}$$

Finalmente, dividiendo el costo total de instalación entre la Ecuación 30 se obtuvo la Ecuación 31 y eliminando términos semejantes de ésta última se obtuvo la Ecuación 32 que ya no depende de la capacidad instalada y que se utilizó para calcular el tiempo promedio de retorno de inversión de cada tipo de tecnología. Para una mejor apreciación de los resultados se consideró un precio local promedio anual de la electricidad de 0.22 dólares por kilowatt hora. En la Tabla 41 se reportan los resultados obtenidos y las puntuaciones asignadas de acuerdo a la metodología.

$$(31) \quad A_{RI}[yr] = \frac{CTI[USD]}{R_A[\frac{USD}{yr}]} = \frac{\overline{CKI} \times C_I}{\frac{((PLE - \overline{LCOE}) \times \overline{F_C} \times 8760 \times K_{VE}) + \overline{CKI}}{V_E} \times C_I}$$

$$(32) \quad A_{RI}[yr] = \frac{\overline{CKI} \times V_E}{((PLE - \overline{LCOE}) \times \overline{F_C} \times 8760 \times K_{VE}) + \overline{CKI}}$$

5. RESULTADOS

5.1 Factores de capacidad promedio de referencia y potencia instalada requerida

Tabla 6. Factores de Capacidad Calculados Energía Solar Fotovoltaica (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Año	Generación Anual [GWh]	Potencia Instalada [MW]	Factor de Capacidad [%]
2014	135.49	114.16	13.55
2015	190.26	170.24	12.76
2016	214.79	388.61	6.31
2017	1,149.60	673.74	19.48

Tabla 7. Factores de Capacidad Calculados Energía Eólica (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Año	Generación Anual [GWh]	Potencia Instalada [MW]	Factor de Capacidad [%]
2014	6,426.25	2,036.42	36.02
2015	8,745.15	2,805.12	35.59
2016	10,462.57	3,735.42	31.97
2017	10,619.66	4,198.98	28.87

Tabla 8. Factores de Capacidad Calculados Energía Hidroeléctrica (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Año	Generación Anual [GWh]	Potencia Instalada [MW]	Factor de Capacidad [%]
2014	38,822.36	12,429.00	35.66
2015	30,891.54	12,488.50	28.24
2016	30,909.34	12,588.99	28.03
2017	31,847.66	12,642.29	28.76

Tabla 9. Factores de Capacidad Calculados Energía Geotérmica (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Año	Generación Anual [GWh]	Potencia Instalada [MW]	Factor de Capacidad [%]
2014	5,999.65	813.40	84.20
2015	6,330.98	925.60	78.08
2016	6,148.29	908.60	77.25
2017	6,041.19	925.60	74.51

Tabla 10. Factores de Capacidad Calculados Combustión de Biomasa Residual Sólida (Bagazo) (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Año	Generación Anual [GWh]	Potencia Instalada [MW]	Factor de Capacidad [%]
2014	1,220.76	599.18	23.26
2015	1,187.26	670.18	20.22
2016	1,276.37	798.34	18.25
2017	1,528.61	827.10	21.10

Tabla 11. Factores de Capacidad Calculados Biogás (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Año	Generación Anual [GWh]	Potencia Instalada [MW]	Factor de Capacidad [%]
2014	191.33	85.26	25.62
2015	203.57	80.80	28.76
2016	194.84	83.17	26.74
2017	355.46	168.91	24.02

Tabla 12. Factores de Capacidad Promedio de Referencia y Potencia Instalada Requerida (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Tecnología	Año	Factor de Capacidad de Referencia [%]	Potencia Instalada Requerida [kW]
Solar F.V.	2017	19.48	586.065
Eólica	2016	31.97	357.027
Hidráulica	2017	28.76	396.961
Geotérmica	2014	84.20	135.575
C.B.R.S.	2017	21.10	541.080
Biogás	2017	26.74	426.863

5.2 Costos totales de instalación e inversión total

Nota: En todas las tablas de costos contenidas en esta sección los números en negritas son costos estimados mientras que los números sin resaltar son costos extraídos directamente de las MIA.

Tabla 13. Estimaciones de Costos Energía Solar Fotovoltaica (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Referencia Anexo A	CTI [USD]	O&M A [USD]	IT [USD]	Observaciones
[SFV1]	\$46,200,000	\$1,238,160	\$60,000,000	Ninguna.
[SFV2]	\$30,300,000	\$812,040	\$39,351,810	Ninguna
[SFV3]	\$1,766,871	\$47,352	\$2,294,706	T.C.: \$19.56 [M.N./USD] al 09/10/2019.
[SFV4]	\$40,000,000	\$1,072,000	\$51,949,584	Ninguna
[SFV5]	\$4,667,000	\$125,076	\$6,061,218	Se excluye costo de renta de motores y abandono.
[SFV6]	\$24,446,012	\$655,153	\$31,749,004	Ninguna.

Tabla 14. Estimaciones de Costos Energía Eólica (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Referencia Anexo A	CTI [USD]	O&M Anual [USD]	IT [USD]	O&M _{AT} /CTI [%]	Observaciones
[PE1]	\$88,878,655	\$1,777,573	\$108,693,262	2.00	Ninguna
[PE2]	\$215,779,506	\$3,354,942	\$253,177,044	1.55	O&M anual reportado en pesos en p. 494 del pdf de la MIA y convertido a dólares usando el tipo de cambio reportado en MIA. T.C.: \$18.98 [M.N./USD] al 20/06/2019
[PE3]	\$107,254,000	\$2,145,080	\$131,165,207	2.00	Ninguna
[PE4]	\$54,959,100	\$920,245	\$65,217,076	1.67	T.C.: \$19.56 [M.N./USD] al 27/11/2019
[PE5]	\$154,573,884	\$4,183,556	\$201,207,979	2.71	T.C.: \$20.09 [M.N./USD] al 29/08/2019
[PE6]	\$478,529,098	\$9,570,582	\$585,212,376	2.00	Debido a magnitud del monto reportado y al referirlo como "inversión total" se consideró como la misma. T.C.: \$19.07 [M.N./USD] al 30/07/2019

Tabla 15. Estimaciones de Costos Energía Hidráulica de Pequeña Escala (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Referencia Anexo A	CTI [USD]	O&M Anual [USD]	IT [USD]	Observaciones
[HE1]	\$16,351,613	\$654,065	\$24,076,114	Suma de subtotales reportados en pesos y convertido a T.C.: \$19.56 [M.N./USD] al 06/09/2019

Tabla 16. Estimaciones de Costos Energía Geotérmica (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Referencia Anexo A	CTI [USD]	O&M Anual [USD]	IT [USD]	Observaciones
[GT1]	\$79,200,000	\$2,990,000	\$112,529,530	Incluye exploración y perforación de pozos.

Tabla 17. Estimaciones de Costos Combustión de Biomasa Residual Sólida (Bagazo) (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Referencia Anexo A	CTI [USD]	O&M Anual [USD]	IT [USD]	Observaciones
[CB1]	\$20,971,003	\$846,647	\$29,601,722	T.C.: \$18.58 [M.N./USD] al 14/03/2018

Tabla 18. Estimaciones de Costos Combustión de Biogás (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Referencia Anexo A	CTI [USD]	O&M Anual [USD]	IT [USD]	Observaciones
[BG1]	\$11,620,007	\$340,821	\$15,094,340	Debido a la magnitud del monto reportado se considera inversión total. T.C.: \$18.55 [M.N./USD] al 29/06/2016

5.3 Evaluación del costo total de instalación promedio

Tabla 19. Cálculo de CKI Promedio Energía Solar Fotovoltaica (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Referencia Anexo A	CI [MW]	CTI [USD]
[SFV1]	50.00	\$46,200,000
[SFV2]	28.00	\$30,300,000
[SFV3]	1.10	\$1,766,871
[SFV4]	30.00	\$40,000,000
[SFV5]	4.00	\$4,667,000
[SFV6]	20.16	\$24,446,012
Suma Total	133.26	\$147,379,883
CKI Promedio [USD/kW]		\$1,106

Tabla 20. Cálculo de CKI Promedio Energía Eólica (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Referencia Anexo A	CI [MW]	CTI [USD]
[PE1]	83.60	\$88,878,655
[PE2]	198.00	\$215,779,506
[PE3]	76.23	\$107,254,000
[PE4]	50.40	\$54,959,100
[PE5]	151.80	\$154,573,884
[PE6]	351.00	\$478,529,098
Suma Total	911.03	\$1,099,974,244
CKI Promedio [USD/kW]	\$1,207	

Tabla 21. Cálculo de CKI Promedio Energía Hidráulica de Pequeña Escala (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Referencia Anexo A	CI [MW]	CTI [USD]
[HE1]	9.00	\$16,351,613
CKI Promedio [USD/kW]	\$1,817	

Tabla 22. Cálculo de CKI Promedio Energía Geotérmica (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Referencia Anexo A	CI [MW]	CTI [USD]
[GT1]	26.00	\$79,200,000
CKI Promedio [USD/kW]	\$3,046	

Tabla 23. Cálculo de CKI Promedio Combustión de Biomasa Residual Sólida (Bagazo) (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Referencia Anexo A	CI [MW]	CTI [USD]
[CB1]	20.00	\$20,971,003
CKI Promedio [USD/kW]	\$1,049	

Tabla 24. Cálculo de CKI Promedio Combustión de Biogás (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Referencia Anexo A	CI [MW]	CTI [USD]
[BG1]	3.00	\$11,620,007
CKI Promedio [USD/kW]	\$3,873	

Tabla 25. Resultados de la Evaluación del Costo Total de Instalación Promedio (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

<i>Tecnología</i>	CKI Promedio [USD/kW]	Potencia Instalada Requerida [kW]	CTI [USD]	Ranking	Puntuación
Geotérmica	\$3,046	135.57	\$412,981	1°	1
Eólica	\$1,207	357.03	\$431,073	2°	2
C.B.R.S.	\$1,049	541.08	\$567,349	3°	3
Solar F.V.	\$1,106	586.06	\$648,163	4°	4
H.P.E.	\$1,817	396.96	\$721,218	5°	5
Biogás	\$3,873	426.86	\$1,653,384	6°	6

5.4 Evaluación del costo nivelado de la electricidad generada promedio (LCOE)

Tabla 26. Cálculo del LCOE Promedio Energía Solar Fotovoltaica (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Referencia Anexo A	CI [MW]	IT [USD]
[SFV1]	50.00	\$60,000,000
[SFV2]	28.00	\$39,351,810
[SFV3]	1.10	\$2,294,706
[SFV4]	30.00	\$51,949,584
[SFV5]	4.00	\$6,061,218
[SFV6]	20.16	\$31,749,004
Suma Total	133.26	\$191,406,321
Factor de capacidad de referencia		0.1948
Vida Económica [años]		25
K_{VE}		11.147
LCOE Promedio [USD/kWh]		\$0.076

Tabla 27. Cálculo del LCOE Promedio Energía Eólica (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Referencia Anexo A	CI [MW]	IT [USD]
[PE1]	83.60	\$108,693,262
[PE2]	198.00	\$253,177,044
[PE3]	76.23	\$131,165,207
[PE4]	50.40	\$65,217,076
[PE5]	151.80	\$201,207,979
[PE6]	351.00	\$585,212,376
Suma Total	911.03	\$1,344,672,943
Factor de capacidad de referencia		0.3197
Vida económica [años]		25
K_{VE}		11.147
LCOE Promedio [USD/kWh]		\$0.047

Tabla 28. Cálculo del LCOE Promedio Energía Hidráulica de Pequeña Escala (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Referencia Anexo A	CI [MW]	IT [USD]
[HE1]	9.00	\$24,076,114
Factor de capacidad de referencia		0.2876
Vida económica [años]		30
K_{VE}		11.81
LCOE Promedio [USD/kWh]		\$0.090

Tabla 29. Cálculo del LCOE Promedio Energía Geotérmica (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Referencia Anexo A	CI [MW]	IT [USD]
[GT1]	26.00	\$112,529,530
Factor de capacidad de referencia		0.8420
Vida económica [años]		25
K_{VE}		11.147
LCOE Promedio [USD/kWh]		\$0.053

*Tabla 30. Cálculo del LCOE Promedio Combustión de Biomasa Residual Sólida (Bagazo)
(Elaboración: Carlos Canales, 2020)*

Referencia Anexo A	CI [MW]	IT [USD]
[CB1]	20.00	\$29,601,722
Factor de capacidad de referencia		0.2110
Vida económica [años]		20
K_{VE}		10.194
LCOE Promedio [USD/kWh]		\$0.079

Tabla 31. Cálculo del LCOE Promedio Biogás (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Referencia Anexo A	CI [MW]	IT [USD]
[BG1]	3.00	\$15,094,340
Factor de capacidad de referencia		0.2674
Vida económica [años]		20
K_{VE}		10.194
LCOE Promedio [USD/kWh]		\$0.211

*Tabla 32. Resultados de la Evaluación del LCOE Promedio
(Elaboración: Carlos Canales, 2020)*

Tecnología	LCOE Promedio [USD/kWh]	Ranking	Puntuación
Eólica	\$0.047	1°	1
Geotérmica	\$0.053	2°	2
Solar F.V.	\$0.076	3°	3
C.B.R.S.	\$0.079	4°	4
H.P.E.	\$0.090	5°	5
Biogás	\$0.211	6°	6

5.5 Evaluación de la superficie de ocupación promedio

Tabla 33. Estimación del Factor de Superficie Combustión de Biomasa Residual Sólida (Bagazo) (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Referencia Anexo A	CI [MW]	Superficie de Ocupación [m ²]	Observaciones
[CB1]	20.00	6,533	Superficie total de afectación del proyecto (p. 93 del pdf de la MIA).
[CB2]	50.00	15,604	Ninguna
[CB3]	80.00	23,227	Superficie de ocupación obtenida del resolutivo emitido por la SEMARNAT. Se consideró solamente el espacio a ocupar dentro del predio sin contar el derecho de vía de la línea de transmisión externo.
[CB4]	40.00	20,500	Ninguna
Suma Total	190.00	60,139	
Factor de Superficie Promedio [m²/kW]	0.347		

Tabla 34. Estimación del Factor de Superficie Biogás (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Referencia Anexo A	CI [MW]	Superficie de Ocupación [m ²]	Observaciones
[BG2]	2.86	3,273	Superficie de ocupación obtenida del resolutivo emitido por la SEMARNAT. Se considera el espacio ocupado por la planta y la tubería de conducción.
[BG3]	2.50	16,000	Potencia de la central obtenida del resolutivo emitido por la SEMARNAT. Se considera la superficie a ocupar.
[BG4]	3.60	14,661	Superficie ocupada por biodigestores, contenedores de materia prima, cuarto eléctrico, generadores y almacen de partes.
Suma Total	8.96	33,934	
Factor de Superficie Promedio [m²/kW]	3.788		

Tabla 35. Factores de Superficie de Ocupación reportados por NREL. [49]

Tecnología	Factor de superficie [MW/km ²]	Factor de superficie [m ² /kW]	Observaciones señaladas por NREL
Solar F.V.	50	20	Espacio ocupado por los paneles e inversores.
Eólica	5	200	Espacio dentro del parque eólico.
Hidráulica	1,000	1	Espacio ocupado por obras civiles de hidroeléctricas del tipo agua fluuyente (sin área inundada).
Geotérmica	500	2	Espacio ocupado por la planta, tuberías de conducción y las plataformas de pozos.

Tabla 36. Resultados de la Evaluación de la Superficie de Ocupación Promedio (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Tecnología	Factor de superficie [m ² /kW]	Potencia Instalada Requerida [kW]	Superficie de Ocupación [m ²]	Ranking	Puntuación
C.B.R.S.	0.35	541.08	188	1°	1
Geotérmica	2.00	135.57	271	2°	2
H.P.E.	1.00	396.96	397	3°	3
Biogás	3.79	426.86	1,617	4°	4
Solar F.V.	20.00	586.06	11,721	5°	5
Eólica	200.00	357.03	71,405	6°	6

5.6 Evaluación del tiempo de vida útil

Tabla 37. Años de vida útil de diferentes centrales eléctricas [50].

Tipo de Central	Rango [años]	Vida útil de referencia (mitad del rango) [años]
Hidroeléctrica	40 a 80	60.00
Geotérmica	27 a 50	38.50
Vapor	34 a 75	54.50
Combustión interna	34 a 75	54.50
Turbo gas	34 a 75	54.50

Tabla 38. Años de vida útil
Energía Solar Fotovoltaica

Referencia	Rango [años]
ABM, [50]	20 a 25
ASES, [51]	25 a 30
Superposición	20 a 30
Vida útil de referencia	25

Tabla 39. Años de vida útil
Energía Eólica

Referencia	Rango [años]
ACCIONA, [52]	20 a 30
DEA, [53]	20 a 25
Superposición	20 a 30
Vida útil de referencia	25

Tabla 40. Resultados de la Evaluación del Tiempo de Vida Útil
(Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Tecnología	Vida útil [años]	Ranking	Puntuación
H.P.E.	60.00	1°	1
C.B.R.S.	54.50	2°	2
Biogás	54.50	2°	2
Geotérmica	38.50	3°	3
Eólica	25.00	4°	4
Solar F.V.	25.00	4°	4

5.7 Evaluación del tiempo promedio de retorno de inversión

Tabla 41. Resultados de la Evaluación del Tiempo Promedio de Retorno de Inversión (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Tecnología	CKI [USD/kW]	LCOE [USD/kWh]	Factor de capacidad	PLE [USD/kWh]	Kve	Vida económica [años]	ARI [años]	Ranking	Puntuación
Geotérmica	\$3,046	\$0.053	0.8420	0.22	11.147	25	4.53	1°	1
Eólica	\$1,207	\$0.047	0.3197	0.22	11.147	25	4.57	2°	2
C.B.R.S.	\$1,049	\$0.079	0.2110	0.22	10.194	20	5.65	3°	3
Solar F.V.	\$1,106	\$0.076	0.1948	0.22	11.147	25	7.17	4°	4
H.P.E.	\$1,817	\$0.090	0.2876	0.22	11.810	30	9.58	5°	5
Biogás	\$3,873	\$0.211	0.2674	0.22	10.194	20	18.91	6°	6

5.8 Evaluación de competitividad

Tabla 42. Resultados de la Evaluación de Competitividad (Elaboración: Carlos Canales, 2020)

Tecnología	Puntuación CTI Promedio	Puntuación LCOE Promedio	Puntuación Superficie de Ocupación Promedio	Puntuación Tiempo de Vida Útil	Puntuación Tiempo Promedio de Retorno de Inversión	Puntuación Final	Ranking Final
Geotérmica	1	2	2	3	1	9	1°
C.B.R.S.	3	4	1	2	3	13	2°
Eólica	2	1	6	4	2	15	3°
H.P.E.	5	5	3	1	5	19	4°
Solar F.V.	4	3	5	4	4	20	5°
Biogás	6	6	4	2	6	24	6°

6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados de las evaluaciones de costos estuvieron sujetos a la información disponible para proyectos recientes dentro del territorio mexicano lo cual pudo provocar cierto porcentaje de error debido a la cantidad de datos disponibles, a su exactitud y a la fecha de referencia de algunos datos ya que los costos de bioenergía más recientes disponibles corresponden al año 2018 para el caso de la combustión de biomasa residual sólida (bagazo) y al año 2016 para el caso de la combustión de biogás. Otro aspecto importante es la escala de los proyectos ya que centrales eléctricas de gran escala tienden a tener costos por kilowatt instalado y valores de LCOE más bajos que proyectos de pequeña o mediana escala, sin embargo, los proyectos de donde se extrajeron los datos de costos (con excepción de algunos proyectos eólicos) caen dentro de valores de potencia de entre 1 y 50 MW (pequeña y mediana escala) por lo que se pueden considerar equiparables los costos obtenidos.

En casi todas las evaluaciones el factor de capacidad tuvo un impacto considerable en los resultados obtenidos. Para las energías renovables el factor de capacidad de las centrales eléctricas depende fuertemente de la intermitencia del recurso renovable del sitio donde se instale la central, del uso de sistemas de control para la adaptación a las variaciones de intensidad y/o dirección del recurso renovable y de la relación entre la intensidad del recurso y las condiciones nominales de operación. Los factores de capacidad promedio de referencia se tomaron como valores representativos de las condiciones y características típicas o comunes de los recursos renovables potencialmente aprovechables que se pueden encontrar en el país. Los criterios que se emplearon para seleccionar el valor del factor de capacidad de referencia se detallan a continuación.

-Energía solar fotovoltaica: se seleccionó el factor de capacidad del año 2017 ya que estadísticamente es el dato que se encuentra menos afectado por el incremento anual en la capacidad instalada con respecto al año anterior y por lo tanto se puede considerar como el dato más representativo de las condiciones del recurso en el país.

-Energía eólica: se seleccionó el factor de capacidad del año 2016 ya que en dicho año ya se cuenta con diversidad de parques eólicos instalados y distribuidos en todo el territorio mexicano asegurando una mayor representatividad del valor. Además, se evitó seleccionar datos relacionados con años en los que hubo fenómenos geológicos extraordinarios que interrumpieron y afectaron la producción de energía anual de algunos parques eólicos del país (actividad sísmica en el centro y sur del país durante el mes de septiembre del año 2017).

-Energía hidráulica: se seleccionó el factor de capacidad del año 2017 ya que además de que el cambio porcentual en capacidad instalada fue mínimo con respecto al año anterior (+0.4%) las precipitaciones de dicho año coinciden con el año más cálido en el mundo desde que se tiene registro y ante un escenario futuro de cambio climático y de disminución de precipitaciones en el país es probable que las nuevas hidroeléctricas que se construyan se enfrenten durante su vida útil a condiciones de precipitación similares a las ocurridas en este año seleccionado y, por lo tanto, a factores de capacidad similares [54], [3].

-Energía geotérmica: se seleccionó el factor de capacidad del año 2014 ya que estadísticamente es el dato que se encuentra menos afectado por el cambio anual en la capacidad instalada con respecto al año anterior y por lo tanto se puede considerar como el dato más representativo del desempeño de esta. Además, se evitó seleccionar factores de capacidad relacionados a años en donde se sacaron de operación algunas unidades generadoras debido a labores de mantenimiento (2016 y 2017).

-Combustión de biomasa residual sólida (bagazo): se seleccionó el factor de capacidad del año 2017 ya que además de que el cambio porcentual en capacidad instalada fue mínimo con respecto al año anterior (+3.6%) las precipitaciones de dicho año coinciden con el año más cálido en el mundo desde que se tiene registro y ante un escenario futuro de cambio climático, de disminución de precipitaciones en el país y debido a que la disponibilidad de biomasa depende de la cantidad de precipitaciones y de los patrones del clima que hay en el país es probable que las nuevas plantas de combustión de biomasa que se construyan se enfrenten durante su vida útil a condiciones de disponibilidad de biomasa similares a las ocurridas en este año seleccionado y, por lo tanto, a factores de capacidad similares [54], [3].

-Combustión de biogás: se seleccionó el factor de capacidad del año 2016 ya que además de que el cambio porcentual en capacidad instalada fue mínimo con respecto al año anterior (+2.9%) las precipitaciones de dicho año coinciden con el tercer año más cálido en el mundo desde que se tiene registro y ante un escenario futuro de cambio climático, de disminución de precipitaciones en el país y debido a que el biogás se produce a partir de biomasa y la disponibilidad de biomasa depende de la cantidad de precipitaciones y de los patrones del clima que hay en el país es probable que las nuevas plantas de biogás que se construyan se enfrenten durante su vida útil a condiciones de disponibilidad de biomasa similares a las ocurridas en este año seleccionado y, por lo tanto, a producción de biogás y factores de capacidad similares [54], [3].

6.1 Costo total de instalación promedio

A pesar de que en los mercados eléctricos el costo por kilowatt instalado suele usarse como un indicador guía al momento de planear inversiones en centrales eléctricas, desde el punto de vista energético este no es un criterio suficiente. Con la metodología empleada se necesitaba comparar el costo total de la “cantidad” de instalación necesaria por cada tipo de tecnología para satisfacer una misma necesidad energética, esto obligó a incluir en el análisis una demanda de energía a satisfacer de referencia y el desempeño de cada uno de los tipos de centrales con lo que se logró apreciar que un costo por kilowatt instalado muy bajo no es garantía de tener mayor competitividad ya que algunos tipos de centrales producen más energía con menor cantidad de kilowatts de potencia instalada. A esto se debe que tecnologías con muy bajo costo por kilowatt instalado como la solar fotovoltaica o la de combustión de biomasa residual sólida hayan sido superadas por tecnologías como la geotérmica que llegan incluso a triplicar el costo unitario de instalación. En otras palabras, desde un punto de vista monetario, con ciertos tipos de tecnologías se puede obtener una central que satisfaga tus necesidades energéticas por una menor inversión inicial. En general, aquellas tecnologías con un costo por kilowatt instalado bajo y un alto factor de capacidad tienden a ser las más competentes en este rubro.

El costo por kilowatt instalado depende, además de aspectos económicos, de aspectos tecnológicos ligados a su fabricación y construcción. Una central eléctrica que cuentan con técnicas de construcción bien desarrolladas y poco complejas y que utilicen equipos que tengan procesos de fabricación bien desarrollados y escalados tienden a tener un costo por kilowatt instalado más bajo. Por ejemplo, la tecnología ligada a la combustión de biomasa residual sólida (turbinas de vapor, calderas acuotubulares) al llevar más de 100 años de existencia en el mercado mundial es tecnología muy madura y con un alto grado de desarrollo haciendo que tenga un costo unitario bajo. Otro tipo de tecnología que también se considera madura y también lleva más de 100 años en el mercado mundial es la ligada a la energía hidráulica, sin embargo, debido al requerimiento de una mayor cantidad de obras civiles y a que la construcción de estas requiere en general de un mayor grado de complejidad el costo por kilowatt instalado es mayor que el de la tecnología de combustión de biomasa. A pesar de ser las tecnologías con menor tiempo de estancia en el mercado, las mejoras realizadas en los últimos años en los procesos de fabricación de los módulos fotovoltaicos y las mejoras en la fabricación e instalación de turbinas eólicas han hecho que el costo por unidad de potencia instalada de la energía solar fotovoltaica y la energía eólica se encuentre entre los tres más bajos. En cuanto a la energía geotérmica la necesidad de realizar perforaciones en el subsuelo y, en ocasiones, de tener grandes redes de tuberías hace que a pesar de llevar poco más de medio siglo desarrollándose el costo por unidad de potencia instalada sea alto. La electricidad a partir de la combustión de biogás resultó ser el tipo de tecnología con el

costo por kilowatt instalado más alto debido a la necesidad de equipos complementarios extra como los reactores de digestión anaerobia, las zonas de tratamiento de los sustratos residuales y el sistema de lavado del biogás (Figura 45).

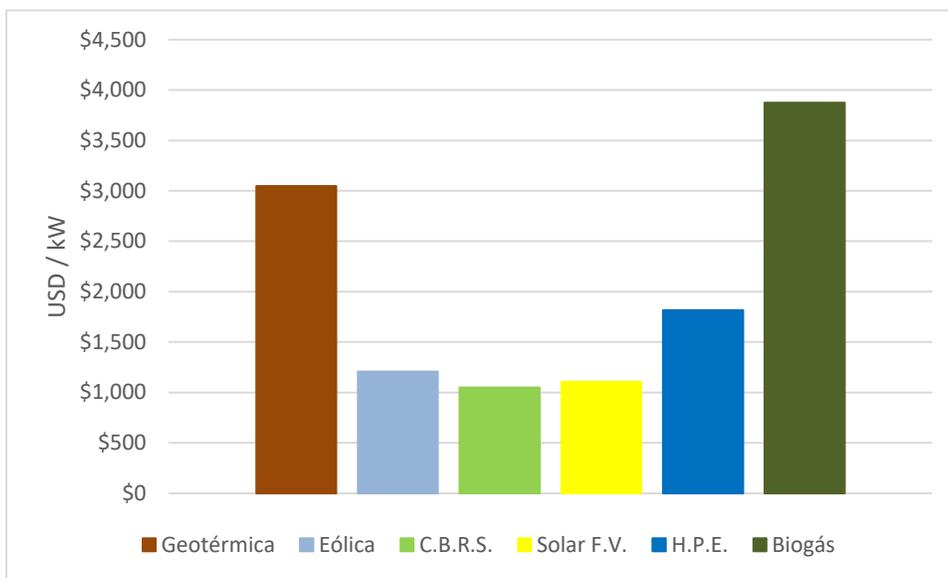


Figura 45. Costo por kilowatt instalado calculado por tipo de tecnología.

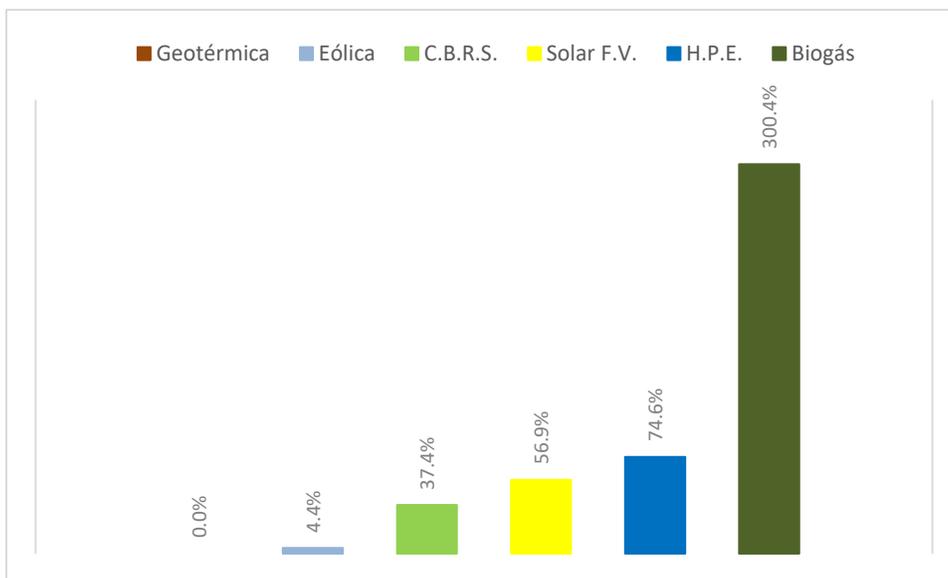


Figura 46. Diferencia porcentual del costo total de instalación de cada tipo de tecnología con respecto a la tecnología con el costo total de instalación más bajo.

Como se puede observar en la Figura 46, la diferencia entre el costo total de instalación de la energía eólica con respecto a la energía geotérmica no es tan significativa por lo que se puede intuir que aquellos parques eólicos que aprovechen un recurso renovable de alta calidad y que tengan una buena planeación e ingeniería económico-financiera podrían llegar a tener costos de instalación tan competitivos como los de las instalaciones geotérmicas para satisfacer las demandas energéticas del país.

6.2 LCOE promedio

Mediante la Ecuación 20 y la Ecuación 25 se puede hacer que la relación matemática del LCOE quede expresada únicamente en función de costos unitarios (costo por kilowatt instalado, costo de O&M por kilowatt instalado para los costos anuales fijos y costo de O&M por unidad de energía generada para los costos variables) con lo cual se puede deducir que el LCOE no depende estrictamente de la capacidad instalada (Ecuaciones 33, 34 y 35).

$$(33) \quad LCOE = \frac{I_T}{E_{GA} \times K_{VE}} = \frac{CTI + (O\&M_{AF} + O\&M_V \times E_{GA}) \times K_{VE}}{\bar{F}_C \times C_I \times 8760 \times K_{VE}}$$

$$(34) \quad LCOE = \frac{CKI \times C_I + ((O\&M_{AFU} \times C_I) + (O\&M_V \times \bar{F}_C \times C_I \times 8760)) \times K_{VE}}{\bar{F}_C \times C_I \times 8760 \times K_{VE}}$$

$$(35) \quad LCOE = \frac{CKI \left[\frac{USD}{kW} \right] + (O\&M_{AFU} \left[\frac{USD}{kW} \right] + O\&M_V \left[\frac{USD}{kWh} \right] \times \bar{F}_C \times 8760) \times K_{VE}}{\bar{F}_C \times 8760 \times K_{VE}}$$

Entre más bajo sea el LCOE más competente será la central eléctrica. Observando la Ecuación 35 se puede deducir que el LCOE de una central tenderá a ser bajo si sus costos por kilowatt instalado y de O&M son bajos y si su factor de capacidad y sus años de vida económica son altos. De la misma forma, costos de instalación y de O&M considerablemente bajos como en la energía eólica o factores de capacidad considerablemente altos como en la energía geotérmica pueden llegar a hacer que el LCOE sea altamente competitivo independientemente de los demás parámetros. En la Figura 47 se puede observar que la tecnología con que tiende a tener el LCOE más bajo es la energía eólica.

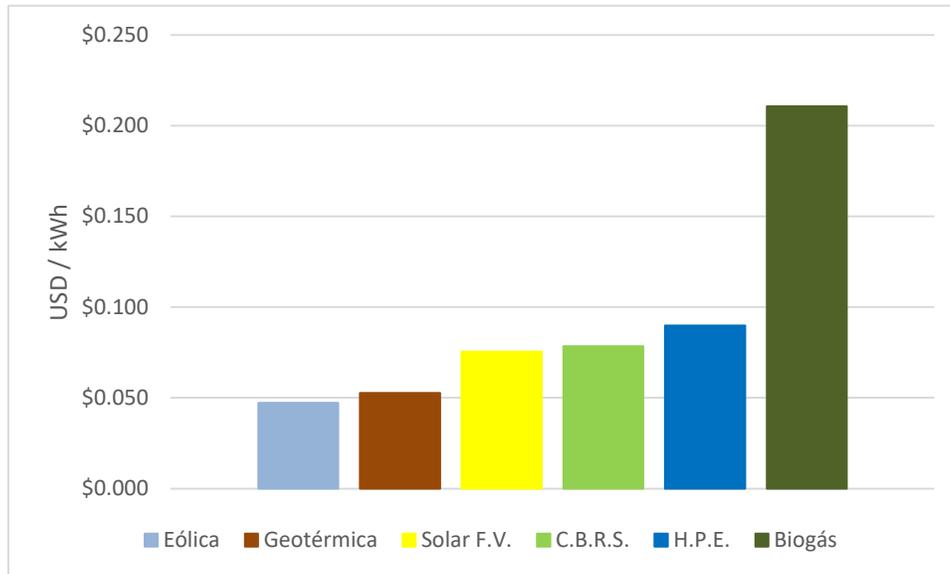


Figura 47. LCOE promedio calculado por tipo de tecnología.

Otro factor de importancia en el cálculo del LCOE es la tasa de descuento o WACC, entre más baja sea esta tasa más bajo será el LCOE. Una tasa baja corresponde a proyectos que se desarrollan en países o entornos con escenarios de bajo riesgo financiero para este tipo de proyectos, es decir, en lugares donde se cuentan con políticas económicas estables, regulación apropiada en materia energética e incluso políticas públicas que fomentan el desarrollo y uso de energías renovables tales como instrumentos financieros o incentivos fiscales. Los valores del LCOE reportados en este estudio son aproximados ya que la tasa de descuento empleada en este estudio corresponde a la tasa promedio de los países pertenecientes a la OCDE (organización de la cual México forma parte) y considera solo los efectos de la inflación y excluye la influencia de otros factores como el medio de financiamiento, impuestos y subsidios. Un análisis más detallado con mayor cantidad de datos de costos y que considere más aspectos económico-financieros obtendrá valores de LCOE más certeros.

6.3 Superficie de ocupación promedio

Los resultados de esta evaluación dependieron del factor de superficie de ocupación y del factor de capacidad. El factor de superficie de ocupación depende de aspectos tecnológicos como la eficiencia y el diseño geométrico de los equipos y las obras civiles, no obstante, los equipos y las obras civiles están diseñados de acuerdo a la intensidad, la densidad energética y el comportamiento natural de los recursos renovables que aprovechan por lo que se puede decir que este factor también depende de este rubro.

El factor más pequeño corresponde a las centrales eléctricas de combustión de biomasa residual sólida (bagazo) ya que a pesar del área requerida para el almacenamiento del bagazo las geometrías de algunos equipos tienden a ser verticales (tolva de alimentación y caldera) y otros tienden a ser lineales (bandas transportadoras del bagazo, tuberías de vapor) lo cual hace que el espacio ocupado por los mismos tienda a ser mínimo. Además, el diseño de estos equipos y sus medios de interconexión permiten integrar toda la instalación en espacios reducidos y sin comprometer la accesibilidad para maniobras de mantenimiento haciendo que la obra civil (casa de máquinas) sea igual reducida. El segundo factor de superficie más pequeño corresponde a la energía hidráulica de pequeña escala, este tipo de tecnología si bien requiere de una mayor cantidad de obras civiles que otros tipos de energía la mayoría de estas obras o tienden a ser lineales para el caso de las centrales “al filo de agua” o tienden a ser compactas para el caso de las centrales de agua fluyente y al no ser capaces de almacenar el agua su impacto por área inundada es mínimo o nulo. En cuanto a la energía geotérmica, a pesar de que la superficie ocupada por la obra civil en donde se encuentran los equipos de generación (turbina, condensadores, subestación) es similar a la superficie ocupada por las casas de máquinas de las centrales de combustión de biomasa residual sólida, la necesidad de construcción de plataformas para los pozos geotérmicos y de redes de tuberías para transportar el fluido geotérmico entre los pozos productores e inyectores y la casa de máquinas incrementa la superficie de ocupación de este tipo de centrales. Aunque existe gran similitud entre la superficie de ocupación de los equipos de generación de las centrales de biogás y las centrales de combustión de biomasa residual sólida, el espacio ocupado por los equipos complementarios como los biodigestores y las zonas de tratamiento de sustratos residuales hizo que el factor de superficie del biogás fuera mayor. El factor de superficie de la energía solar fotovoltaica resulta ser de los más altos debido a la relativa baja eficiencia de conversión de los equipos y a la necesidad de espaciado entre módulos fotovoltaicos y entre módulos y objetos externos para evitar que se generen sombras que perjudiquen la producción de energía. La energía eólica es el tipo de energía con el factor de superficie más alto debido a la necesidad de arrendar grandes extensiones de terreno con el fin de evitar modificaciones en los mismos que afecten la dinámica de flujo de los vientos de la región y se vea alterada la producción de energía en el parque eólico (Figura 48). De manera similar a otras evaluaciones, a pesar

de que algunos tipos de energía tenían un factor de superficie menor al incorporar el factor de capacidad y realizar una comparación entre plantas con la misma productividad anual las relaciones de superficie de ocupación entre tecnologías se vieron modificadas. Al igual que en otras evaluaciones, el alto factor de capacidad de la energía geotérmica hizo que este tipo de energía superara a tecnologías con menor factor de superficie como la energía hidráulica de pequeña escala (Figura 49).

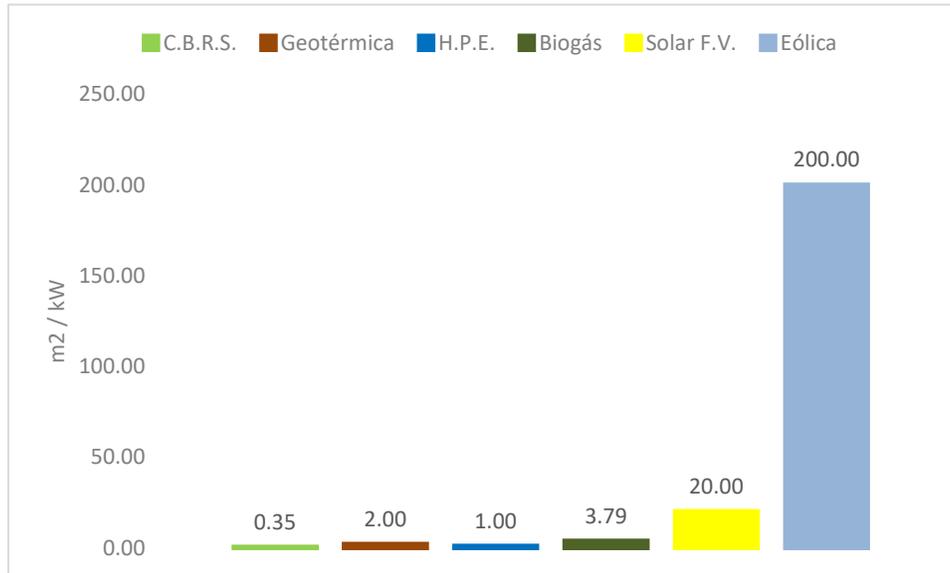


Figura 48. Factor de superficie de ocupación por tipo de tecnología.

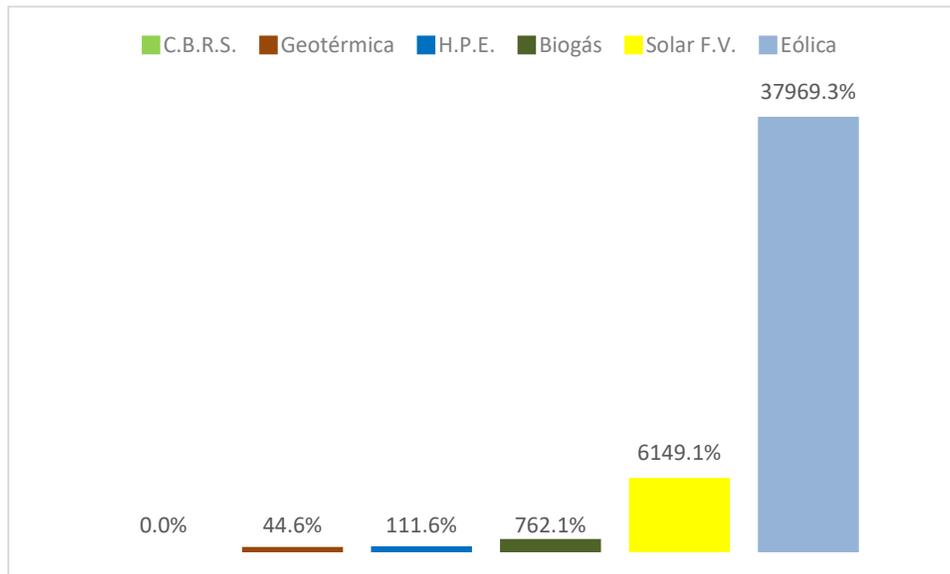


Figura 49. Diferencia porcentual de la superficie de ocupación de cada tipo de tecnología con respecto a la tecnología con la menor superficie de ocupación.

6.4 Tiempo de vida útil

La vida útil de una central eléctrica es aquel lapso de tiempo en el que todos los equipos e infraestructura que componen la central han sido renovados, modernizados o restaurados al menos una vez después de haber alcanzado un estado de obsolescencia, es decir, un estado en el que ya no pueden realizar su función de manera correcta. En la práctica, la vida útil depende de varios factores como la calidad de los materiales de los equipos, las horas efectivas de uso, las condiciones de operación, las protecciones eléctricas y físicas de los equipos y de la calidad y periodicidad de las tareas de mantenimiento de la central por lo que, si se opera toda la central en condiciones adecuadas, se cuentan con equipos de buena calidad y el mantenimiento es altamente profesional la vida útil tenderá a ser longeva. A pesar de esto, existen ciertos límites físicos de tiempo en donde por naturaleza y por más acciones de mantenimiento que se realicen los materiales se degradarán a tal grado de volverse obsoletos. En general, los componentes que tienen mayor longevidad son las obras civiles tales como las casas de máquinas o las subestaciones, esta es la principal causa de que las centrales hidroeléctricas tengan vidas útiles tan largas ya que la mayor parte de la infraestructura de las mismas corresponde a obras civiles algunas de las cuales tienden a tener vida útil mayor que las demás (Figura 50). Las centrales de combustión de biomasa residual sólida y las centrales de biogás son muy similares en su construcción a las centrales térmicas convencionales, en este tipo de instalaciones los elementos que más perduran son la casa de máquinas, la obra civil de las subestaciones y los soportes de la línea de transmisión. En cuanto a las centrales geotermoeléctricas, a pesar de que los equipos que utilizan para la generación son muy similares a los de centrales térmicas convencionales, los equipos geotérmicos suelen desgastarse a una mayor velocidad debido a la composición del fluido geotérmico con el que trabajan ya que este suele traer consigo sales minerales, silicatos e incluso compuestos de cloro y azufre disueltos con lo cual los materiales se degradan a una mayor velocidad que si estuvieran trabajando con agua desmineralizada. Además, la vida útil de una central geotermoeléctrica puede verse afectada por factores externos impredecibles como cambios en la actividad geológica local que pueden provocar sismos o un decaimiento temprano del yacimiento. La determinación de los años de vida útil de tecnologías que se han desarrollado y han mejorado rápidamente como las centrales solares fotovoltaicas o los parques eólicos resulta ser algo difícil ya que en la actualidad no ha pasado el tiempo suficiente para poder establecer criterios fijos acerca de este aspecto en las versiones más modernas de estos dos tipos de tecnologías, en cambio, la vida útil promedio de los equipos de generación es comúnmente estimada en 25 años y la infraestructura que se estima tiene mayor duración es la de las subestaciones y las líneas de transmisión.

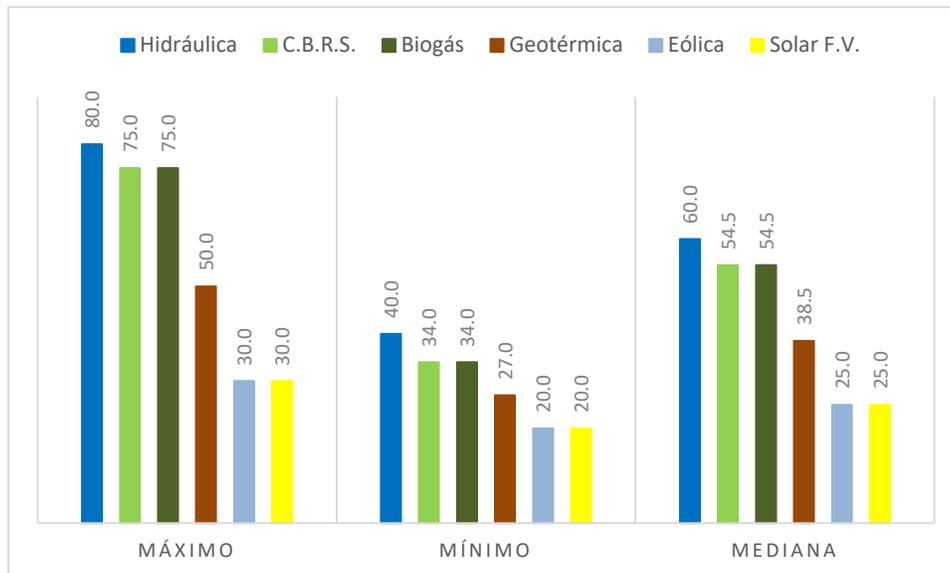


Figura 50. Intervalos de vida útil por tipo de tecnología.

6.5 Tiempo promedio de retorno de inversión

El método empleado en este estudio para calcular el tiempo promedio de retorno de inversión tiene cierto grado de simplicidad ya que además de las suposiciones base realizadas (se genera la misma cantidad de energía eléctrica al año, no hay reinversión de la ganancia) no se consideran impuestos ni incentivos y se excluyen los efectos ocasionados por el medio de financiamiento, la calendarización interanual de los flujos de efectivo y aspectos relacionados a la industria eléctrica nacional como la temporalidad del mercado eléctrico al que esté adscrita la central o la regionalización y sectorización económica de las tarifas eléctricas. No obstante, la comparación hecha con base en la Ecuación 32 tiene validez ya que con esta ecuación matemática se estableció una relación entre el tiempo de retorno de inversión, parámetros característicos de una central como el costo por kilowatt instalado, el factor de capacidad o el LCOE y un parámetro representativo de un mismo mercado eléctrico, es decir, al final se comparó la competitividad entre centrales renovables ante las mismas condiciones.

A menor tiempo de retorno de inversión la central será financieramente más atractiva para construirse y este tiempo de retorno de inversión tenderá a ser menor si el costo por kilowatt instalado, la tasa de descuento (WACC) y el LCOE tienden a ser bajos y si el factor de capacidad tiende a ser alto. Como se puede observar en la Figura 51 la diferencia entre el tiempo de retorno de la energía eólica con respecto al de la energía geotérmica no es muy significativo por lo que se puede intuir que proyectos eólicos que aprovechen un recurso renovable de alta calidad y que tengan una buena planeación e ingeniería económico-financiera pueden llegar a hacer que el tiempo de retorno de inversión sea tan competitivo como el de la energía geotérmica, esto mismo podría

ocurrir entre la energía hidráulica de pequeña escala con respecto a la energía solar fotovoltaica.

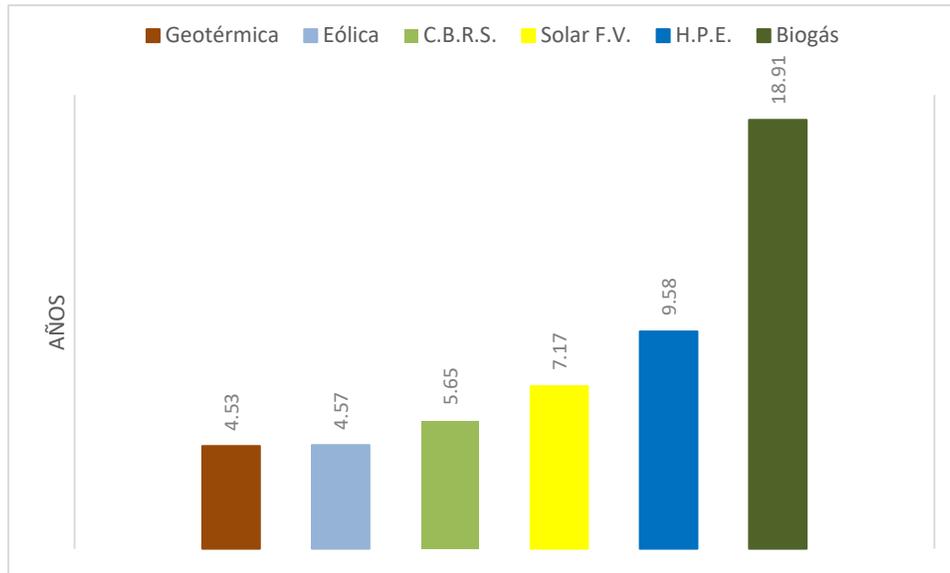


Figura 51. Tiempo promedio de retorno de inversión calculado por tipo de tecnología.

6.6 Evaluación de competitividad

Englobando las evaluaciones realizadas, en la actualidad, la energía geotérmica resultó ser el tipo de energía renovable que tiende a ser más competente y la más propensa de implementarse en las plantas industriales del país ya que al requerirse poca superficie para su construcción la hace poco invasiva y la baja o nula intermitencia del recurso renovable hace que tenga una alta productividad energética haciendo que su relación costo-beneficio sea más favorable que las demás tecnologías. La energía eólica, a pesar de ser altamente competente en aspectos de costos, la gran cantidad de superficie que requiere para su funcionamiento y su relativamente corta vida útil la hace menos propensa que la tecnología de combustión de biomasa residual sólida para implementarse en plantas industriales del país. De manera similar a la energía eólica, el alto requerimiento de superficie y la baja vida útil de la energía solar fotovoltaica hace este tipo de energía tienda a ser menos competente que la energía hidráulica de pequeña escala ante el escenario de implementación en industrias. Los altos costos involucrados en las centrales eléctricas de biogás hacen que ésta sea la menos competente de todas las energías renovables lo cual puede explicar la poca capacidad instalada con la que cuenta el país de este tipo de tecnología.

7. CONCLUSIONES Y TRABAJO A FUTURO

La implementación de energías renovables en plantas industriales es una medida que además de ayudar a México a cumplir sus metas de mitigación del cambio climático determinadas a raíz de la firma del Acuerdo de París ofrece diversas ventajas al sector industrial como el acceso a nuevos mercados como el de la industria eléctrica nacional o el incremento de su sostenibilidad al mejorar su seguridad energética y disminuir su impacto a la atmósfera mediante el aprovechamiento de recursos energéticos renovables locales.

Si bien la factibilidad de llevar a cabo esta implementación es multifactorial, sí se puede hablar de la existencia de ciertas condiciones que facilitan ejecutar esta medida tales como la abundancia de uno o varios recursos renovables de alta calidad en el entorno de la planta, un espacio físico amplio disponible para su ocupación o una gran cantidad de recursos financieros disponibles para su inversión. El aspecto de la disponibilidad de recursos renovables no es un problema en México ya que el país cuenta con abundancia y diversidad de estos en toda su extensión territorial, no obstante, las condiciones de recursos financieros suficientes y de un vasto espacio físico disponible para su ocupación no se tienen en todos los casos por lo que conocer la adaptabilidad de las tecnologías de aprovechamiento de fuentes de energía renovable a plantas industriales es indispensable si se busca implementar esta medida de mitigación.

La competitividad entre energías renovables para implementarse en plantas industriales depende principalmente del potencial de los recursos renovables de la región en donde se evalúen. Sin embargo, existen también ciertas características como los costos, la madurez tecnológica, la naturaleza de comportamiento de cada tipo de recurso renovable y propiedades tecnológicas de los equipos como sus dimensiones y su eficiencia que predisponen a ciertos tipos de energía a ser más competentes que las otras.

Para poder llevar a cabo de manera más efectiva esta medida de mitigación es necesario tener más criterios disponibles como la distribución geográfica de los recursos renovables en el país o la compatibilidad de las instalaciones de la planta industrial con la infraestructura de las centrales renovables la cual se ve influenciada por la distribución de los edificios y los espacios dentro del complejo industrial, las dimensiones de estos edificios, la ubicación o naturaleza de flujo de los recursos renovables y la ubicación del espacio disponible para instalar la central renovable. Teniendo toda esta información extra se tendrían los criterios completos para diseñar y construir instalaciones integradas dentro de plantas industriales que permitan aprovechar fuentes de energía renovable para su uso en los procesos productivos.

REFERENCIAS

- [1] IPCC, *Global Warming of 1.5 °C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5 °C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty* [Masson-Delmote, V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, and T. Waterfield (eds.)], Intergovernmental Panel on Climate Change, 2018.
- [2] UNFCCC, *The Paris Agreement*, 2015.
- [3] DOF, *Programa Especial de Cambio Climático*, México, 2014.
- [4] INECC, *Vulnerabilidad al Cambio Climático en los municipios de México*, México, 2016.
- [5] INECC, SEMARNAT, *Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 1990-2015*, Primera edición, México, 2018.
- [6] *Intended Nationally Determined Contribution Mexico*, México, 2014.
- [7] SENER, *Reporte de Avances de Energías Limpias: Primer Semestre 2018*, México, 2018.
- [8] Kempener, R., Saygin, D., *Renewable Energy in Manufacturing: A technology roadmap for REmap 2030*, IRENA, 2014.
- [9] Armstrong, A., *Clean Energy in Manufacturing: Gaining Ground in the U.S.*, Renewable Energy World, E.U.A., Publicado: 02/11/2015, Consultado: 27/05/2019, Dirección URL: <<https://www.renewableenergyworld.com/articles/2015/11/clean-energy-in-manufacturing-gaining-ground-in-united-states.html>>
- [10] *Sustainable Value Report 2018*, BMW, 2019.
- [11] *Informe de Desarrollo Sustentable 2017*, Grupo BAL, Industrias Peñoles, México, 2017.
- [12] *Informe de Sustentabilidad 2017*, Bio Pappel, México, 2017.
- [13] *Grupo Bimbo, la conversión más importante a energías renovables en la industria alimentaria global*, Comunicados de Grupo Bimbo, México, Publicado: 30/10/2012, Consultado: 28/05/2019, Dirección URL: <<https://grupobimbo.com/es/sala-de-prensa/comunicados/grupo-bimbo-la-conversion-mas-importante-energias-renovables>>

- [14] *Generación de energía eléctrica con biomasa de nopal*, Cooperativa La Cruz Azul, México, Publicado: 08/08/2015, Consultado: 28/05/2019, Dirección URL: <<https://cementocruzazul.com.mx/generacion-de-energia-electrica-con-biomasa-de-nopal/>>
- [15] CEMDA, *Marco jurídico de las energías renovables en México*, México, 2017.
- [16] Delgado, A. K., *Las luchas del viento en el istmo de Tehuantepec*, Periódico El País, México, Publicado: 18/07/2016, Consultado: 29/05/2019, Dirección URL: <https://elpais.com/elpais/2016/07/15/planeta_futuro/1468592019_398642.html>
- [17] Manzo, D., Pérez J., *Inauguran en Oaxaca el Parque Eólico del Sur*, Periódico La Jornada, México, Publicado: 29/05/2019, Consultado: 07/06/2019, Dirección URL: <<https://www.jornada.com.mx/ultimas/2019/05/29/inauguran-en-oaxaca-el-parque-eolico-del-sur-6621.html>>
- [18] León, L., Gómez, M., *Cancelan Chicoasén II, proyecto clave de CFE*, Revista Eje Central, México, Publicado: 25/05/2017, Consultado: 29/05/2019, Dirección URL: <<http://www.ejecentral.com.mx/cancelan-chicoasen-ii-proyecto-clave-de-cfe/>>
- [19] Somos el Medio, *Estas son las comunidades que luchas para no quedar bajo el agua de la Presa El Zapotillo*, Animal Político, México, Publicado: 15/08/2017, Consultado: 29/05/2019, Dirección URL: <<https://www.animalpolitico.com/2017/08/jalisco-zapotillo-presa-comunidades/>>
- [20] Belmont, J., *Sector Salud, líder en obras abandonadas*, Revista Milenio, México, Publicado: 09/05/2019, Consultado: 29/05/2019, Dirección URL: <<https://www.milenio.com/politica/sector-salud-lider-en-obras-abandonadas>>
- [21] Rodríguez, F., *Dinámica de Sistemas*, Primera edición, Editorial Trillas, 1989.
- [22] Ogata, K., *Dinámica de Sistemas*, Primera edición, Prentice-Hall Hispanoamérica, 1987.
- [23] *Energía Solar Fotovoltaica*, Primera edición, Ed. Innovación y Cualificación, 2007.
- [24] Kaushika, N. D., *Solar Photovoltaics: Technology, System Design, Reliability and Viability*, Capital Publishing Company, 2018.
- [25] Mascarós, V., *Instalaciones generadoras fotovoltaicas: Un cambio hacia la sostenibilidad*, Primera edición, Ediciones Paraninfo, 2015.
- [26] Castro, M., Colmenar, A., *Energía Solar Térmica de Baja Temperatura*, Primera edición, Editorial Promotora General de Estudios S.A. (PROGENSA), 2000.
- [27] Castro, M., Colmenar, A., Capiro, J., Guirado, R., *Energía Solar Térmica de Media y Alta Temperatura*, Primera edición, Editorial Promotora General de Estudios S.A. (PROGENSA), 2000.

- [28] Fernández, J. M., *Compendio de Energía Solar: Fotovoltaica, Térmica y Termoeléctrica*, Ediciones AMV, Ediciones MUNDI-PRENSA, 2010.
- [29] Coz, F., Sánchez, T., Ramírez, J., *Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas: una guía para el desarrollo de proyectos*, Primera edición, Editorial ITDG-Perú, 1995.
- [30] Rivkin, D., Liddell, A., Silk, L., *Wind Turbine Systems*, Editorial Jones & Bartlett Learning, 2013.
- [31] Talayero, A. P., Telmo, E., *Energía Eólica*, Primera edición, Editorial Prensas Universitarias de Zaragoza, 2008.
- [32] Spera, D. A., *Wind Turbine Technology: Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering*, Segunda edición, Editorial ASME Press, 2009.
- [33] Uche, J., *La energía en el agua*, Primera edición, Editorial Prensas de la Universidad de Zaragoza, 2013.
- [34] Sanz, F., *Energía hidroeléctrica*, Primera edición, Editorial Prensas Universitarias de Zaragoza, 2008.
- [35] INECEL, *Pequeñas Centrales Hidroeléctricas: Un Intercambio de Información sobre Problemas, Metodologías y Desarrollo*, National Rural Electric Cooperative Association, 1980.
- [36] DiPippo, R., *Geothermal Power Plants: principles, applications, case studies and environmental impact*, Segunda edición, Editorial Butterworth-Heinemann, 2005.
- [37] Glassley, W. W., *Geothermal Energy: Renewable Energy and the Environment*, Primera edición, Editorial CRC Press, 2010.
- [38] Strezov, V., Evans, T. J., *Biomass Processing Technologies*, Primera edición, Editorial CRC Press, 2015.
- [39] SENER, *Inventario Nacional de Energías Limpias*, 2018.
- [40] IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2018*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.
- [41] Triola, M. F., *Estadística*, Décima edición, Editorial Pearson, 2009.
- [42] SENER, *Reporte de Avance de Energías Limpias 2015*, México, 2016.
- [43] SENER, *Reporte de Avance de Energías Limpias 2016*, México, 2017.
- [44] SENER, *Reporte de Avance de Energías Limpias 2017*, México, 2017.

- [45] BANXICO, *Sistema de Información Económica: Mercado Cambiario (Tipos de Cambio)*, Banco de México, México, Dirección URL: <<https://www.banxico.org.mx/tipcamb/main.do?page=tip&idioma=sp>>
- [46] deea, *Report on Solar PV Balance of System Cost Reduction Potential to 2025*, deea Solutions, Frankfurt am Main, 2016.
- [47] STA, *Cost Reduction Potential of Large Scale Solar PV*, Solar Trade Association, London, 2014.
- [48] Mai, T., Wiser, R., Sandor, D., Brinkman, G., Heath, G., Denholm, P., Hostick, D.J., Darghouth, N., Schlosser, A., Strzepek, K., *Exploration of High-Penetration Renewable Electricity Futures*, Vol. 1 of Renewable Electricity Futures Study, Table A-10, NREL/TP-6A20-52409-1. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2012.
- [49] CFE, *Estados Financieros Consolidados 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016*, p. 35, Comisión Federal De Electricidad, México, 2019.
- [50] ABM, ICM, *Mercado de Energía Fotovoltaica de Baja Escala: Generación Distribuida*, Asociación de Bancos de México, Iniciativa Climática de México, México, 2017.
- [51] ASES, *Solar Performance, Buying, Reliability and Maintenance in Photovoltaics: A Review of Practical Solar Information for Investors, Consumers, Engineers and Installers*, American Solar Energy Society, E.U.A, Consultado: 08/01/2020, Dirección URL: <<https://www.ases.org/resources/renewable-energy-home-basics/solar-performance-buying-reliability-and-maintenance-in-photovoltaics/>>
- [52] DEA, *Wind Project Development Roadmap: Procedures, lessons learned and risk assessment*, The Danish Energy Agency, Denmark, 2018.
- [53] ACCIONA, *Wind Turbines*, Acciona, España, Consultado: 08/01/2020, Dirección URL: <<https://www.acciona.com/renewable-energy/wind-power/wind-turbines/>>
- [54] *The 10 Hottest Global Years on Record*, Climate Central, Publicado: 06/02/2019, Consultado: 09/12/2019, Dirección URL: <<https://www.climatecentral.org/gallery/graphics/the-10-hottest-global-years-on-record>>

Anexo A. Claves de los Proyectos en el Sistema de Consulta de Trámites de la SEMARNAT		
Sitio de consulta: https://www.semarnat.gob.mx/gobmx/transparencia/constramite.html		
Energía Solar Fotovoltaica		
Referencia	Clave del Proyecto	Fecha de Ingreso al Sistema
[SFV1]	05CO2019E0004	07/02/2019
[SFV2]	02BC2019E0040	08/07/2019
[SFV3]	03BS2019E0017	09/10/2019
[SFV4]	03BS2019E0015	09/09/2019
[SFV5]	02BC2019E0064	29/11/2019
[SFV6]	01AG2019E0026	02/05/2019
Energía Eólica		
Referencia	Clave del Proyecto	Fecha de Ingreso al Sistema
[PE1]	32ZA2019E0002	13/02/2019
[PE2]	28TM2019E0057	24/06/2019
[PE3]	31YU2019E0031	26/08/2019
[PE4]	05CO2019E0083	27/11/2019
[PE5]	20OA2019E0039	29/08/2019
[PE6]	28TM2019E0075	30/07/2019
Energía Hidráulica de Pequeña Escala		
Referencia	Clave del Proyecto	Fecha de Ingreso al Sistema
[HE1]	11GU2019E0111	06/09/2019
Energía Geotérmica		
Referencia	Clave del Proyecto	Fecha de Ingreso al Sistema
[GT1]	11GU2019E0032	27/02/2019
Combustión de Biomasa Residual Sólida (Bagazo)		
Referencia	Clave del Proyecto	Fecha de Ingreso al Sistema
[CB1]	24SL2018EW010	14/03/2018

[CB2]	200A2015ID139	18/12/2015
[CB3]	23QR2014ED034	06/06/2014
[CB4]	24SL2012ED021	07/11/2012
Biogás		
Referencia	Clave del Proyecto	Fecha de Ingreso al Sistema
[BG1]	01AG2016FD018	29/06/2016
[BG2]	24SL2018ED044	24/08/2018
[BG3]	01AG2015ED009	10/03/2015
[BG4]	02BC2013ED036	27/05/2013