



### **CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN CIENCIAS DE INFORMACIÓN GEOESPACIAL, A.C.**

*CentroGeo*

*Centro Público de Investigación SECIHTI*

---

---

Una aproximación geoespacial para la estimación de la generación de  
energía fotovoltaica en Sonora y la capacidad de consumo del sector privado  
y paraestatal mexicano en 2019.

## TESIS

Que para obtener el grado de

Doctor en Ciencias de Información Geoespacial

*Presenta*

Leonardo Coronado Arvayo

Director de Tesis

Dr. Mauricio Pablo Cervantes Salas

Codirector de Tesis

Dr. José Mauricio Galeana Pizaña

Ciudad de México

2025

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN  
CIENCIAS DE INFORMACIÓN GEOESPACIAL, A.C.  
CentroGeo

Centro Público de Investigación SECIHTI

Una aproximación geoespacial para la estimación de la generación de energía fotovoltaica en Sonora y la capacidad de consumo del sector privado y paraestatal mexicano en 2019.

## TESIS

Que para obtener el grado de

Doctor en Ciencias de Información Geoespacial Presenta

**Leonardo Coronado Arvayo**

Director de Tesis

***Dr. Mauricio Pablo Cervantes Salas***

Codirector de Tesis

***Dr. José Mauricio Galeana Pizaña***

Sinodales

***Dr. Aldo Daniel Jiménez Ortega***

***Dr. David Riveros Rosas***

Examinador Externo

***Dr. Nun Pitalúa Díaz***

Ciudad de México, Agosto, 2025

© CentroGeo. Derechos reservados. El autor otorga a CentroGeo el permiso de reproducir y distribuir copias de esta tesis en su totalidad o en partes.

## Índice

<b>Introducción</b> .....	<b>1</b>
<b>Capítulo 1. Fundamentos básicos de la electricidad generada con energía solar</b> .....	<b>9</b>
1.1. Breve historia de las celdas solares .....	9
<b>1.2. ¿Cómo funciona la energía fotovoltaica?</b> .....	<b>14</b>
1.2.1. Proceso fotovoltaico .....	15
<b>1.3. Sobre los determinantes de la generación óptima de energía fotovoltaica</b> .....	<b>16</b>
<b>1.4. Sobre los beneficios e impactos económicos de invertir en energía fotovoltaica</b> .....	<b>19</b>
<b>1.5. Impactos ambientales de la energía fotovoltaica</b> .....	<b>21</b>
1.5.1. Comparativo de los impactos ambientales de diferentes formas de generación de electricidad .....	22
<b>Capítulo 2: Contexto internacional, nacional y sonorese de la generación de electricidad con energía fotovoltaica</b> .....	<b>27</b>
<b>2.1. Aspectos generales de la generación de energía fotovoltaica a nivel internacional</b> .....	<b>27</b>
2.1.1. Características espaciales para la generación de energía fotovoltaica a nivel internacional .....	29
2.1.2. Mercados internacionales de energía fotovoltaica .....	33
2.1.1.1. Subastas para la venta de energía fotovoltaica .....	35
2.1.1.2. Tarifas y primas para la venta de energía fotovoltaica .....	37
<b>2.2. Características actuales de la generación de energía fotovoltaica en México</b> .....	<b>38</b>
2.2.1. Características espaciales para la generación de energía fotovoltaica en México .....	39
2.2.2. Mercado de energía fotovoltaica en México .....	41
2.2.3. Proyectos actuales para la generación de energía fotovoltaica en México .....	45
<b>2.3. Factores determinantes de la generación de energía fotovoltaica en Sonora</b> .....	<b>48</b>
2.3.1. Determinantes espaciales para la generación de energía fotovoltaica en Sonora .....	48
2.3.2. Mercado de energía fotovoltaica en Sonora .....	49
2.3.3. Proyectos actuales para la generación de energía fotovoltaica en Sonora .....	52
2.3.3.1. Proyecto Abril de Engie .....	52
2.3.3.2. Proyectos Acciona y TUTO ENERGY .....	53
2.3.3.3. Proyecto Orejana de Zuma Energía .....	54
2.3.3.4. Proyecto Iberdrola .....	55
2.3.3.5. Proyecto Bluemex Power 1 de Internovum/EDF .....	56
2.3.3.6. Proyectos Tastiota y el Mayo de Canadian Solar .....	56
2.3.3.7. Proyecto X-Elio .....	56
2.3.3.8. Proyecto Pima Solar de IEnova .....	56
<b>Capítulo 3: Caracterización del consumo y mercado eléctrico internacional, mexicano y del sector privado y paraestatal mexicano</b> .....	<b>57</b>
<b>3.1. Contexto internacional del consumo y mercado de electricidad</b> .....	<b>58</b>
3.1.1. Mercados eléctricos internacionales .....	63
<b>3.2. Contexto del consumo y mercado de electricidad en México</b> .....	<b>67</b>
3.2.1. Recuento histórico de la electricidad en México .....	72
3.2.2. Funcionamiento del mercado eléctrico de México .....	78

<b>3.3. Caracterización del consumo de electricidad del sector privado y paraestatal .....</b>	<b>81</b>
3.3.1. Tarifas eléctricas por sectores económicos .....	85
<b>Capítulo 4: Metodología y relaciones empíricas de las variables de estudio .....</b>	<b>91</b>
<b>4.1. Estimación de la cantidad de EF que se puede producir en los sitios con mejores condiciones para generar esta energía en Sonora.....</b>	<b>92</b>
4.1.1. Metodología para la identificación de las zonas con mayor factibilidad para la generación de energía fotovoltaica en Sonora .....	92
4.1.1.2. Criterios de selección .....	95
4.1.1.2.1. Climatología.....	95
4.1.1.2.2. Topografía .....	96
4.1.1.2.3. Variables de conectividad o proximidad .....	96
4.1.1.2.4. Criterios de exclusión .....	97
4.1.1.3. Datos meteorológicos .....	98
4.1.1.4. Espacialización .....	99
4.1.1.5. Proceso Analítico Jerárquico.....	102
4.1.1.6. Ponderación de los criterios de selección.....	103
4.1.1.7. Ponderación de combinaciones lineales.....	104
4.1.2. Generación de energía eléctrica en los sitios óptimos.....	105
<b>4.2. Estimación de la máxima capacidad de consumo de energía fotovoltaica del sector empresarial y paraestatal de México con econometría espacial .....</b>	<b>107</b>
4.2.1. Regresión para la estimación de las relaciones de la producción y el consumo de energía eléctrica del sector privado y paraestatal de México.....	107
4.2.2. Metodología para modelar incrementos del consumo eléctrico sin afectar significativamente la producción .....	111
4.2.3. Metodología para identificar el máximo aumento posible del consumo de electricidad, condicionado a no impactar significativamente la actividad económica .....	113
4.2.4. Estimación de la cantidad máxima de EF que puede consumir el sector privado y paraestatal mexicano .....	113
<b>4.3. Estimación de la máxima capacidad de captación de electricidad fotovoltaica, generada en Sonora, por el sector privado y paraestatal de México .....</b>	<b>114</b>
<b>Capítulo 5: Generación de energía fotovoltaica en Sonora (Te recomiendo a método lo que resalte en azul) ..</b>	<b>115</b>
<b>5.1. Identificación de las zonas con mayor factibilidad para la generación de energía fotovoltaica en Sonora.....</b>	<b>115</b>
5.1.1. Generación y presentación de variables más representativas para la generación de energía fotovoltaica (criterios de selección) .....	115
5.1.1.1. Irradiancia .....	117
5.1.1.2. Temperatura .....	118
5.1.1.3. Velocidad del viento .....	120
5.1.1.4. Humedad relativa .....	121
5.1.1.5. Duración de la luz solar.....	122
5.1.1.7. Inclinación del terreno.....	124
5.1.1.6. Elevación.....	125
5.1.1.8. Orientación del terreno .....	126
5.1.1.9. Cercanía a vialidades .....	127
5.1.1.10. Cercanía a manchas urbanas .....	129
5.1.1.11. Cercanía y acceso a las líneas de transmisión de electricidad en Sonora.....	131
5.1.2. Criterios de exclusión o zonas no aptas para la generación de la EF .....	133
5.1.3. Matriz de pesos relativos de las variables para la optimización de la generación de la EF .....	135

5.1.3.1. Criterios de selección reclasificados .....	136
5.1.3.2. Matriz de pesos relativos .....	142
5.1.4. Proceso Analítico Jerárquico para identificar las zonas más factibles para la generación de la EF .....	145
<b>5.2. Estimación de la generación de energía fotovoltaica de los sitios con mayor factibilidad.....</b>	<b>146</b>
<b>Capítulo 6: Estimación de la capacidad de consumo de energía fotovoltaica del sector privado de México .....</b>	<b>148</b>
<b>6.1. Regresiones del consumo de energía eléctrica y producción del sector privado de México .....</b>	<b>148</b>
6.1.1. Datos y regionalización .....	148
6.1.2. Resultados de la selección de los modelos regionales .....	150
6.1.2.1. Autocorrelación espacial en las tres regiones .....	151
6.1.2.2. Selección del modelo usando las pruebas de los multiplicadores de Lagrange .....	152
6.1.2.3. Regresiones espaciales elegidas para las diferentes regiones.....	152
<b>6.2. Capacidad de consumo de la EF usando la prueba de Wald .....</b>	<b>158</b>
<b>6.3. Estimación de la capacidad de captación de energía eléctrica-solar, generada en Sonora, por el sector privado de México. ....</b>	<b>159</b>
<b>7. Discusión .....</b>	<b>161</b>
7.1. Discusión sobre la generación de energía fotovoltaica en Sonora .....	161
7.2. Discusión sobre la capacidad de consumo de energía fotovoltaica del sector empresarial y paraestatal .....	164
<b>8. Conclusiones .....</b>	<b>167</b>
<b>Referencias.....</b>	<b>169</b>
<b>Anexos .....</b>	<b>192</b>
<b>Anexo 3.1. Clasificación de los sectores económicos según INEGI (s.f.b: 9-11).....</b>	<b>192</b>
<b>Anexo 4.1. Técnica camino-distancia de ArcMap .....</b>	<b>192</b>
<b>Anexo 4.2. Interpolación espacial.....</b>	<b>194</b>
Anexo 4.2.1. Sustento teórico: método de distancia inversa ponderada .....	195
Anexo 4.2.2. Sustento teórico: planteamiento del kriging.....	196
Anexo 4.2.2.1. Sustento teórico: kriging ordinario .....	197
Anexo 4.2.2.2. Sustento teórico: kriging simple .....	198
Anexo 4.2.2.3. Sustento teórico: regresión kriging.....	199
Anexo 4.2.3. Sustento teórico: regresión IDW.....	201
<b>Anexo 4.3. Especificación del modelo usando econometría espacial.....</b>	<b>202</b>
Anexo 4.3.1. Autocorrelación espacial.....	202
Anexo 4.3.2. Modelos espaciales .....	202
Anexo 1.3.2.1. Sobre los pesos espaciales.....	204
Anexo 4.3.3. Selección del modelo .....	204
<b>Anexo 5.1: código para obtener la imagen promedio de Sonora usando Sentinel-2 MSI: MultiSpectral Instrument, Level-2A de The European Space Agency (s.f) .....</b>	<b>204</b>
<b>Anexo 5.2: código para obtener la imagen promedio de Sonora usando USGS Landsat 8 Collection 1 Tier 1 TOA Reflectance de la USGS (s.f.). ....</b>	<b>205</b>

Anexo 5.3: mapa de las líneas de transmisión y de su georreferenciación en Sonora .....	207
Anexo 5.4: mapa de las áreas destinadas voluntariamente a la conservación .....	209
Anexo 5.5: mapa de las áreas naturales protegidas en Sonora .....	210
Anexo 5.6: mapa de la vegetación en Sonora.....	211
Anexo 5.7: mapa de los cuerpos de agua en Sonora.....	212
Anexo 5.8: mapa de las manchas urbanas y rurales en Sonora .....	213
Anexo 5.9: mapa de los sitios de interés fuera de las manchas urbanas en Sonora.....	214
Anexo 5.10: mapa de la propiedad social y de su georreferenciación en Sonora .....	215
Anexo 5.11: mapa de la red vial en Sonora .....	217
Anexo 5.12: criterios de selección reclasificados fuera por los criterios de exclusión .....	218
Anexo 5.13: estimación de la inclinación del terreno .....	219
Anexo 5.14: estimación de la proximidad relativa de cada punto con respecto a las carreteras.....	221
Anexo 5.15: estimación de la orientación del terreno .....	223
Anexo 6.1: regresiones completas de la región sur.....	224

## Índice de figuras

<i>Figura 1.1. Comparativo de energías finitas y renovables de la tierra .....</i>	<i>9</i>
<i>Figura 1.2. Concentrador central.....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 1.3. Concentrador parabólico .....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 1.4. Ejemplo de lente de Fresnel .....</i>	<i>13</i>
<i>Figura 1.5. Lente de Fresnel para la concentración de luz solar .....</i>	<i>13</i>
<i>Figura 1.6. Cronograma histórico de la energía solar.....</i>	<i>13</i>
<i>Figura 1.7. Efecto fotoeléctrico .....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 1.8. Celda fotovoltaica simple .....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 1.9. Celda, modulo y arreglo fotovoltaico .....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 2.1: Participación en la generación de energía eléctrica por fuentes renovables.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 2.2: Costos ponderados promedio del Costo Nivelado de la Energía de plantas de generación de electricidad de 2010 a 2023.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 2.3: Radiación horizontal global en el mundo .....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 2.4: Potencial solar en el mundo.....</i>	<i>31</i>

<b>Figura 2.5: Ranking del potencial solar global por país (primeros 30).....</b>	<b>32</b>
<b>Figura 2.6: Horas promedio anuales de luz solar en el mundo.....</b>	<b>33</b>
<b>Figura 2.7: Mecanismos de mercado para la compra-venta de electricidad en diferentes países en 2013 .....</b>	<b>34</b>
<b>Figura 2.8: subasta de energías renovables a largo y mediano plazo en el mundo en 2016 .....</b>	<b>36</b>
<b>Figura 2.9: Mapa de irradiación global horizontal en México .....</b>	<b>40</b>
<b>Figura 2.10: Mapa de potencial eléctrico fotovoltaico en México.....</b>	<b>41</b>
<b>Figura 2.11: evaluación de la capacidad instalada y generación de EF .....</b>	<b>42</b>
<b>Figura 2.12: Nuevos proyectos de generación de energía fotovoltaica en 2016 .....</b>	<b>46</b>
<b>Figura 2.13: Proyectos subastados en la tercera subasta de largo plazo en 2017.....</b>	<b>47</b>
<b>Figura 2.14: Isolíneas de insolación promedio anual de energía fotovoltaica diaria .....</b>	<b>49</b>
<b>Figura 2.15: Sistema eléctrico nacional diciembre 2021 .....</b>	<b>51</b>
<b>Figura 2.16: Proyectos de plantas de energía fotovoltaica en Sonora.....</b>	<b>52</b>
<b>Figura 2.17: Recurso solar en México .....</b>	<b>54</b>
<b>Figura 2.18: Recurso solar en México .....</b>	<b>55</b>
<b>Figura 3.1: Consumo energético de países de la OECD y fuera de la OSCD (non-OECD) 2010-2050 en cuatrillones (10<sup>15</sup>) de unidades térmicas británicas .....</b>	<b>58</b>
<b>Figura 3.2: Consumo energético de países fuera de la OESCD (non-OECD) 2010-2050 en cuatrillones (10<sup>15</sup>) de unidades térmicas británicas .....</b>	<b>59</b>
<b>Figura 3.3: Consumo energético por sectores en países de la OECD 2010-2050 en cuatrillones (10<sup>15</sup>) de unidades térmicas británicas .....</b>	<b>59</b>
<b>Figura 3.4: Consumo energético por sectores en países fuera de la OECD (non-OECD) 2010-2050 en cuatrillones (10<sup>15</sup>) de unidades térmicas británicas .....</b>	<b>60</b>
<b>Figura 3.5: Consumo energético final mundial por tipo de energético 2010-2050 en cuatrillones (10<sup>15</sup>) de unidades térmicas británicas .....</b>	<b>61</b>
<b>Figura 3.6: Consumo energético primario mundial por tipo de energético 2010-2050 en cuatrillones (10<sup>15</sup>) de unidades térmicas británicas .....</b>	<b>62</b>
<b>Figura 3.7: Consumo energético primario mundial por tipo de energético 2018 y 2050 como proporción de la demanda energética total.....</b>	<b>63</b>
<b>Figura 3.8: Capacidad instalada eléctrica por tipo de combustible en México de 2009 a 2019 .....</b>	<b>68</b>
<b>Figura 3.9: Consumo bruto de electricidad (GWh) del sistema eléctrico nacional 2018 por gerencias de control regional.....</b>	<b>69</b>

<b>Figura 3.10: Consumo final de electricidad y número de usuarios por sector del sistema eléctrico nacional 2018</b>	<b>70</b>
<b>Figura 3.11: Evolución del crecimiento del PIB Nacional, consumo bruto del sistema eléctrico nacional y demanda máxima del sistema interconectado nacional 2009-2018</b>	<b>71</b>
<b>Figura 3.12: Pronóstico del consumo bruto de electricidad del sistema eléctrico nacional de 2019 a 2033. Escenarios de Planeación, Alto y Bajo</b>	<b>72</b>
<b>Figura 3.13: Demanda máxima (“peak demand”) y capacidad instalada (“installed capacity”) de electricidad de 1970 a 2002</b>	<b>75</b>
<b>Figura 3.14: Evolución de las tarifas del suministro básico junto a diferentes variables y hechos históricos de julio de 2013 a julio de 2019</b>	<b>77</b>
<b>Figura 3.15: Estructura del mercado eléctrico mexicano</b>	<b>79</b>
<b>Figura 3.16: Gasto por consumo de energía eléctrica y consumo de combustibles, lubricantes y energéticos del sector privado y paraestatal mexicano en los años censales 2003, 2008, 2013 y 2018</b>	<b>82</b>
<b>Figura 3.17: Proporción del gasto por consumo de energía eléctrica del sector privado y paraestatal mexicano por sectores económicos en el año censal 2018</b>	<b>84</b>
<b>Figura 3.18: Mapa del gasto por consumo de energía eléctrica del sector privado y paraestatal mexicano por estados en 2019</b>	<b>85</b>
<b>Figura 3.19: Tarifas promedio de electricidad por sectores económicos de 2002 a 2017</b>	<b>86</b>
<b>Figura 4.1: Mapa de insumos-procesos-resultados de la investigación</b>	<b>91</b>
<b>Figura 5.1. Estaciones meteorológicas de CESAVE-SIAFESON (2020) en Sonora</b>	<b>115</b>
<b>Figura 5.2. Interpolación espacial de la irradiancia solar media (Watts/m<sup>2</sup>) por hora usando el método de regresión kriging</b>	<b>118</b>
<b>Figura 5.3. Interpolación espacial de la temperatura media diaria usando el método de regresión-IDW</b>	<b>119</b>
<b>Figura 5.4. Interpolación espacial de la velocidad del viento media diaria usando el método de kriging ordinario</b>	<b>121</b>
<b>Figura 5.5. Interpolación espacial de la humedad relativa media diaria usando el método de kriging simple</b>	<b>122</b>
<b>Figura 5.6. Interpolación espacial de las horas de la luz promedio (horas) por día en 2019 usando el método de regresión-IDW</b>	<b>123</b>
<b>Figura 5.7. Inclinación del terreno</b>	<b>124</b>
<b>Figura 5.8. Inclinación del terreno menor o igual a 10 grados</b>	<b>125</b>

<i>Figura 5.9. Continuo de Elevaciones Mexicano 3.0.....</i>	<i>126</i>
<i>Figura 5.10. Orientación del terreno.....</i>	<i>127</i>
<i>Figura 5.11. Carreteras en Sonora .....</i>	<i>128</i>
<i>Figura 5.12. Proximidad a las carreteras en Sonora .....</i>	<i>129</i>
<i>Figura 5.13. Manchas urbanas y rurales en Sonora en 2016.....</i>	<i>130</i>
<i>Figura 5.14. Proximidad a las manchas urbanas en Sonora en 2016.....</i>	<i>131</i>
<i>Figura 5.15. Líneas de transmisión en Sonora .....</i>	<i>132</i>
<i>Figura 5.16. Proximidad a las líneas de transmisión en Sonora .....</i>	<i>133</i>
<i>Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (s.f.a) y CENACE (2016) .....</i>	<i>133</i>
<i>Figura 5.17. Sonora sin sitios de exclusión .....</i>	<i>135</i>
<i>Figura 5.18. Criterios de selección reclasificados (parte 1) .....</i>	<i>140</i>
<i>Figura 5.18. Criterios de selección reclasificados (parte 2) .....</i>	<i>141</i>
<i>Figura 5.19. Sitios con condiciones más factibles para generar energía fotovoltaica .....</i>	<i>145</i>
<i>.....</i>	<i>147</i>
<i>Figura 5.20. Potencial promedio de generación de electricidad diario por m<sup>2</sup> en Sonora y lo sitios más factibles a 20 y 50 cm de altura del suelo.....</i>	<i>147</i>
<i>Figura 6.1: Mapa de la producción del sector empresarial y paraestatal en 2019 a nivel municipal y regionalizado .....</i>	<i>149</i>
<i>Figura 6.2: Mapa del consumo eléctrico del sector empresarial y paraestatal en 2019 a nivel municipal y regionalizado .....</i>	<i>150</i>
<i>Figura 1 Anexo 4.1. Costo de movimiento a celdas vecinas .....</i>	<i>193</i>
<i>Figura 2 Anexo 4.1. Costo acumulativo del movimiento perpendicular.....</i>	<i>194</i>
<i>Figura 3 Anexo 4.1. Costo del movimiento perpendicular .....</i>	<i>194</i>
<i>.....</i>	<i>207</i>
<i>Figura Anexo 5.3a: mapa de las líneas de transmisión en Sonora.....</i>	<i>207</i>
<i>Figura Anexo 5.3b: georreferenciación de la red eléctrica de Sonora .....</i>	<i>208</i>
<i>Figura Anexo 5.4: Mapa de las áreas destinadas voluntariamente a la conservación en Sonora.....</i>	<i>209</i>
<i>Figura Anexo 5.5: Mapa de las áreas naturales protegidas en Sonora .....</i>	<i>210</i>
<i>Figura Anexo 5.6: Mapa de la vegetación en Sonora .....</i>	<i>211</i>
<i>Figura Anexo 5.7: Mapa de los cuerpos de agua en Sonora.....</i>	<i>212</i>

<i>Figura Anexo 5.8: Mapa de las manchas urbanas en Sonora</i> .....	213
<i>Figura Anexo 5.9: Mapa de los sitios de interés fuera de las manchas urbanas en Sonora</i> .....	214
<i>Figura Anexo 5.10a: Mapa de la propiedad social en Sonora</i> .....	215
<i>Figura Anexo 5.10b: Georeferenciación de la propiedad social en Sonora</i> .....	216
<i>Figura Anexo 5.11: Mapa de la red vial en Sonora</i> .....	217
<i>Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (2020c)</i> .....	217
<i>Figura Anexo 5.12: criterios de selección reclasificados fuera de los criterios de exclusión (parte 1)</i> .....	218
.....	219
<i>Figura Anexo 5.12: criterios de selección reclasificados fuera de los criterios de exclusión (parte 2)</i> .....	219
<i>Figura Anexo 5.13. Estimación del plano de la superficie analizada</i> .....	220
<i>Figura Anexo 5.14. Representación del ángulo representativo de la inclinación del terreno</i> .....	220
<i>Figura Anexo 5.15. Costo de movimiento a celdas vecinas</i> .....	221
<i>Figura Anexo 5.16. Costo acumulativo del movimiento perpendicular</i> .....	222
<i>Figura Anexo 5.17. Costo del movimiento perpendicular</i> .....	222
<i>Figura Anexo 5.18. Representación del ángulo representativo de la inclinación del terreno</i> .....	223

## Índice de tablas

<i>Tabla 1.1. Comparativa de gramos CO<sub>2</sub>-Eq por KWH</i> .....	23
<i>Tabla 1.2. Resumen de riesgos asociados a diferentes tipos de tecnologías para la generación de electricidad (parte 1)</i> .....	24
<i>Tabla 1.2. Resumen de riesgos asociados a diferentes tipos de tecnologías para la generación de electricidad (parte 2)</i> .....	25
<i>Tabla 3.1: Precios medios de energía eléctrica por tarifa en centavos por kilowatts-hora (parte 1)</i> .....	88
<i>Tabla 3.1: Precios medios de energía eléctrica por tarifa en centavos por kilowatts-hora (parte 2)</i> .....	89
<i>Tabla 3.1: Precios medios de energía eléctrica por tarifa en centavos por kilowatts-hora (parte 3)</i> .....	90
<i>Tabla 4.1: Definición e implicación de la escala de intensidad de nueve puntos</i> .....	102
<i>Tabla 4.2: Pesos atribuidos a los criterios de selección obtenidos de la literatura</i> .....	104
<i>Tabla 5.1: Irradiancia solar promedio (watt/m<sup>2</sup>), horas de luz (horas) y generación de electricidad (Watts-hora/m<sup>2</sup> y Watts-hora/m<sup>2</sup> por día) en las estaciones meteorológicas con diferentes valores límites de irradiancia medida</i> .....	116

<b>Tabla 5.2. Métricas de error para los diferentes métodos de interpolación espacial usados para estimar la irradiancia.....</b>	<b>117</b>
<b>Tabla 5.3. Métricas de error para los diferentes métodos de interpolación espacial usados para estimar la temperatura.....</b>	<b>118</b>
<b>Tabla 5.4. Métricas de error para los diferentes métodos de interpolación espacial utilizados para estimar la velocidad del viento.....</b>	<b>120</b>
<b>Tabla 5.5. Métricas de error para los diferentes métodos de interpolación espacial utilizados para estimar la humedad relativa .....</b>	<b>122</b>
<b>Tabla 5.6. Métricas de error para los diferentes métodos de interpolación espacial usados para estimar la duración de la luz solar .....</b>	<b>123</b>
<b>Por lo anterior el sentido de los criterios reclasificados en la siguiente tabla, varían dependiendo del tipo de reclasificación empleada.....</b>	<b>136</b>
<b>Tabla 5.7. Valores originales y de reclasificación de los criterios de selección (parte 1).....</b>	<b>137</b>
<b>Tabla 5.7. Valores originales y de reclasificación de los criterios de selección (parte 2).....</b>	<b>138</b>
<b>Tabla 5.7. Valores originales y de reclasificación de los criterios de selección (parte 3).....</b>	<b>139</b>
<b>Tabla 5.8: Pesos atribuidos a los criterios de selección.....</b>	<b>143</b>
<b>Tabla 5.9: Matriz de comparación pareada de los criterios de selección.....</b>	<b>144</b>
<b>Tabla 6.1: Índice de Moran I para la producción, consumo eléctrico y el modelo de Mínimos Cuadrados Ordinarios para cada región .....</b>	<b>151</b>
<b>Tabla 6.2: Pruebas de los multiplicadores de Lagrange para los modelos de Mínimos Cuadrados Ordinarios por región.....</b>	<b>152</b>
<b>Tabla 6.3: Pruebas de selección de las regresiones de la región Norte.....</b>	<b>153</b>
<b>Tabla 6.4: Pruebas de selección de las regresiones de la región Centro .....</b>	<b>154</b>
<b>Tabla 6.5: Pruebas de selección de las regresiones de la región Sur .....</b>	<b>155</b>
<b>Tabla 6.6: Regresiones espaciales elegidas para las diferentes regiones .....</b>	<b>157</b>
<b>Tabla 6.7: Consumo de electricidad, máximo incremento del consumo de electricidad de cada región por valor P y tasa de crecimiento de este consumo .....</b>	<b>158</b>
<b>Tabla 6.8: Consumo de electricidad original y estimado con relación al PIB.....</b>	<b>159</b>
<b>En la ecuación anterior se presupone que <math>\Delta CE</math> esta a pesos, no millones de pesos. La estimación para las diferentes regiones de esta cantidad se presenta en la siguiente tabla: .....</b>	<b>160</b>
<b>Tabla 6.9: Cantidad de electricidad correspondiente al nuevo consumo de electricidad.....</b>	<b>160</b>
<b>Tabla 6.10: Capacidad de captación de energía fotovoltaica por el sector privado .....</b>	<b>160</b>

## Introducción

La transición energética consiste en alejarse de las energías tradicionales (petróleo, carbón y gas natural) y transitar al uso de energías renovables (solar, eólica, geotérmica). A diferencia de las renovables, las energías tradicionales son fuentes finitas con mayor grado de daño al medio ambiente y la humanidad dado la aceleración que producen en la generación de gases de efecto invernadero, incrementando con ello el calentamiento global del planeta (Barasa y Olanrewaju, 2022; Kyriakopoulos et al., 2022; IPCC, 2021).

En este escenario, las energías renovables son el recurso necesario para sustentar una civilización con crecientes necesidades energéticas, que también requiere mantener un equilibrio con el mundo en el que vive (IPCC, 2012; Agencia Internacional de las Energías Renovables - IRENA por sus siglas en inglés-, 2018). Según IRENA (2019) la energía fotovoltaica será la fuente renovable más relevante en las próximas décadas, si se quiere llegar a un escenario positivo en cuanto a la mitigación del cambio climático. En su caso, México tiene una locación geográfica privilegiada en términos de esta energía, ya que cuenta con algunas de las zonas con mayor irradiancia solar en el mundo, dado que en promedio cada día recibe 5.5 kWh/m<sup>2</sup> y llegando a 6.12 kWh/m<sup>2</sup> en el verano (IRENA, 2015; ProMéxico, 2017; Limón, 2017; GIZ, 2018).

Las energías renovables en México incrementaron su uso en 10.2% en 2016 con relación al año anterior, por lo que es posible visualizar que el país comienza a integrarse al uso de estas energías en su red eléctrica. Aun así, proporcionalmente estas energías todavía tienen una participación baja, representando el 15.4% de la producción total de electricidad en 2016 (ProMéxico, s.f.), a su vez, la proporción de electricidad generada con el proceso fotovoltaico es una de las menores, alcanzando solo un 0.5% (ProMéxico, s.f.).

En este contexto, las plantas solares representan una oportunidad relevante para surtir de electricidad a un país (Olson y Lenzmann, 2016) y traer beneficios económicos en el mediano y largo plazo (AIDarraji y Bakir, 2020), a la vez que se disminuye el uso de energía fósil y los contaminantes allegados a esta (Grover, 2007). Para lograrlo, las tareas de investigación y desarrollo (I&D) son un requerimiento indispensable para fortalecer la generación de energía fotovoltaica (López et al., 2012).

El presente trabajo tiene el propósito de hacer una primera aproximación para la capacidad estimar la generación de Energía Fotovoltaica (EF) en Sonora y la capacidad consumo del sector privado y paraestatal mexicano desagregado a nivel municipal, desde una perspectiva geoespacial. Ello tiene la intención de coadyuvar al desarrollo racional de electricidad fotovoltaica en México; a través de la elaboración, recolección y/o unión de un conjunto de instrumentos y herramientas replicables que, al aplicarse a datos geoespaciales, permitan obtener información relevante para la toma de decisiones con respecto a la generación de electricidad vía el proceso fotovoltaico y su consumo.

Esta investigación analiza el potencial de energía fotovoltaica en Sonora, México, por varias razones; la primera de ellas es que, de acuerdo con diversos autores, Sonora tiene uno de los potenciales fotovoltaico más elevados del mundo (Véase Taddei et al., 2014; Universidad de

Sonora, s.f.; Arancibia-Bulnes et al., 2014). Otro de los motivos es que han existido una serie de proyectos públicos que buscaban, junto con la iniciativa privada, poner a esta entidad federativa en la frontera de la generación de esta energía en el país (Véanse Comité de Energía de la Comisión Sonora-Arizona, 2017; COEES, 2018; CENACE, 2016). La última razón es que no existen datos meteorológicos libres a nivel nacional, pero gracias a las Redes Meteorológicas Automáticas de Sonora, las cuales son parte del Comité Estatal de Sanidad Vegetal de Sonora-Sistema de Alerta Fitosanitaria del Estado de Sonora (CESAVE-SIAFESON, 2020), se tienen datos para esta entidad, siendo indispensables para identificar las zonas con mejores condiciones para la generación de energía fotovoltaica.

Aunado que la temporalidad estudiada se limita a 2019 debido a que en el pasado existían estaciones sin datos. Lo que disminuía el tamaño de las estaciones que se podían utilizar para realizar la interpolación espacial. En el caso de estas redes meteorológicas el tiempo sin datos es por una renovación que existió en el servicio en 2011, luego de que se encontraran estaciones en malas condiciones (CESAVE-SIAFESON, s.f.a). Este fenómeno es identificado por Riveros-Rosas et al. (2015) para estaciones meteorológicas a lo largo del país.

Existe una gran variedad de métodos usados para identificar sitios con mejores condiciones para la generación de energía solar en distintos lugares del mundo, por ejemplo, Al Garni y Awasthi (2018) recopilan 54 artículos que tienen este objetivo para diferentes formas de aprovechamiento de la irradiancia solar, junto a otras energías en algunos casos. Los autores encuentran que el proceso analítico jerárquico (AHP, por sus siglas en inglés), solo o integrado a otro método, es la forma de los métodos de análisis de decisión multicriterio (MADM) más utilizada para este propósito, con poco más del 25% del total de los artículos sobre energía solar y 26% de los específicos para el proceso fotovoltaico.

Similarmente, diversos autores recopilan investigaciones sobre los métodos usados para la selección de sitios para la producción de diferentes tipos de energías solares, encontrado que una gran parte de estos trabajos adoptan el método AHP (Véase Suprova et al., 2020; Malemnganbi y Shimray, 2020). En términos de la identificación de lugares para la producción de electricidad fotovoltaica, diversos estudios encuentran el AHP como uno de los métodos predominantes (Al Garni y Awasthi, 2017; Solangi et al., 2019)

Entonces, el AHP es uno de los métodos más usados en la literatura para la identificación de sitios con mejores características para generar electricidad fotovoltaica (Koc et al., 2019), posiblemente debido a que el AHP puede tratar con problemas de complejos (Elkarmi y Mustafa, 1993), permite evaluar alternativas para cumplir con un objetivo definido (Ozdemir y Sahin, 2018), usa tanto factores cuantitativos como cualitativos (Al Garni y Awasthi, 2017), así como porque es una metodología sencilla en su aplicación e interpretación pero con fundamentos robustos (Khemiri et al., 2018), que se sustentan en la experiencia de expertos para determinar la importancia relativa de los factores que afectan el objetivo de estudio (Vaidya y Kumar, 2006).

A su vez, el AHP se puede usar junto con distintos métodos para obtener resultados más confiables y robustos (Koc et al., 2019), como es el caso de los sistemas de información geográfica (GIS por sus siglas en inglés), que complementan a los AHP al manejar y procesar

los datos de entrada, así como visualizar los resultados (Taibi y Atmani, 2017). Los GIS-AHP son una herramienta eficiente para evaluar la factibilidad de las características de un lugar para cumplir con un objetivo específico, especialmente en el aspecto costo-eficiencia (Chandio et al., 2012).

De esta forma, las aplicaciones de GIS-AHP para analizar y buscar cumplir con objetivos espaciales específicos ha aumentado (Al Garni y Awasthi, 2018; Chandio et al., 2012), sin embargo, existen relativamente pocas investigaciones recientes que usan un GIS-AHP para la selección de sitios con mejores condiciones para la generación de electricidad con base en el proceso fotovoltaico (Colak et al., 2019).

Cabe mencionar que los diferentes autores mencionados previamente (Solangi et al., 2019; Al Garni y Awasthi, 2017; Malemnganbi y Shimray, 2020; Suprova et al., 2020; Al Garni y Awasthi, 2018), solo en unos pocos casos mencionan que se trata de un GIS en conjunto con el AHP (GIS-AHP) y ninguno de los que presentan los lugares geográficos, contemplan a Sonora o México para el cumplir con este objetivo.

De esta manera, la metodología propuesta para identificar los sitios con mejores condiciones para la producción de electricidad vía el proceso fotovoltaico, propone primero aplicar el GIS-AHP, que contempla lugares donde no es posible instalar plantas fotovoltaicas (cuerpos de agua, centros urbanos, propiedad social, patrimonios de la humanidad, entre otros) y variables espaciales continuas que afectan la generación de esta energía (irradiancia solar, duración de la luz solar, temperatura, inclinación, etcétera). Posteriormente, se propone aplicar una ecuación simple que permita estimar qué tanta electricidad fotovoltaica es posible tener en estos sitios.

La validez empírica de esta investigación durante su fecha de creación. Se puede comprobar por la publicación en la revista de Investigación Geográficas de la UNAM. Que en su momento estaba en el Índice de Revistas Científicas Mexicanas de Investigación Científica y Tecnológica, que era parte del extinto CONACYT (Investigaciones Geográficas, s.f.). La publicación se puede consultar en Coronado y Galeana (2024).

Aunando que en la fecha de publicación del artículo (Coronado y Galeana, 2024). Otros artículos publicados por esta fecha (véase Benalcazar et al., 2024; Liladhar Rane et al., 2024; Luis-Ruiz et al., 2024; Rekik y El Alimi, 2024), también combinan métodos GIS con otros métodos multifactoriales para la optimización de un proceso.

Luis-Ruiz et al. (2024) y Rekik y El Alimi (2024) usan métodos GIS con AHP para optimizar la búsqueda de sitios para producir energía renovable. En caso de Rekik y El Alimi (2024) generalizando para plantas híbridas en Tunisia. Mientras Luis-Ruiz et al. (2024) se centra en plantas fotovoltaicas en el norte de España.

Liladhar Rane et al. (2024) propone un método alternativo en el cual se emplean GIS en conjunto con factores multiinfluencia en Nasik, India. Esto con el objetivo de proponer una metodología a seguir para estudios futuros. El método, similar al AHP, consiste en la ponderación de diferentes factores determinísticos con un indicador sensibilidad.

Benalcazar et al. (2024) se enfocan en los costos al incluir un modelo de GIS para selección de sitio y el empleo de estudio tecno-económico para plantas fotovoltaicas. El estudio se aplica en Polonia. El estudio segmenta el país en área usable y no usable (criterios de exclusión en el método AHP). Seguido se hace un indicador del costo nivelado de energía para identificar sitios potencialmente mejores.

Cabe denotar que la estimación de la capacidad de producción de electricidad con tecnología fotovoltaica se realiza a un nivel teórico-geoespacial, sin tomar en cuenta aspectos más técnicos como, por ejemplo, tipos específicos de energía fotovoltaica, condiciones específicas de sitio para la construcción de plantas fotovoltaicas, estudios ambientales, de daño a flora y fauna, de conexión a la red eléctrica nacional, entre otros.

A manera de definición, INEGI (2020d) define el gasto por consumo de energía eléctrica como “el valor a costo de adquisición que la empresa gastó por la utilización de la energía eléctrica.” En ese sentido, la electricidad representa aproximadamente el 36% del consumo de energéticos totales del sector industrial, así como el 30.4% de los energéticos totales consumidos en México (SENER, 2019), por lo cual, es posible deducir que el consumo de electricidad es una forma relevante del uso de energéticos para los diferentes actores económicos en este me parece que faltó terminar la idea. El resto de la demanda energética se provee principalmente con combustibles fósiles, calor, vapor, entre otros.

Se debe tomar en cuenta que, por las características del mercado eléctrico mexicano, aunque la generación puede ser por la iniciativa privada con diferentes formas (hidráulica, solar, eólica, etcétera), el consumo se realiza independientemente de la fuente de energía, es decir, existe un tipo de tarifa que depende de la cantidad de consumo de la empresa y, no de la forma de generación (para más detalle véase CFE, s.f.). Lo anterior se refiere a la electricidad que se compra a la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

De esta forma, es necesario resaltar que en este trabajo hay una diferencia importante en términos de la generación y el consumo. La generación se refiere a la transformación de irradiancia solar a electricidad, a través del proceso fotovoltaico. Mientras consumo es exclusivamente el gasto de electricidad del sector sin considerar tipo de generación.

En esta investigación, el consumo eléctrico se delimita al del sector privado y paraestatal mexicano, debido a que los Censos Económicos 2019 de Instituto Nacional de Estadística y Geografía -INEGI- (2020) disponen de una desagregación municipal que permite realizar un análisis espacial. Otro aspecto relevante por el cual se hace esta delimitación es que el sector privado y paraestatal tiene un objetivo claro, producir, y el consumo eléctrico se realiza con esta consideración.

Este sector “Comprende a los productores de bienes y de servicios que realizan actividades económicas como personas físicas y sociedades constituidas como empresas, incluidas aquellas con participación estatal y las empresas del Estado cuya finalidad es la producción de bienes para el mercado” (INEGI, 2020d). De forma que, en este estudio, cuando se mencione la producción o actividad económica, se refiere a la producción de bienes y servicios.

Nótese que el sector privado y paraestatal incluye actividades primarias (sector 1), secundarias (sectores 2 y 3) y terciarias (sectores 4, 5, 6, 7 y 8). En 2018, solo el sector industrial, que generalmente se identifica con los sectores 2 y 3, consumió más del 50% de la electricidad total de México (SENER, 2019). Si bien este no es el consumo eléctrico total del sector privado y paraestatal mexicano, da una idea de su magnitud.

Para estimar qué tanto es posible incrementar el consumo eléctrico, que como indicador económico se refiere al gasto en consumo de electricidad, sin afectar la producción de bienes y servicios, primero se requiere estimar la relación causal vigente entre la producción y el consumo de electricidad, debido a que en este caso se supone que el gasto en electricidad tiene el propósito de crear cierta cantidad de bienes y servicios.

Por lo anterior, es prudente profundizar en cómo puede ser la causalidad entre las dos variables. Teóricamente el vínculo causal puede ser del consumo al producto (unidireccional), del producto al consumo (unidireccional), del consumo al producto y del producto al consumo (bidireccional), así como una relación causal estadísticamente no significativa (Zamarripa Villa, 2016; Behera, 2015; Twerefou et al., 2018).

A nivel internacional, los resultados empíricos varían al tratar de modelar esta relación, ya que algunas investigaciones detectan la relación de consumo eléctrico a producción (Cheng, 1997; Soytaş y Sari, 2003; Lee, 2006; Apergis y Payne, 2009), otros identifican un vínculo bidireccional (Lee, 2006; Soytaş y Sari, 2003; Chontanawat y Pierse, 2016), hay estudios que no encuentran significancia causal (Lee, 2006; Huang et al., 2008) y algunos encuentran que el producto causa al consumo eléctrico (Soytaş y Sari, 2003; Huang et al., 2008; Ozturk et al., 2010).

Se puede observar que, en el párrafo anterior, algunos trabajos se repiten en diferentes relaciones causales, lo cual sucede porque las investigaciones generalmente incluyen a diversos países y en lugar de identificar solo un vínculo causal, los estudios tienden a detectar distintas relaciones para las naciones incluidas.

En el caso de México, existen diversos estudios en la literatura que buscan encontrar este vínculo, con resultados heterogéneos (Valderrama y García, 2015; German-Soto, 2020; entre otros), por lo cual es posible decir que no existe un acuerdo sobre el comportamiento de la causalidad entre la producción y el consumo de electricidad en México, debido a que las conclusiones varían dependiendo del periodo y en algunos casos se contradicen al comparar distintas investigaciones.

Por ejemplo, algunos estudios la modelan unidireccionalmente (Caballero y Galindo, 2007; Dieck-Assad y Peralta, 2012; Zamarripa Villa, 2016), otros bidireccionalmente (Castro Loaiza, 2016; German-Soto, 2020), algunos encuentran casualidad significativa (Barreto y Campo, 2012; Castro Loaiza, 2016), mientras otros no la detectan (Neme et al., 2015; Massa y Rosellón, 2017; Massa y Rosellón, 2020).

Generalmente cuando se tiene cierta certeza de que existe causalidad bidireccional, el modelaje consiste en resolver un sistema de ecuaciones simultáneas con técnicas de regresión, usando métodos como el de mínimos cuadrados en dos etapas, mínimos cuadrados en tres etapas,

regresiones aparentemente no relacionadas, entre otros (Majeed y Malik, 2016; Coronado, 2017; Hao et al., 2019).

Sin embargo, estos modelos quedan fuera del marco de esta investigación, debido a que las regresiones espaciales simultáneas están en sus etapas iniciales de desarrollo (véase Kelejian y Prucha, 2004; Gebremariam, 2007; Baltagi y Deng, 2015; Amba y Mbratana, 2017); ya que solo se gana un poco de eficiencia al usar estos métodos con respecto a modelajes de una sola ecuación (Baltagi y Deng, 2015); porque existen problemas tanto en las pruebas de especificación, como en el modelaje de sistemas de ecuaciones espaciales tanto para datos transversales como panel (Gebremariam, 2007). Tampoco se contempló su uso dado que no se encontró un acuerdo en la literatura sobre esta causalidad en el país (Caballero y Galindo, 2007; Dieck-Assad y Peralta; 2012; Castro Loaiza, 2016; Zamarripa Villa, 2016; German-Soto, 2020).

También es importante resaltar que existe una ausencia de estudios con perspectiva geoespacial que modelen la vinculación causal de la producción y el consumo eléctrico para México, así como investigaciones que desde la econometría espacial identifiquen cómo cambios en la estructura de las fuentes de generación de electricidad afectan la actividad económica, lo cual es especialmente relevante cuando no existen datos históricos sobre estos procesos.

En este estudio se modela la relación del producto-consumo de electricidad con un modelo espacial transversal, planteado con causalidad unilateral, como la base para contestar ¿Cómo se simulan afectaciones en la producción de bienes y servicios, por cambios en la estructura de precios de las fuentes energéticas que componen el consumo eléctrico desde una perspectiva geoespacial? Aquí es donde destaca la necesidad de un marco metodológico que permita identificar cuál es el máximo incremento de consumo de electricidad que un actor económico puede tener sin afectar significativamente su actividad económica.

La regresión usando econometría espacial permite captar el efecto causal que tiene la misma variable dependiente sobre sí misma, en término de sus unidades vecinas, así como los efectos de alguna variable independiente en el caso de que exista causalidad espacial. Aquí, los efectos del consumo eléctrico y la producción se relacionan con esta herramienta, haciendo ecuaciones específicas para las regiones sur, centro y norte.

Ya que un modelo general no fue posible debido a que no se encontró autocorrelación espacial para México en su totalidad, así como porque las características económicas de cada región son heterogéneas (Marzábal y López Arévalo, 2011; OECD, 2017), por lo cual es posible obtener mejores resultados al modelar por agrupaciones similares (Kim y Kim, 2009).

De manera simple, para resolver esta problemática se propone la siguiente metodología usando econometría espacial:

- Establecer la relación causal del consumo eléctrico con la producción con una regresión espacial.
- Iterar la prueba de Wald de restricción de los coeficientes sobre la constante del consumo de electricidad, bajo la hipótesis nula de que la constante no cambie, incrementando poco a poco este gasto en cada iteración.
- Identificar la mayor cantidad de cambio en el consumo eléctrico que puede tener el sector privado y paraestatal sin afectar su producción a cierto nivel de significancia estadística. A este monto se le define como capacidad máxima de consumo eléctrico.

Ahora, en un periodo específico de tiempo con condiciones tecnológicas dadas, la cantidad de electricidad consumida para producir cierta cantidad de bienes y servicios se toma como una constante. Si suponemos que se está incrementando el consumo eléctrico por un cambio en el tipo de fuentes de generación de electricidad, esta variación estaría dada únicamente por un mayor precio de la energía alternativa, en este caso la fotovoltaica, con relación a la tarifa promedio. Esta diferencia de precios se usa para estimar la cantidad de energía eléctrica a la que estaría asociado el aumento del consumo eléctrico, que sería la máxima cantidad de electricidad fotovoltaica que el sector privado y paraestatal es capaz de consumir sin afectar su producción.

En el contexto de esta investigación; la relevancia de recolectar, elaborar y/o agrupar instrumentos y herramientas replicables, así como generar información sobre la producción de electricidad fotovoltaica y la capacidad de consumo de un sector en particular. Es para coadyuvar en la toma de decisiones del sector público, privado o cualquier actor al que la información le sea pertinente.

Intentando generar información que ayude a avanzar hacia un mayor nivel de soberanía energética en México, se puede aprovechar el gran potencial para la generación de energía fotovoltaica de Sonora, donde se requiere únicamente 1% de su territorio (equivalente a 1,793.55km<sup>2</sup> o 179,355 hectáreas) puede satisfacer la demanda energética del país (Arancibia-Bulnes et al., 2014).

Pensando en la generación de electricidad fotovoltaica, una de las problemáticas a las que se enfrenta este trabajo de investigación es la falta de metodologías aplicadas para identificar las capacidades de producción de energía fotovoltaica en Sonora, específicamente, los lugares más apropiados para localizar las plantas de producción de este tipo de energía, así como la cantidad de electricidad que potencialmente podría ser generada vía el proceso fotovoltaico en dichos lugares.

En términos del consumo, la carencia de información con respecto al consumo histórico de energía fotovoltaica, crea la necesidad de elaborar metodologías para la estimación de la capacidad de un sector económico para aumentar su consumo energético sin afectar su actividad económica. En este caso, se estima que es posible aumentar el consumo de electricidad del sector paraestatal y privado, sin afectar su producción de bienes y servicios, bajo el supuesto de que el incremento en el consumo se origine en una transición energética hacia electricidad generada con tecnología fotovoltaica.

El objetivo general de esta investigación es evaluar la relación entre la generación de energía fotovoltaica potencial en Sonora y la capacidad de consumo del sector empresarial y paraestatal mexicano, con una aproximación geoespacial. Por su parte, los objetivos específicos son:

- Identificar las zonas con mejores condiciones para la generación de EF, con base en variables geoespaciales que determinan la capacidad de producción de esta energía.
- Estimar la cantidad de electricidad que se puede producir en estas zonas.
- Predecir la máxima cantidad de energía eléctrica, generada con combustibles fósiles que es posible sustituir por EF, que el sector empresarial y paraestatal es capaz de consumir sin afectar su producción, usando una modelación geoespacial.

- Evaluar que tanta de la EF generada en Sonora, es capaz de captar el sector privado y paraestatal de México.

La pregunta que este estudio busca responde es si los sitios con mejores condiciones geoespaciales para la producción de EF pueden satisfacer la capacidad de consumo del sector privado y paraestatal de México. Las preguntas específicas son:

- ¿Qué tanta energía fotovoltaica puede generarse en los sitios con mejores características geoespaciales para la producción de esta energía?
- ¿Cuál es la máxima cantidad de energía fotovoltaica que puede consumir el sector empresarial y paraestatal mexicano sin afectar significativamente su producción, desde una formulación geoespacial?

La estructura capitular de la tesis comienza con el Capítulo 1, que es referente a los fundamentos básicos de la electricidad generada a partir de tecnología fotovoltaica. Resumiendo, el desarrollo histórico de esta tecnología, su funcionamiento, los determinantes para su óptimo aprovechamiento y los impactos ambientales de la energía fotovoltaica con respecto a otras fuentes generadoras de energía (eólica, gas natural, etcétera).

El Capítulo 2 abunda en el contexto internacional, nacional y de Sonora en cuanto a la generación de electricidad vía el proceso fotovoltaico. Partiendo de un resumen de las características espaciales y de los mercados de esta energía a nivel internacional, para seguido abordar este contexto a nivel México, agregando los proyectos actuales de plantas fotovoltaicas en el país. Por último, se abordan estos aspectos para el espacio sonorense.

En el Capítulo 3 se caracteriza el consumo y los mercados de electricidad. Primero a nivel internacional. Después en México, incluyendo un recuento histórico de la electricidad en el país. Y, finalizando, se incluye el consumo eléctrico del sector privado y paraestatal mexicano, incluyendo las tarifas eléctricas en el país.

La metodología y relaciones empíricas de las variables de estudio se analizan en el Capítulo 4, partiendo de la metodología para identificar sitios con mejores características para generar esta energía y cuanta electricidad pueden producir. Seguido, se trata la metodología para estimar el máximo aumento del gasto en consumo de electricidad sin afectar la producción del sector privado y paraestatal mexicano. Finalmente, se estima que tanta de la electricidad fotovoltaica generada en Sonora puede captar este sector.

Los capítulos 5 y 6 son la aplicación de estas metodologías para la generación de electricidad fotovoltaica en Sonora y la estimación del máximo incremento del gasto en consumo de electricidad sin afectar la producción del sector privado y paraestatal mexicano, respectivamente. El Capítulo 6 incluye los calculo sobre la cantidad de electricidad fotovoltaica, producida en Sonora, que puede captar este sector. Los capítulos 7 y 8 son de discusión y conclusiones, respectivamente.

## Capítulo 1. Fundamentos básicos de la electricidad generada con energía solar

Aquí se hace una recopilación corta de la energía solar (que incluye las celdas fotovoltaicas, así como otros usos de la irradiación solar) y el humano, es decir, el origen de la energía solar usada por la humanidad, sus diferentes usos pasados y una pequeña revisión de los usos actuales. Históricamente la actividad humana se ha mantenido en crecimiento constante, lo cual conlleva un aumento constante del uso energético. Y parece que esta tendencia continuará, debido a que los pronósticos para 2050 coinciden en que es posible un incremento en el consumo energético de alrededor del 50% (OECD, 2011; World Energy Council, 2013). También estos escenarios contemplan un aumento sustancial del uso de energía renovables, especialmente la solar y eólica.

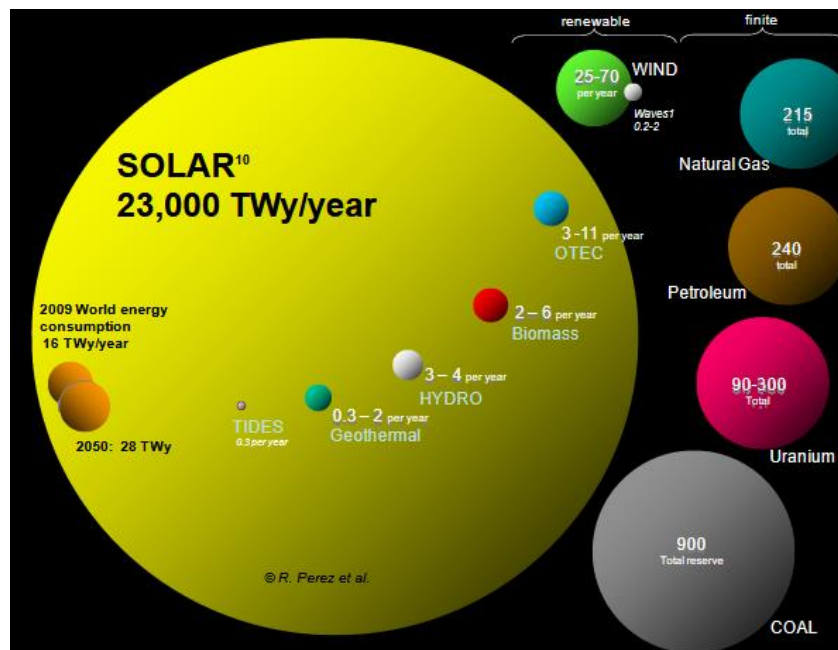


Figura 1.1. Comparativo de energías finitas y renovables de la tierra

Fuente: Perez, Zweibel y Hoff (2011)

Una de las razones más importantes por la cual se tienen altas expectativas para el uso de energía solar, es que su potencial es inmenso. Tanto que, como se puede ver en la Figura 1.1, el potencial de un año de energía solar es suficiente para tanto la demanda energética en 2009 como la de 2050 (y posiblemente la de todos los años en medio de estos). También cabe mencionar que el potencial de energía solar es por mucho más grande que el de los otros tipos de fuentes energéticas, tanto fósiles como renovables, aunque su eficiencia puede ser menor.

### 1.1. Breve historia de las celdas solares

Por último, esta subsección sirve para hacer un relato del papel que tiene el uso de la energía solar en la actualidad. En este periodo, principalmente se desarrollaron dos tipos de tecnologías relevantes para la generación de energía eléctrica con base en irradiación solar. La primera es

la creación y desarrollo de las celdas solares, que es una tecnología relativamente reciente y posterior al año de 1950. La segunda es el avance que vieron los concentradores solares en un periodo de continuo desarrollo tecnológico.

En 1954, los laboratorios Bell presentan al mundo el primero modulo fotovoltaico usando celdas solares (Chen, 2011), aunque las bases teóricas y experimentales se habían desarrollado a principio de siglo, estas eran tecnológicamente muy avanzadas para ser aprovechadas correctamente para este año. Este aparato incluía una pequeña batería solar, principalmente con motivos de investigación científica, debido a que en un inicio estas baterías eran muy costosas como para permitir su producción masiva (Knier, 2021), por lo que su uso se aprovechó principalmente en las naves espaciales (Chen, 2011).

En 1953, la eficiencia de las celdas solares de estos laboratorios rondaba los 4-5% (Pearson, 1985) y en 1954 se alcanzó aproximadamente el 6% (Chapin, Fuller y Pearson, 1954). Les tomo a los laboratorios Bell cerca de 18 meses para superar los 10% de eficiencia en este invento (Bell Laboratories Record, 1955).

La crisis petrolera de la década de los setenta hizo que se retomará su desarrollo (Chen, 2011; Knier, 2021), por cual este periodo ve la creación de diversas compañías fotovoltaicas grandes, algunas de ellas la Solar Power Corporation, Solarex Corporation, Solec International, entre otras (Lenardic, 2015). En este periodo, los laboratorios Comsat diseñaron la primera celda solar que rebaso los 14% de eficiencia (Lindmayer y Allison, 1973), lo que comienza la siguiente fase del avance tecnológico de las celdas solares (Green, 2009). Para finales de la década se lograrían eficiencias de alrededor del 17%, en condiciones de laboratorio o en el espacio (Green, 2009).

Para los ochenta se comenzaron a crear los primeros sistemas fotovoltaicos a larga escala, como ARCO Solar que produjo módulos con potencia pico de 1 MW por año (Espinoza Sánchez, 2010). Durante este periodo, la eficiencia de las celdas solares llevo al 18% (Green, Blakers y Osterwald, 1985), en condiciones de laboratorio o en el espacio, marcando el comienzo del desarrollo moderno de las celdas solares (Green, 2009). También se investigó la posibilidad de crear carros con energía solar (Lenardic, 2015).

En los noventa, se logró la producción a larga escala de celdas solares, así como incrementos constantes en la eficiencia de estas (Lenardic, 2015). Estos aumentos tecnológicos permitieron que la eficiencia de las celdas solares rebasará los 20% durante este periodo, pero este tipo de celdas se usa primariamente en el espacio, debido a su alto costo (Pelosi y Bosi, 2007). Cabe destacar que esta eficiencia se alcanzaba en condiciones de laboratorio o en el espacio, así como que las celdas de uso comercial rondaban el 15% de eficiencia energética (Han, s.f.).

Para la siguiente década comenzó el desarrollo de plantas fotovoltaicas con capacidades de generación en niveles multi MW, principalmente en Alemania (Lenardic, 2015). Las celdas solares espaciales, en este periodo, llegan a rebasar la eficiencia del 30%, en el laboratorio o espacio (Cotal et al., 2000) pero las celdas solares comerciales modernas trabajan con una eficiencia del 15 al 20% (Chu y Tarazano, 2019). Esto esta posiblemente relacionado con factores

atmosféricos, de temperatura, terreno, entre otros que afectan la eficiencia de las celdas una vez colocadas dentro de la tierra en situaciones naturales.

Durante el siglo XX, también, continuo la elaboración de colectores solares para diversos usos. En 1901 en California, A.G. Eneas elaboró un colector de alrededor de 10 m para mover una bomba de agua (Sorensen et al., 2008). En 1912, Frank Shuman (1862-1918) diseñó una estación de energía solar térmica para dar energía a una planta hidráulica (Szabó, 2017).

En este siglo se crearon diversos tipos de concentradores solares, pero dos tecnologías fueron las más utilizadas (Szabó, 2017). Si bien algunos fueron creados anteriormente, el avance tecnológico global de este periodo permitió el diseño de instrumentos más especializados y masivos. La primera son los recibidores centrales o central solar de torre que consiste en un gran número de heliostatos, que tienen un sistema de control dual –horizontal y vertical- (Thirumalai et al., 2014).

El funcionamiento de esta tecnología se sustentada en los heliostatos, que son los aparatos que mueven los espejos para seguir la irradiancia solar (RAE, s.f.). Estos reflejan la luz solar a un receptor localizado en la cima de la torre, la radiación de sol concentrada se convierte en energía térmica que a su vez es posible transforma en electricidad (Thirumalai et al., 2014). Un ejemplo de un concentrador central se puede observar en la Figura 1.2 que corresponde Solucar PS10, la primera planta solar térmica de torre usada para la generación de electricidad de forma comercial (Afloresm, 2007).



Figura 1.2. Concentrador central

Fuente: Afloresm (2007)

La otra tecnología son recibidores distribuidos que no tienen un mecanismo o forma de funcionamiento uniforme (Szabó, 2017). Estas incluyen los concentradores parabólicos que son celdas o espejos parabólicos que dirigen los rayos al centro de la parábola, donde se encuentra el receptor. En este caso los recibidores consisten en algún tipo de fluido para almacenar la energía en su forma calorífica (Abdullahi, AL-Dadah, Mahmoud y Hood, 2015).

El fluido entonces crea un efecto llamado termosifón, que sucede debido a diferencias de temperatura en el mismo, lo cual se usa para separar el líquido con mayor energía del que tiene

menos, para evitar que el líquido frío se combine con el caliente y para crear movimiento (Oriol Planas, 2015). Uno de los principales usos de estos sistemas es como calentadores de agua (Tacchi, Tacchi y Rapallini, 1984). Un ejemplo se puede ver en la Figura 1.3, donde se incluye un mecanismo de rastreo de la luz solar para un funcionamiento más eficiente, así como los demás elementos del receptor.

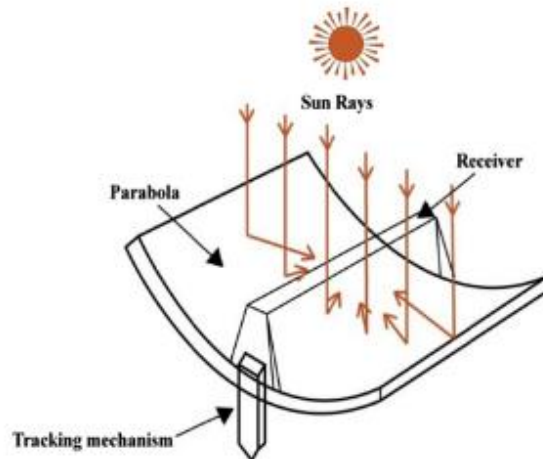


Figura 1.3. Concentrador parabólico

Fuente: Joardder, Halder, Rahim y Masud (2017: 225)

Otro tipo de recibidores distribuidos son los lentes de Fresnel, que son un lente compuesto por una sucesión de anillos concéntricos para conseguir amplificar la luz solar y disminuir la distancia focal (Encyclopaedia Britannica, s.f.). El principal objetivo de estos lentes es concentrar la luz solar incidente en un rayo de luz, por esto en la actualidad de usa para generar señalamientos de luz, como es el caso de los faros y luces en carretera (Encyclopaedia Britannica, s.f.). En la Figura 1.4 se puede observar un ejemplo de un lente de Fresnel.

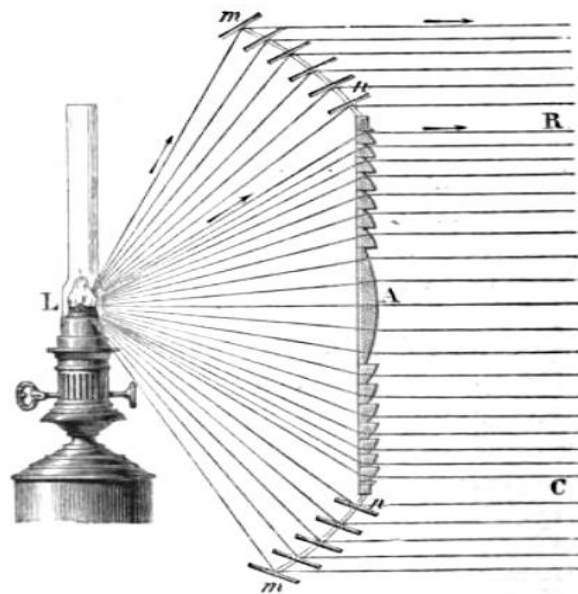


Figura 1.4. Ejemplo de lente de Fresnel

Fuente: Ganot (1872: 328)

En el caso que el lente de Fresnel se use para la concentración solar, el lente se invierte y recibe la luz solar por el lado liso y el diseño del lente lo concentra en un punto como se puede observar en la Figura 1.5. Estos lentes son útiles para generar vapor para usos industriales, así como para la preparación de alimentos (Udawant, Mohite y Takwale, 2016).

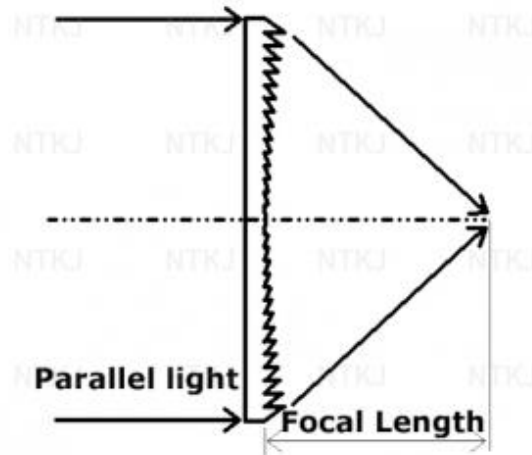


Figura 1.5. Lente de Fresnel para la concentración de luz solar

Fuente: NTKJ CO. LTD. (s.f.)

Por último, se cierra esta subsección con una recapitulación de algunos de los eventos históricos considerados más relevantes en el uso e invención tecnológica de la energía solar. Esta información se presenta en la siguiente figura:

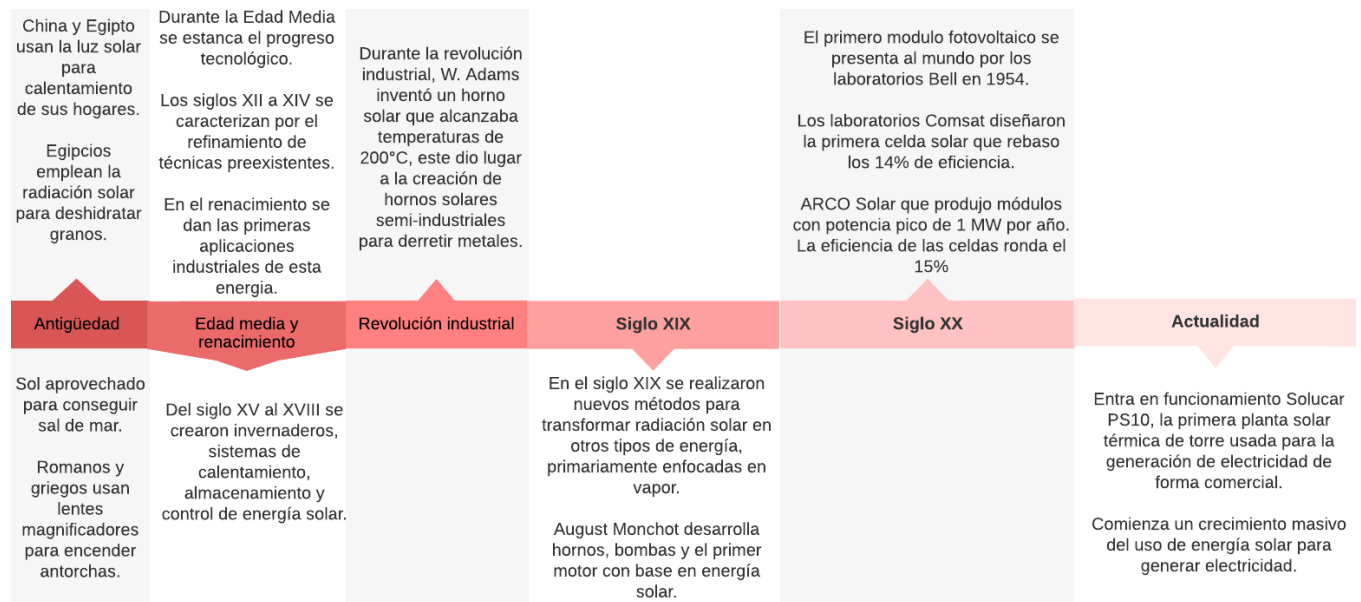


Figura 1.6. Cronograma histórico de la energía solar

Fuente: Elaboración propia con datos de Lindmayer y Allison (1973), Whitney (2004), Afloresm (2007), Sorensen et al. (2008), Espinoza Sánchez (2010), Chen (2011), Soni y Chourasia (2014), Ngô y Natowitz (2016) y Szabó (2017).

## 1.2. ¿Cómo funciona la energía fotovoltaica?

En esta subsección se revisan cómo se genera electricidad usando celdas fotovoltaicas. La radiación electromagnética emitida por el sol es la luz que vemos y parte del espectro electromagnético no visible para el ojo humano. La irradiancia que recibe la tierra varía por lugares y por épocas del año (Energy.Gov, s.f.). La tecnología para la generación de energía fotovoltaica captura esta radiación para luego convertirla en otras formas energéticas útiles para diferentes actividades (Energy.Gov, s.f.), como la generación de electricidad.

- Existen tres tipos principales para la captura de irradiancia solar que son:
- Sistemas de calentamiento directo: como su nombre lo indica son sistemas que se encargan de generar calor usando irradiancia solar. Generalmente redirigiendo la luz solar hacia un punto donde hay un receptor energético. Algunos usos de este tipo de sistemas son hornos y boiler solares, centrales térmicas solares, entre otros (Rhodes, 2010).
- Fotosíntesis: este es uno de los procesos más eficientes de conversión de irradiancia solar en energía en el planeta en su forma natural (El-Khouly, El-Mohsnawy y Fukuzumi, 2017). El proceso biológico consiste en la absorción de irradiancia solar por plantas, que a través de procesos químicos convierten la luz solar en energía química. Existe una imitación artificial de este proceso que consiste en hacer transferencias de electrones para generar un potencial eléctrico, que puede causar reacciones químicas usadas y absorbidas por un organismo (Bolton, 1995). Sin embargo, este tipo de generación energética tiene la dificultad de que su generación energética es relativamente baja, según Rhodes (2010) se estima que usando toda la tierra destinada a la agricultura solo se podría generar el 10% de la generada con combustibles fósiles. También tiene la dificultad de que la tierra compite contra la aplicada para procesos agrícolas (Rhodes, 2010).
- Fotoquímica: la irradiancia solar cambia la estructura de sustancias sensibles a los fotones al entrar en contacto con ellas (Ávila-Zárraga, 2018). La fotosíntesis es un ejemplo de aprovechamiento natural de esta energía (Ávila-Zárraga, 2018). Pero también existen otros tipos de reacciones que pueden aprovecharse para objetivos en específico (Ávila-Zárraga, 2018).
- El último medio es el fotovoltaico: es la conversión a nivel atómico de la irradiancia solar en electricidad (Knier, 2021). La base física de esta conversión es que algunos materiales tienen la propiedad de que, al recibir fotones, expulsan electrones (AlphaZee Systems, 2018). Después, estos electrones se capturan, lo que produce una corriente eléctrica que es usada como electricidad (Knier, 2021).

Este trabajo de investigación se enfoca en el último punto, que es la generación de electricidad vía el proceso fotovoltaico. Dicha delimitación se realiza debido al énfasis que existe en Sonora para atraer inversión que resulte en un gran número de plantas fotovoltaicas a larga escala, lo cual se revisa más a detalle en el próximo capítulo. Por el momento, la siguiente subsección explica la generación de electricidad usando el proceso fotovoltaico.

### 1.2.1. Proceso fotovoltaico

En esta subsección se revisa la conversión de la irradiancia solar en electricidad a través del proceso fotovoltaico. Por ello, se destina este espacio a la descripción más detallada del funcionamiento de la energía fotovoltaica. Para explicar cómo funciona esta fuente energética, se revisan la principal teórica que dio lugar a su creación, así como los componentes que la integran.

Los orígenes de esta tecnología se remontan a 1839 cuando Edmund Becquerel identificó materiales que, al ser expuesto a la luz solar, generaban una pequeña corriente eléctrica (Knier, 2021). Para 1905, Albert Einstein describió la naturaleza de la luz al exponerse a este tipo de materiales, que es la base de la tecnología fotovoltaica (AlphaZee Systems, 2018; James y Kareta, 2020). Más adelante, esta teoría se formalizó por Albert Einstein quien le dio el nombre de efecto fotoeléctrico. Este fenómeno consiste en que las partículas de luz (fotones) incidente excitan los electrones en ciertos materiales, lo que hace que los electrones se muevan en cierta dirección, creando una corriente y un voltaje eléctrico. Un ejemplo de este fenómeno se puede observar en la Figura 1.7.

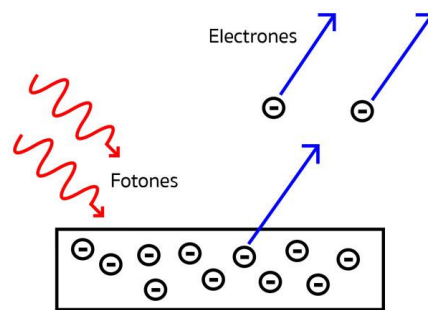


Figura 1.7. Efecto fotoeléctrico

Fuente: Illuminet (2016)

Como se mencionó anteriormente, el primero módulo fotovoltaico fue creado por los laboratorios Bell en 1954, aunque era tecnología muy costosa para su tiempo (Knier, 2021). Las celdas solares están hechas de materiales semiconductores, como el silicón, dicho semiconductor este tratado para generar un campo electromagnético positivo en un lado y negativo en el otro (Hantula, 2010; Knier, 2021).

Cuando la irradiancia solar incide sobre la celda solar, electrones salen del material semiconductor, para capturar estos electrones se usan conductores eléctricos que al estar conectados al campo electromagnético se genera un circuito eléctrico (Knier, 2021). Esto forma una corriente y un voltaje eléctrico que se pueden usar para un propósito definido (Corkish, 2013). Una celda fotovoltaica de este tipo se presenta en la Figura 1.8. En este caso, se trata de un material semiconductor rodeado de dos contactos y con revestimiento antirreflejante para captar más irradiancia solar, evitando reflejarla.

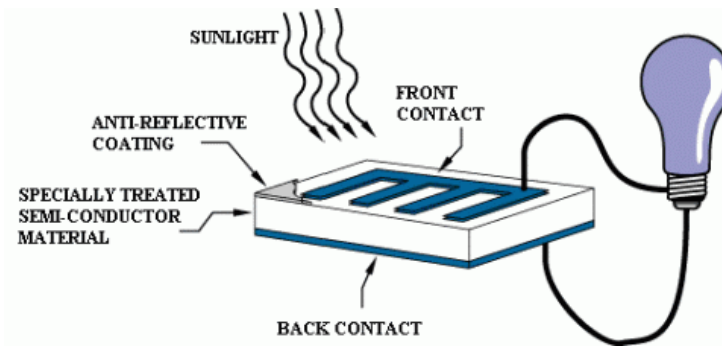


Figura 1.8. Celda fotovoltaica simple

Fuente: Knier (2021)

En la actualidad, los arreglos de celdas solares consisten en módulos que, a su vez, están integrados por un conjunto de celdas solares. Como se puede apreciar en la Figura 1.9. El número de celdas en un módulo está diseñado para generar un voltaje específico (Knier, 2021), que generalmente está en función de las capacidades del sistema eléctrico que lo va a recibir.

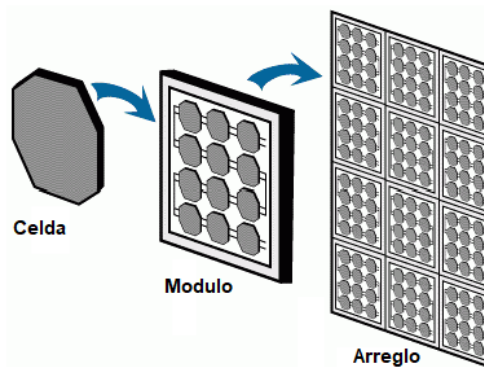


Figura 1.9. Celda, modulo y arreglo fotovoltaico

Fuente: Knier (2021)

Por último, cuando el sistema de generación está conectado directamente a la red eléctrica, la energía se puede usar directamente en el lugar donde se ubica (lo que sucede principalmente en hogares y negocios) y el excedente se manda a la red nacional de electricidad y se paga una tarifa o crédito de electricidad por ello (Newkirk, 2016; AlphaZee Systems, 2018a). Cuando el uso es comercial, una de sus formas de funcionamiento es mediante contratos establecidos. En los cuales se acuerda un precio de venta entre la empresa generadora y el gobierno, la entidad reguladora o, en el caso de que el mercado energético este privatizado, una o varias empresas.

### 1.3. Sobre los determinantes de la generación óptima de energía fotovoltaica

Este espacio se enfoca en los factores que afectan la generación de energía fotovoltaica usando paneles solares en el lugar o sitio en que se encuentra la planta. De esta forma, la discusión se centra en las fenómenos o instrumentos que afectan la eficiencia de las celdas solares; como

son la irradiancia solar, temperatura, velocidad del viento, diferentes instrumentos para el enfriamiento de la celda, entre otros.

De acuerdo con Lin y Hsieh (2012), el total de la energía generada por una celda o planta solar en un periodo específico de tiempo, depende directamente de la cantidad de irradiancia solar que la celda recibió en ese periodo. Esto se debe, como se mencionó anteriormente, a que esta tecnología depende de la luz solar o fotones para que el material desprenda electrones, los que se usan para la generación de una corriente y voltaje eléctrico.

Idealmente la percepción de irradiancia solar debe ser aproximadamente de  $1,000 \text{ W/m}^2$ , sin embargo, aspectos como la ubicación geográfica, el ángulo del panel con respecto al sol, así como otros factores como partículas en el aire, humedad o neblina afectan la luz incidente (Arshad, Tariq, Niaz y Jamil, 2014), esto es, son fenómenos que reflejan, absorben o interactúan con la irradiancia solar, evitando que llegue en su totalidad a la celda.

Otro aspecto del cual depende la generación de energía fotovoltaica es la temperatura. En general se considera que, a mayor temperatura, menor es la eficiencia de la celda solar, pero en realidad hay dos aspectos determinantes de esta dependencia, uno es la temperatura ambiente y, el otro, la resistencia térmica del módulo (Kozak, Marańda, Napieralski, Mey y Vos, 2009).

Lo anterior sucede debido a que la estructura de los materiales conductores está constituida por electrones libres y electrones fuertemente adheridos al núcleo (Arshad et al., 2014). Cuando la irradiancia solar incide sobre el material, el movimiento y choque de partículas, así como la energía absorbida por el material genera un aumento de calor en el material, lo que a su vez aumenta la resistencia del componente, dificultando el movimiento de electrones y, por ende, la corriente y voltaje generados (Arshad et al., 2014).

Según Pujotomo y Diantari (2018), generalmente las celdas solares están diseñadas para operar a una temperatura máxima de  $25^\circ\text{C}$  y por cada incremento de un grado  $^\circ\text{C}$ , la eficiencia de la celda solar disminuye en alrededor de 0.4%. Normalmente la resistencia térmica de los paneles solares está diseñada para operar a temperaturas por encima de los  $20^\circ\text{C}$  (Arshad et al., 2014).

Sin embargo, aunque la eficiencia disminuya, la generación de energía en las celdas sigue siendo óptima mientras el módulo se encuentre en una temperatura de  $32\text{-}50^\circ\text{C}$  (Pujotomo y Diantari, 2018), lo cual posiblemente se debe a que la resistencia del material es menor a incremento de corriente que sigue pasando por el mismo. Cuando la temperatura es mayor a  $50^\circ\text{C}$  la energía generada tiende a disminuir (Pujotomo y Diantari, 2018).

Puede existir enfriamiento natural en el lugar si es normal que circule viento, debido a que el aire enfría las celdas solares, lo que resulta en una menor vibración de los electrones, permitiéndoles cargar mayor energía (Dwivedi, Sudhakar, Soni, Solomin y Kirpichnikova, 2020). Si hay viento en el área donde se localizan las celdas, se ha encontrado que la diferencia entre la temperatura del módulo y del ambiente se hace más pequeña (Kaldellis, Kapsali y Kavadias, 2014), se estima que, si la celda solar se enfría en  $1^\circ\text{C}$ , las celdas se vuelven 0.05% más eficientes (Dwivedi et al., 2020).

Por otro lado, si el lugar cuenta con mucho polvo, el viento puede apresurar el ensuciamiento de las celdas, así como crear partículas o sombras que disminuyan la irradiancia solar recibida por las mismas (Chikate y Sadawarte, 2015; Conceição et al., 2018). La disminución de la eficiencia depende del tipo de partículas que se encuentren en el suelo, debido a que, la interacción con los fotones o la creación de sombras está en función del tamaño y cantidad de partículas en el ambiente (Dwivedi et al., 2020). Se ha identificado que, en las áreas desérticas, este efecto es especialmente negativo en la eficiencia de las celdas solares (Conceição et al., 2018; Dwivedi et al., 2020).

La humedad en el aire, que es la cantidad de partículas de agua en el ambiente, puede afectar negativamente a la irradiancia solar incidente, debido a que el agua tiene una alta capacidad de absorción energética. En el caso de que exista neblina, el área puede evitar la entrada casi total de la luz solar. Según Dwivedi et al. (2020), la humedad también puede alterar el funcionamiento de las celdas solares si entra dentro de las celdas. Esto porque acelera su degradación, lo que disminuye la eficiencia de las celdas (Yao et al., 2022).

La inclinación del terreno es otra cualidad que puede impactar la eficiencia de las celdas solares (Rasouli Dogaheh y Puig, 2019). Por un lado, esto sucede debido a que las celdas deben estar perpendicularmente posicionadas con respecto al sol, para aprovechar en lo más posible la irradiancia incidente (Keshavarz, Talebizadeh Sardari, Edalati, Mehrabian y Abdolzadeh, 2012), que la inclinación del terreno puede imposibilitar.

La inclinación es un factor tan importante que existen sistemas mecánicos para asegurar que la celda se mueva de acuerdo con el movimiento del sol (Anderson y Mikofski, 2020). Intentado mantener la perpendicular del módulo con respecto a la posición del sol a lo largo del día (Anderson y Mikofski, 2020). Pero estos gastan energía y los módulos al moverse pueden emitir sombra sobre los módulos adyacentes que puede incrementarse de existir inclinación en el terreno (Anderson y Mikofski, 2020).

Además, existen técnicas de enfriamiento para disminuir los efectos negativos del decremento en eficiencia de las celdas solares por aumentos en la temperatura de estas. Estas se dividen en pasivas y activas, con la diferencia que las segundas usan una fuente de poder para funcionar, lo cual gasta energía (Arshad et al., 2014).

Las técnicas pasivas se pueden categorizar en sistemas de aire, agua y conductores (Dwivedi et al., 2020). Los sistemas pasivos de aire generalmente se caracterizan por desarrollar canales para facilitar la circulación del aire alrededor de las celdas solares, no obstante, dependiendo del diseño estos pueden causar un incremento en los costos de operación y costos adicionales por la compra de los sistemas (Grubišić-Čabo, Nizetic y Tina, 2016).

Los sistemas conductivos son en apariencia similares a los de aire, con la distinción de que el método de enfriamiento es conductivo (Grubišić-Čabo, Nizetic y Tina, 2016), es decir, al incrementar la conductividad del material del cual está construida la celda, se busca aumentar la transferencia de la temperatura de la celda al aire.

La alta capacidad de absorción calorífica del agua, la ha hecho atractiva como sistema de enfriamiento para las celdas solares. Estos métodos generalmente consisten en la sumersión parcial de la celda y aunque han obtenido resultados favorables en experimentos singulares, debido a la cantidad relativa de líquido con respecto a la celda solar, los métodos no están adecuados para plantas masivas (Grubišić-Čabo, Nizetic y Tina, 2016).

Existe un tipo de métodos que se considera entre activo y pasivo, consistiendo en el diseño de ductos de enfriamiento. Estos ductos se expanden, contraen y permiten la emisión de vapor para disipar el calor, lo cual funciona debido a que la expansión toma parte de la energía, por su parte, la evaporación ayuda a transferir el calor al ambiente, así como separarlo de la celda (Grubišić-Čabo, Nizetic y Tina, 2016).

Por otra parte, los sistemas activos se caracterizan porque requieren energía para su funcionamiento. Existen diversos tipos, algunos de estos métodos consisten en instrumentos para rociar agua usando bombas, otros usan agua en conjunto con intercambiador de calor para facilitar la transferencia energética y existen sistemas que usan aletas o superficies que conectan al objeto con un medio para eficientizar la transferencia de calor (Zubeer, Mohammed y Ilkan, 2017).

En general los métodos activos tienden a incrementar la eficiencia de las celdas solares, especialmente los electromecánicos o que usan agua u otros líquidos, sin embargo, estos requieren de energía para su funcionamiento y no siempre se encuentran desarrollados lo suficiente como para permitir su construcción y funcionamiento masivo (Zubeer, Mohammed y Ilkan, 2017).

#### **1.4. Sobre los beneficios e impactos económicos de invertir en energía fotovoltaica**

Esta sección busca dar un breve panorama de los beneficios e impactos económicos actuales de invertir en energía fotovoltaica, es decir, discutir cual es el atractivo económico en términos de las razones que hacen rentable esta forma de generación energética. En la actualidad esta tecnología se ha vuelto muy atractiva para la inversión privada y pública, debido a sus beneficios que incluyen una alta eficiencia de conversión de energía a electricidad (mayor al 95%), periodos largos de garantía (25 años), mínima pérdida de corriente, el costo de creación de las plantas solares es mínimo comparado con la duración de estas, entre otros (Sood y Abdelgawad, 2019).

En una primera instancia, la inversión en energía fotovoltaica beneficia el crecimiento económico de la economía (AIDarraji y Bakir, 2020), así como a la tecnología que se usa en este tipo de plantas (Grover, 2007), debido a que crea mayor interés para su desarrollo. Por otro lado, la gestión de recursos monetarios y humanos en la tecnología fotovoltaica, hace que en cierto grado se deje de lado otro tipo de industrias energéticas, especialmente las convencionales que se basan en petróleo, carbón y gas natural (Grover, 2007).

Otro tipo de beneficios económicos es la posibilidad de lograr soberanía energética, al no depender de precios de mercado para la importación de combustibles fósiles y electricidad; lo que resulta en una mayor estabilidad económica local (Olson y Lenzmann, 2016). En términos de creación de empleo, el impacto económico es positivo en la mayoría de los casos, debido a

que gran parte de estos trabajos se generan localmente, alrededor de la planta (Jäger-Waldau, 2005).

La mayoría del impacto económico que tiene la inversión en energía fotovoltaica está directamente relacionada con el proceso de obtención de materiales, manufacturación, instalación, mantenimiento y desmantelamiento o reciclaje de las celdas solares y demás componentes (Grover, 2007; Wallasch et al., 2014; U.S. DOE, 2017), esto es, durante el ciclo de vida de la tecnología. En el caso de México, se espera que, si la industria de celdas y módulos fotovoltaicos no se desarrolla, 60% del total de módulos usados hasta 2030 sería importado (IRENA, 2015).

El impacto económico de la manufactura de la tecnología fotovoltaica está restringido a si el lugar, tiene la capacidad de producir las celdas solares, transformadores, entre otros (Wallasch et al., 2014) o de minar y tratar los materiales necesarios para su manufacturación. Cuando el país o lugar no tiene las condiciones para realizar esta producción, se recurre a la importación, en cuyo caso la mayoría del beneficio económico se queda en el país o lugar productor (Wallasch et al., 2014).

La fase de construcción e instalación de las plantas y celdas solares requiere de actividades intensivas en el uso de trabajo, lo que generalmente se refleja en la contratación temporal de empresas constructoras (Goldberg, 2012). Otra parte importante del proceso de instalación es la conexión a la red eléctrica nacional, que requiere de operadores especializados para integrar tanto a las empresas grandes como a las pequeñas, así como la renovación o expansión de la red debido a que gran parte de los proyectos fotovoltaicos grandes, se localizan en lugares alejados de los centros urbanos (Wallasch et al., 2014).

Por su parte, la operación y mantenimiento de las plantas solares ofrecen oportunidades, especialmente para países sin la capacidad de producción de esta tecnología, debido a que es posible capacitar profesionistas y técnicos para el funcionamiento adecuado de las plantas (Wallasch et al., 2014). Por otro lado, la cantidad de trabajo requerido para el funcionamiento de las plantas fotovoltaicas es pequeño, especialmente considerando las demás fases, pero el largo periodo de vida de esta tecnología permite que los empleos puedan durar largos periodos (Goldberg, 2012).

La última etapa del ciclo de vida de las celdas o plantas solares es el desmantelamiento con fines de desecho, reciclaje o reutilización de los módulos y celdas solares (Wallasch et al., 2014). Aunque la complejidad de estos materiales; que están integrados por muchos componentes distintos (Dubey, Jadhav y Zakirova, 2013); dificulta el reciclaje y, pone en evidencia, la falta de investigación para no desechar estos materiales (Bielecki, Ernst, Skrodzka y Wojnicki, 2020).

De esta forma, las posibilidades domésticas para que la inversión en esta tecnología tenga un impacto económico positivo en un lugar, están relacionadas tanto con el nivel de desarrollo económico del lugar, así como el grado de avance que tengan el tipo específico de energía renovable en el mismo, esto es, debido a que si la industria local tiene las herramientas para

producir, mantener y disponer de las celdas solares y demás tecnología involucrada en el proceso fotovoltaico, mayor será el impacto doméstico de la inversión (Wallasch et al., 2014).

En el caso de México la industria fotovoltaica aún se encuentra en sus etapas iniciales con pocos casos de empresas competitivas en sus costos, por lo que se requiere de una inversión masiva para generar industria capaz de surtir un incremento importante en el número de plantas solares, especialmente si se quiere pasar de la producción actual a la cantidad masiva requerida para hacer la EF relevante (IRENA, 2015).

Quedando la opción de recurrir a la importación de módulos y celdas solares, haciendo énfasis en el diseño de sistemas fotovoltaicos, así como experiencia en la instalación de dichas plantas (IRENA, 2015). Además, México tiene la ventaja de tener menores costos de operación e instalación de plantas solares en comparación con países desarrollados, como Alemania y Francia (IRENA, 2017).

### **1.5. Impactos ambientales de la energía fotovoltaica**

Por último, se recopila información actual sobre los impactos ambientales que tiene el uso de la energía fotovoltaica, durante sus diferentes ciclos de vida, así como en comparación con otros tipos de energías. Esto es, debido a que aun si el proceso de generación de electricidad usando tecnología fotovoltaica no genera una cantidad considerable de contaminantes, durante el proceso de producción, instalación y desmantelamiento puede causar un daño al medio ambiente dependiendo como se realicen estos procesos.

La mayor parte de los impactos ambientales de la tecnología fotovoltaica tienen lugar durante el periodo de extracción de materiales, especialmente metales, así como en el proceso de manufactura, donde se manejan estos materiales y sustancias toxicas (Tovar Castillo, 2014). En el caso de las emisiones, alrededor del 70% suceden durante la extracción y tratamiento de materiales y la producción del panel (NREL, 2012; Guzman Niño, 2017). Por ello, es importante incrementar la eficiencia de las celdas solares, así como la investigación para mejorar su reciclaje (Mahajan, 2012).

En el caso de la manufactura, se genera contaminación debido que este proceso requiere de una gran cantidad de agua (Pasqualino Cabrera y Vanegas Chamorro, 2015), lo cual resulta en la generación de aguas residuales y, posiblemente, toxicas debido al manejo de metales y toxinas (Tovar Castillo, 2014), así como en la asignación del recurso en esta actividad y no para consumo o producción agrícola.

Pasqualino et al. (2015) encuentran que cuando el país no tiene la posibilidad de manufacturar las celdas solares, lo que también aplica con los recursos mineros y su tratamiento, sigue habiendo emisión de gases, partículas, líquidos, generación de residuos y afectación permanente al lugar de instalación, precisamente por la construcción de la planta, por su mantenimiento, operación y, posteriormente, por su desmantelamiento.

En el caso del proceso de construcción de la planta, se causan daños significativos al suelo, fauna y flora (Pasqualino et al., 2015), debido a que este proceso requiere de modificaciones permanentes en la zona, que conllevan la eliminación de la vegetación, nivelación del terreno,

construcción de caminos, entre otros (Rabaia et al., 2020). Esto hace necesario que se identifiquen zonas adecuadas para la construcción (Mahajan, 2012), lo cual debe considerar zonas poco habitadas por flora y fauna para evitar daños nocivos a los mismos.

En el proceso de construcción de la planta solar también se gasta agua, pero esto es algo temporal en comparación con el proceso de extracción de materiales y producción constante (Pasqualino et al., 2015). Como cualquier proceso de construcción a gran escala, dependiendo de los métodos que se usen, es posible causar contaminación al aire, lo que incluye la liberación de contaminantes del suelo, así como el incremento de partículas en el aire, lo que puede contaminar reservas de agua cercanas por contacto con el aire (George y Ouseph Babu, 2016).

Durante el mantenimiento también se usa agua para la limpieza de las celdas, que puede ser especialmente intensivo en lugares y/o periodos con mucho polvo (Pasqualino et al., 2015). Otro aspecto que puede consumir agua en el periodo de operación de las celdas y módulos solares, es si existe un sistema de enfriamiento que utilice este líquido, por lo cual se recomienda que la ubicación de la planta se localice cerca de una fuente hidráulica, así como el desarrollo de tecnologías que no requieran de su uso (Rabaia et al., 2020).

El caso del reciclaje es importante, debido a que las plantas grandes para la generación de energía fotovoltaica requieren de una cantidad masiva de celdas y módulos solares, que se estima su incremento en las próximas décadas (Lunardi, Alvarez-Gaitan, Bilbao y Corkish, 2018). En la actualidad se están desarrollando métodos para disminuir los impactos ambientales y económicos del desecho de las celdas solares, pero los procesos conocidos están reducidos al reciclaje de una pequeña parte de los materiales que integran a las celdas (Monteiro Lunardi, Alvarez-Gaitan, Bilbao y Corkish, 2018), por lo cual se requiere de mejorar estos procesos (Bielecki et al., 2020).

### **1.5.1. Comparativo de los impactos ambientales de diferentes formas de generación de electricidad**

En esta sección se hace una breve comparación de los impactos ambientales que tienen diferentes formas de generación de electricidad, es decir, una comparativa de la contaminación producida al generar electricidad usando irradiación solar, petróleo, gas natural, carbón, eólica, reacciones atómicas, entre otros. Esto con el propósito de dar una magnitud relativa al impacto ambiental de la energía fotovoltaica.

El dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) es uno de los principales gases de efecto invernadero, que en altas concentraciones causa daños a la salud humana; puede afectar la respiración, irritar y quemar piel y ojos, dolor de cabeza, mareo, temblores, en casos agudos puede provocar cambios de personalidad y pérdida de visión (NJHealth, 2016); puede afectar la capacidad de las plantas para reproducirse, lo que tiene la posibilidad de afectar el sector agrícola y el aire limpio disponible (Jarma Orozco, Cardona Ayala y Araméndiz Tatis, 2012); así como es de las principales causas para el calentamiento de la tierra.

Para la estandarización de la medición de la contaminación causada por los gases efecto invernadero, se usa la métrica de unidades equivalentes de dióxido de carbono por GW hora (CO<sub>2</sub>e/GWh). Esta unidad intenta estandarizar los diferentes tipos de gases de efecto

invernadero al hacer una equivalencia de la cantidad de calentamiento que generaría en términos del CO<sub>2</sub> (The Guardian, 2011), lo que busca simplificar el análisis al presentar la contaminación del aire en términos de un solo gas.

En la Tabla 1.1 se presenta una comparativa de la cantidad media, mínima y máxima de CO<sub>2</sub>e/GWh emitidos como consecuencia de la generación de electricidad usando diferentes medios. La tabla proviene de la UNECE (2022) que hace una revisión literaria de diferentes artículos, donde resume el promedio de la cantidad de gramos de CO<sub>2</sub>e/KWh emitidos según cada una de las referencias. Los resultados arrojan una considerable disminución de emisiones usando energías renovables.

Cabe destacar que el mínimo de emisión de las celdas solares está muy cercana a las demás energías renovables, mientras el máximo se acerca a las fósiles. Esto puede tener origen, en que las celdas solares todavía siguen en sus etapas iniciales de desarrollo masivo para el momento en el cual se tomaron las mediciones (en el año 2011), pero el avance ya empieza a mostrar resultados alentadores en termino de sus emisiones, lo cual se puede apreciar debido a que el promedio se encuentra más cercano al valor mínimo que al máximo.

Tabla 1.1. Comparativa de gramos CO<sub>2</sub>-Eq por KWH

Fuente	Tecnología	g CO <sub>2</sub> -Eq por KWH
Carbón	Carbón pulverizado sin captura, uso y almacenamiento de CO <sub>2</sub> (CCS por sus siglas en ingles)	1020
Carbón	Supercrítico sin CCS	953
Carbón	Ciclo Combinado con Gasificación Integrada (CCGI) sin CCS	849
Gas natural	Ciclo combinado sin CCS	434
Carbón	Carbón pulverizado con CSS	369
Carbón	Supercrítico con CCS	333
Carbón	CCGI con CCS	279
Hidro	660 MW	147
Gas natural	Ciclo combinado con CCS	128
Irradiancia solar	Energía solar concentrada	42
Irradiancia solar	Fotovoltaica poly-Si montada en el techo	37.2
Irradiancia solar	Fotovoltaica poly-Si montada en el suelo	36.7
Irradiancia solar	Torre de energía solar concentrada	21.7
Irradiancia solar	Fotovoltaica CdTe, montada en el techo	14.6
Eólica	Marina con fundación de concreto	14.2
Irradiancia solar	Fotovoltaica CIGS, montada en el techo	14.1
Eólica	Marina con fundación de metal	13.3
Eólica	Terrestre	12.4
Irradiancia solar	Fotovoltaica CdTe, montada en el suelo	11.9
Irradiancia solar	Fotovoltaica CIGS, montada en el suelo	11.4
Hidro	360 MW	10.7
Nuclear	-	5.3

Fuente: UNECE (2022: 76)

Bielecki et al. (2020) estudian los riesgos asociados a diferentes tipos de medios para producir electricidad. Estos riesgos incluyen afectaciones a la salud humana, molestias a los mismo, efectos a la infraestructura y al ambiente, así como el riesgo potencial de la tecnología en caso

de una catástrofe, es decir, ¿Cuáles serían las posibles afectaciones en el peor escenario para cada tipo de tecnología?

Tabla 1.2. Resumen de riesgos asociados a diferentes tipos de tecnologías para la generación de electricidad (parte 1)

Tipo de tecnología	Efectos en la salud humana	Molestia para humanos	Efectos en infraestructura humana	Efectos en el ambiente	Peor escenario
Nuclear	En el largo plazo existe la posibilidad de contaminación radiactiva del personal	Efectos nocivos al ambiente por el almacenamiento de desechos nucleares	Efectos nocivos al ambiente por el almacenamiento de desechos nucleares	Efectos nocivos al ambiente por el almacenamiento de desechos nucleares	Contaminación catastrófica del ambiente y para la salud humana. Efectos globales posibles en caso de una catástrofe
Carbón	Mínima si se usa tecnología moderna para la disminución de emisiones y optimización del proceso de combustión. Severa si no	Dependiendo de las emisiones que, a su vez, dependen del tipo de tecnología usada	Severa, principalmente por la minería y distribución del carbón	Para las plantas depende de la tecnología, pero es severa en actividad minera	Efectos locales, principalmente en los cercanos a las minas y plantas
Gas natural	Mínima	Mínima	Mínima, incluyendo oleoductos	Mínima	Efectos locales
Hidráulica	Ninguna	Promedio en el caso de presas, mínima para almacenamiento usando bombas	Promedio a nivel global, largo a nivel local por el impacto del transporte, comunicaciones e infraestructura	Promedio a nivel regional	Regionalmente puede ser catastrófico en el caso de inundaciones
Biomasa	No existe suficiente investigación al respecto, significativo si se considera la combustión del material orgánico	Ninguna	Ninguna	Significante, debido a que se pierde el uso del suelo para la agricultura	Localmente, por la posibilidad de incendios

Fuente: Bielecki, Ernst, Skrodzka y Wojnicki (2020)

En la Tabla 1.2 se ve el resumen de estos riesgos, donde es posible apreciar que la energía generada con combustibles fósiles es la más dañina para el ambiente. Este tipo de plantas, especialmente las que usan carbón, causan daños nocivos al aire, suelo y agua, debido a la

emisión de toxinas y CO<sub>2</sub> (European Environment Agency, 2008), lo cual depende del tipo de tecnología utilizada para controlar las emisiones (Bielecki et al., 2020), poniendo en vulnerabilidad a países con menor capacidad para adquirir esta tecnología. Aunque los autores solo hacen alusión al carbón, posiblemente porque es el combustible más nocivo, el petróleo tiene riesgos similares asociados e inclusive otros como el daño de la vida marítima.

Tabla 1.2. Resumen de riesgos asociados a diferentes tipos de tecnologías para la generación de electricidad (parte 2)

Tipo de tecnología	Efectos en la salud humana	Molestia para humanos	Efectos en infraestructura humana	Efectos en el ambiente	Peor escenario
Geotérmica (natural)	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna
Geotérmica (hecha por el hombre)	Contaminación del agua subterránea y del aire	Contaminación del agua subterránea y del aire. Incremento de gases efecto invernadero durante el proceso de preparación de sitio por el uso de máquinas de excavación y en sistemas de circuito abierto (usan bombas para sacar agua caliente del subterráneo).	Ninguna	Contaminación del agua subterránea y del aire	Contaminación del agua subterránea y del aire
Solar concentrada	Ninguna	Se requiere de un sitio con un gran tamaño	Ninguna	Efectos letales en fauna voladora que pase por el sitio	Incendios, liberación de vapor a la atmosfera
Celdas solares	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Requiere de un sitio grande, falta investigación con respecto al reciclaje de las celdas	Ninguna
Eólica	Ninguna	Ruido, vibración, área larga, destellos de luz	Puede afectar la propagación de ondas de radio	En los animales ruido y vibración. En los voladores riesgo de colisión	Ninguna

Fuente: Bielecki, Ernst, Skrodzka y Wojnicki (2020)

Recapitulando las categorías de la Tabla 1.2, es posible afirmar que:

- Los principales efectos negativos en la salud humana se dan por las plantas de carbón (dependiendo de la tecnología usada), posiblemente por las de biomasa (según la U.S. Energy Information Administration (2024) en el caso del uso de maderas puede promover deforestación y generación de contaminantes), la geotérmica hecha por el hombre y la nuclear restringida a los trabajadores de la planta (especialmente si no se siguen las precauciones necesarias para el contacto con radiación nuclear).
- Las molestias a humanos tienen principalmente origen en las plantas de carbón, la geotérmica hecha por el hombre, la eólica en cercanía a la planta y la solar concentrada debido al tamaño del área requerida.
- Las afectaciones a la infraestructura humana son causadas a manera severa por las plantas de carbón (específicamente por la necesidad de minar y distribuir el material).
- Los impactos negativos al ambiente en el caso de las plantas de carbón dependen de la tecnología empleada (lo cual deja vulnerable a países pobres, particularmente en la minería que es especialmente nociva para el ambiente (Bradshaw, 1997), debido a que emite sustancias tóxicas, daña semipermanentemente el suelo escavado y puede ocasionar derrames de sustancias tóxicas o metales pesados), la geotérmica hecha por el hombre, la biomasa afecta (porque su uso no permite la producción agrícola en el lugar), las celdas solares y la solar concentrada que ocupan largas áreas, así como la eólica que afecta por el ruido y vibraciones de las astas.
- En el peor caso escenario la hidráulica, plantas de carbón, gas natural, geotérmica hecha por el hombre, solar concentrada y biomasa tienen diferentes grados de daños locales o regionales, pero la energía nuclear tiene la batuta en la posibilidad de crear daños catastróficos para la vida humana, fauna y flora en el caso de una catástrofe.

La energía fotovoltaica no viene sin sus problemáticas, especialmente debido a que requiere de grandes áreas de tierra, puede generar contaminación (especialmente en sus etapas iniciales y final) y tiene altos costos; sin embargo, el avance tecnológico ha permitido hacerlas poco a poco más eficientes y menos costosas en términos monetarios (Bieleck et al., 2020). En ese sentido, aunque el uso de paneles solares sigue siendo más costoso que las energías convencionales (Gulaliyev, Mustafayev y Mehdiyeva, 2020), al considerar los riesgos y costos que pueden traer las energías fósiles y, en el peor caso escenario la nuclear, la inversión en generación eléctrica vía irradiación solar se vuelve relevante y no tan costosa (Olson y Lenzmann, 2016; Bielecki et al., 2020).

## **Capítulo 2: Contexto internacional, nacional y sonoreño de la generación de electricidad con energía fotovoltaica**

El objetivo general de este capítulo es revisar el contexto en el que se desarrolla la energía fotovoltaica a nivel internacional, nacional y en Sonora, así como identificar los principales aspectos que influyen en su desarrollo a esas escalas. La pregunta central que busca responder este capítulo es ¿Qué beneficios y características tiene el desarrollo de energía fotovoltaica en Sonora, en el contexto mexicano e internacional?

El contenido de este capítulo se desarrolla principalmente en la dimensión económica (aspectos generales del mercado de energía fotovoltaica, costos de generación de energía fotovoltaica, entre otros) y en las condiciones espaciales de estos lugares que afectan la generación de energía fotovoltaica (principalmente irradiancia, pero se incluyen otros aspectos como potencial fotovoltaico y proyectos actuales para la generación de energía fotovoltaica).

En la primera sección de este capítulo se aborda el contexto internacional de la generación de energía para dar un contexto general de las prácticas que se siguen fuera del país. Seguido se revisan estas mismas propiedades para México, buscando entender la realidad del país en el que se encuentra Sonora. Por último, se repasa cual es la situación del estado de Sonora con respecto a la generación de energía fotovoltaica, debido a que por sus características tiene buenas condiciones para la generación de este tipo de energía.

### **2.1. Aspectos generales de la generación de energía fotovoltaica a nivel internacional**

El propósito de esta subsección es hacer una caracterización de la evolución que ha tenido la generación eléctrica con base en el proceso fotovoltaica a nivel internacional. Enfocándose principalmente al desarrollo de costos, mejoramiento en la eficiencia de conversión y transmisión de electricidad, perspectivas a futuro, diversos casos prácticos de mercados de energía fotovoltaica en países extranjeros y características espaciales para la generación de esta energía.

Los límites de energías derivados de productos fósiles y nucleares, así como sus consecuencias sociales y ambientales (de Castro, Mediavilla, Miguel y Frechoso, 2013), hacen necesario buscar de otras fuentes energéticas para complementarlas o sustituirlos. El uso de las energías renovables es uno de los caminos más viable para disminuir los efectos negativos que resultan de la actividad humana (de Castro et al., 2013). La mayoría de los escenarios propuestos en las últimas décadas contemplan el uso de la EF y eólica como las líderes dentro de las fuentes renovables (EIA, 2010; IPCC, 2012; Moriarty y Honnery, 2012).

De acuerdo con el informe anual en el panorama energético de la EIA (2019), la energía fotovoltaica y eólica tienen poco menos del 40% de participación en la generación energética por fuentes renovables a nivel global, pero se prevé un aumento considerable de estas fuentes en las próximas décadas, llegando a cerca del 70% en conjunto para el 2050. Este crecimiento es especialmente notable en el caso de la energía fotovoltaica, como se puede observar en la siguiente figura:

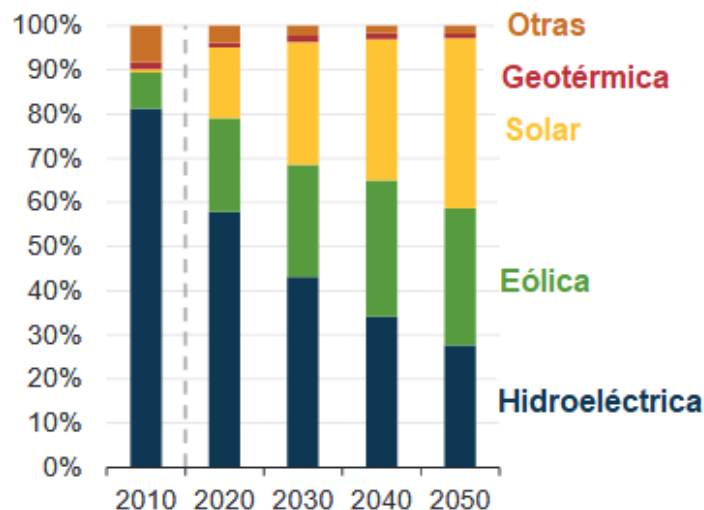


Figura 2.1: Participación en la generación de energía eléctrica por fuentes renovables

Fuente: EIA (2019: 91)

La lógica para el aumento masivo del uso de energías renovables va de la mano con el aumento del uso de electricidad y eficiencia de estas tecnologías, para reducir significativamente los efectos nocivos de las energías convencionales que incluyen las emisiones de gases invernadero, minería de materiales, calentamiento global, daños a flora y fauna, etcétera (IRENA, 2019a). Aunque la magnitud de sustitución de energías fósiles por renovables depende de la evolución tecnológica, así como de la posibilidad de los organismos internacionales y de cada país para facilitar su uso (IRENA, 2019a).

En el caso de la energía fotovoltaica, se tienen expectativas de que llegue al 25% del total de energías para 2050 a nivel global, lo cual representaría un aumento mayor a 17 veces de la cantidad de EF generada en 2018 (IRENA, 2019a). Existen países que tienen una mayor posibilidad económica para facilitar la sustitución de energía fósiles por renovables; por ejemplo, existe una demanda fuerte de esta energía en Estados Unidos, China, Italia, Alemania, Japón, entre otros (Renewable Energy Policy Network, 2020); lo cual se puede facilitar por subsidios y la integración de la electricidad en la mayoría de las actividades.

Analizar el contexto internacional, hace relevante mencionar el fenómeno conocido como la globalización, debido a que uno de sus beneficios en su forma económica y tecnológica, es que permite la reducción de costos de nuevas tecnologías, así como su producción y distribución masiva (Global Strategy Group, 2016). Lo anterior se ha dado tanto para las tecnologías de energías renovables, así como específicamente para la energía fotovoltaica, donde sus costos se redujeron en 75% de 2009 a 2014 (Global Strategy Group, 2016), lo que ha ido de la mano con el incremento de la eficiencia tanto de la conversión de irradiancia en electricidad, como en la transferencia de la energía eléctrica a la red eléctrica (Beltrán-Telles, Morera-Hernández, López-Monteaquedo y Villela-Varela, 2017).

Durante las etapas iniciales de desarrollo de la energía fotovoltaica existía un costo social para su desarrollo, generalmente en la forma de subsidios económicos para alentar su producción

inicial (Beltrán-Telles et al., 2017; Shao y Fang, 2021; Taylor, 2020). Debido a que las energías fósiles eran económicamente más atractivas, aun considerando los costos relacionados con sus efectos nocivos (Beltrán-Telles et al., 2017).

Sin embargo, como se presenta en la Figura 2.2, los costos ponderados promedio del Costo Nivelado de la Energía asociados con la producción de plantas eléctricas de gran escala para la energía solar fotovoltaica y eólica en tierra han disminuido en últimos años. El Costo Nivelado de la Energía es el costo promedio durante la vida útil de una planta generado de electricidad (IRENA, 2024). De forma que en la actualidad los costos de estas energías se han vuelto competitivos en comparación con las energías fósiles (IRENA, 2024).

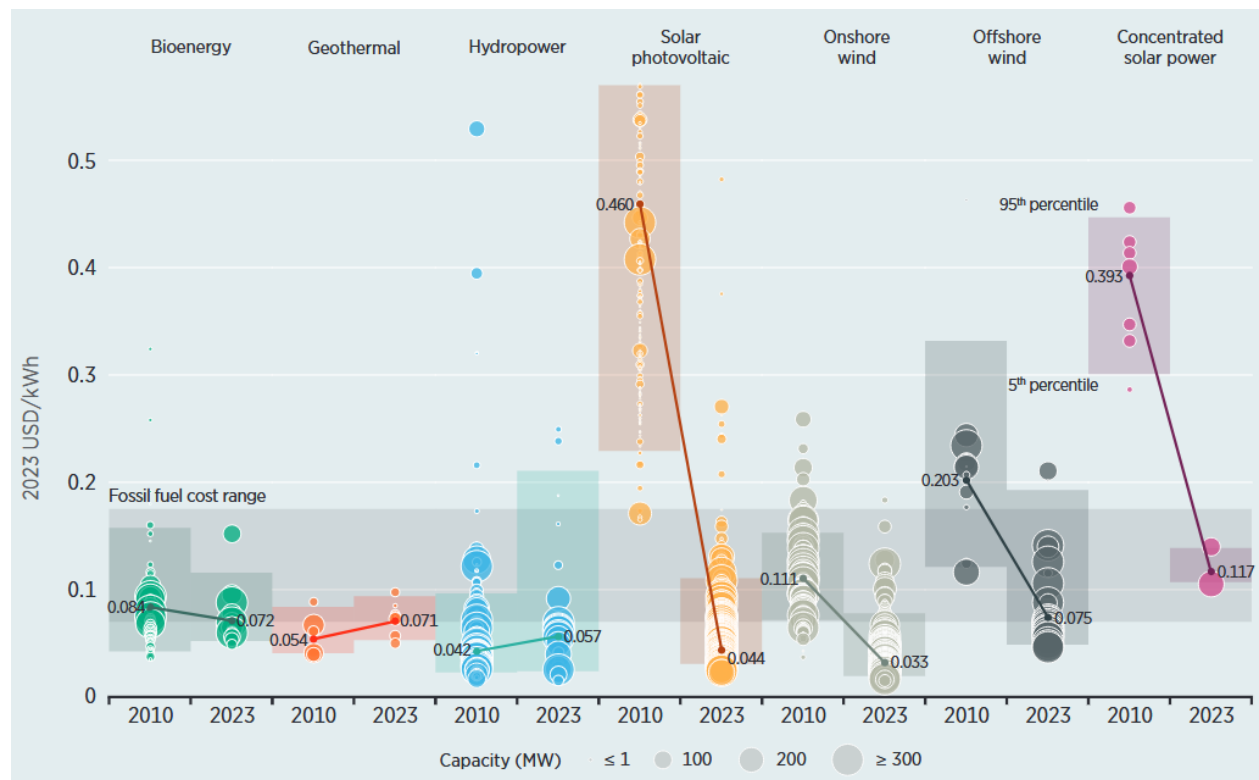


Figura 2.2: Costos ponderados promedio del Costo Nivelado de la Energía de plantas de generación de electricidad de 2010 a 2023

Fuente: IRENA (2024: 35)

### 2.1.1. Características espaciales para la generación de energía fotovoltaica a nivel internacional

En este espacio se contemplan los aspectos espaciales generales que afectan a nivel global la capacidad de generación de energía fotovoltaica. Lo anterior con el objetivo de mostrar la posición que ocupa México y Sonora en cuanto a la capacidad y condiciones para la producción de esta energía a nivel internacional.

La radiación normal horizontal y la difusa son los principales tipos de radiaciones de onda corta, que son medidas por categorizar la capacidad del proceso fotovoltaico para generar electricidad.

La primera es la radiación perpendicular indecente sobre el terreno, es decir, la que llega directo del sol. Mientras la segunda es la radiación que encontró partículas o moléculas en el camino (tanto partículas que forman parte de la atmosfera como las que no lo hacen), las cuales dispersan la luz de su trayectoria directa del sol a la tierra.

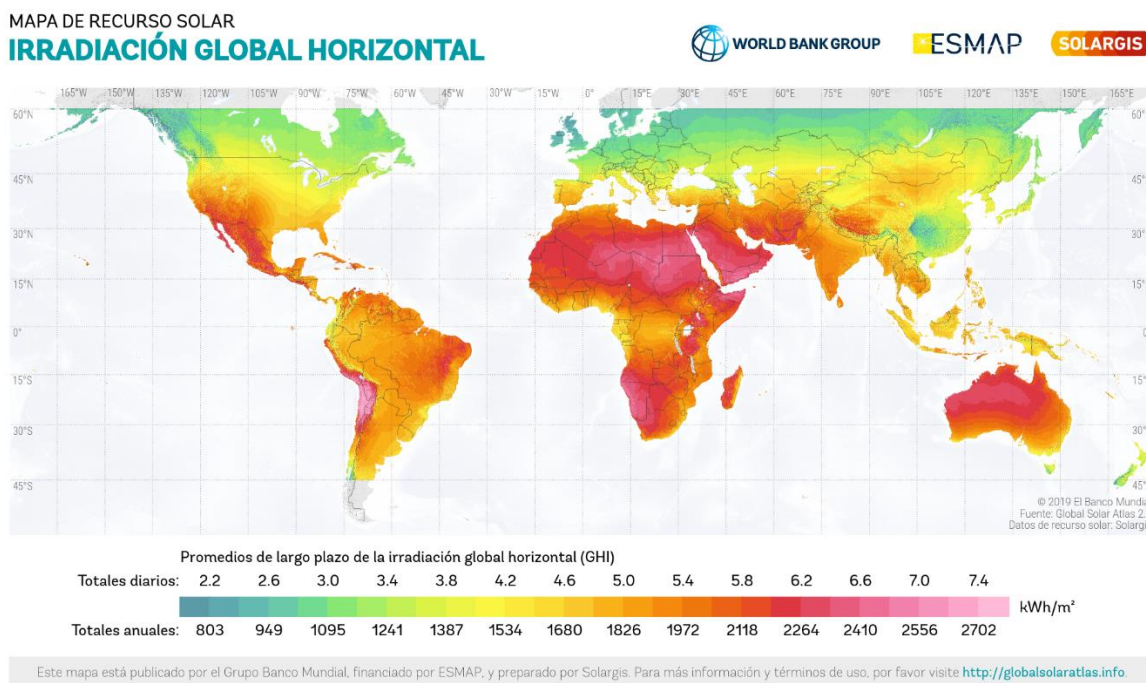


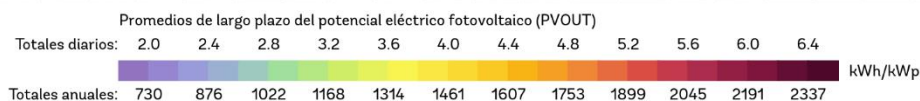
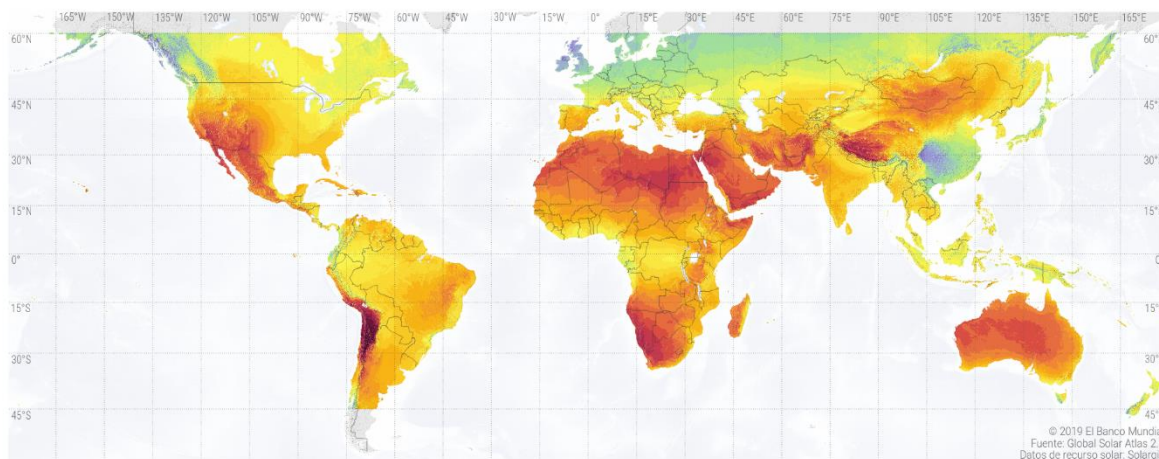
Figura 2.3: Radiación horizontal global en el mundo

Fuente: Solargis (2019)

En concordancia con la irradiancia, que como se mencionó anteriormente es de los principales factores que influyen la producción de EF, las regiones con mayor potencial fotovoltaico de acuerdo con los datos estimados por Solargis (2019) son el centro y norte de México, el suroeste de Estados Unidos, gran parte de Chile, el medio oriente, el norte y sur de África, partes del centro y noreste de Asia, así como el centro y oeste de Australia. Específicamente, la franja de 40° N a 40° S que se conoce como cinturón solar de la tierra es el área con mayor radiación horizontal en el planeta, como se puede observar en la Figura 2.3.

En la Figura 2.3 se ve el potencial solar global estimado por Solargis (2019). Este potencial representa el promedio a largo plazo del potencial de producción eléctrica de una planta solar conformada por celdas conectadas de especificaciones técnicas de 1 kW pico (Solargis, 2020), kWp o kW pico es la cantidad de electricidad que genera un sistema en su rendimiento máximo (SES Latam SRL, 2019). El modelo considera irradiancia, temperatura del aire y terreno para simular la generación de energía eléctrica, para más detalles técnicos véase Solargis (2020).

MAPA DE RECURSO SOLAR  
**POTENCIAL ELÉCTRICO FOTOVOLTAICO**



Este mapa está publicado por el Grupo Banco Mundial, financiado por ESMAP, y preparado por Solargis. Para más información y términos de uso, por favor visite <http://globalsolaratlas.info>.

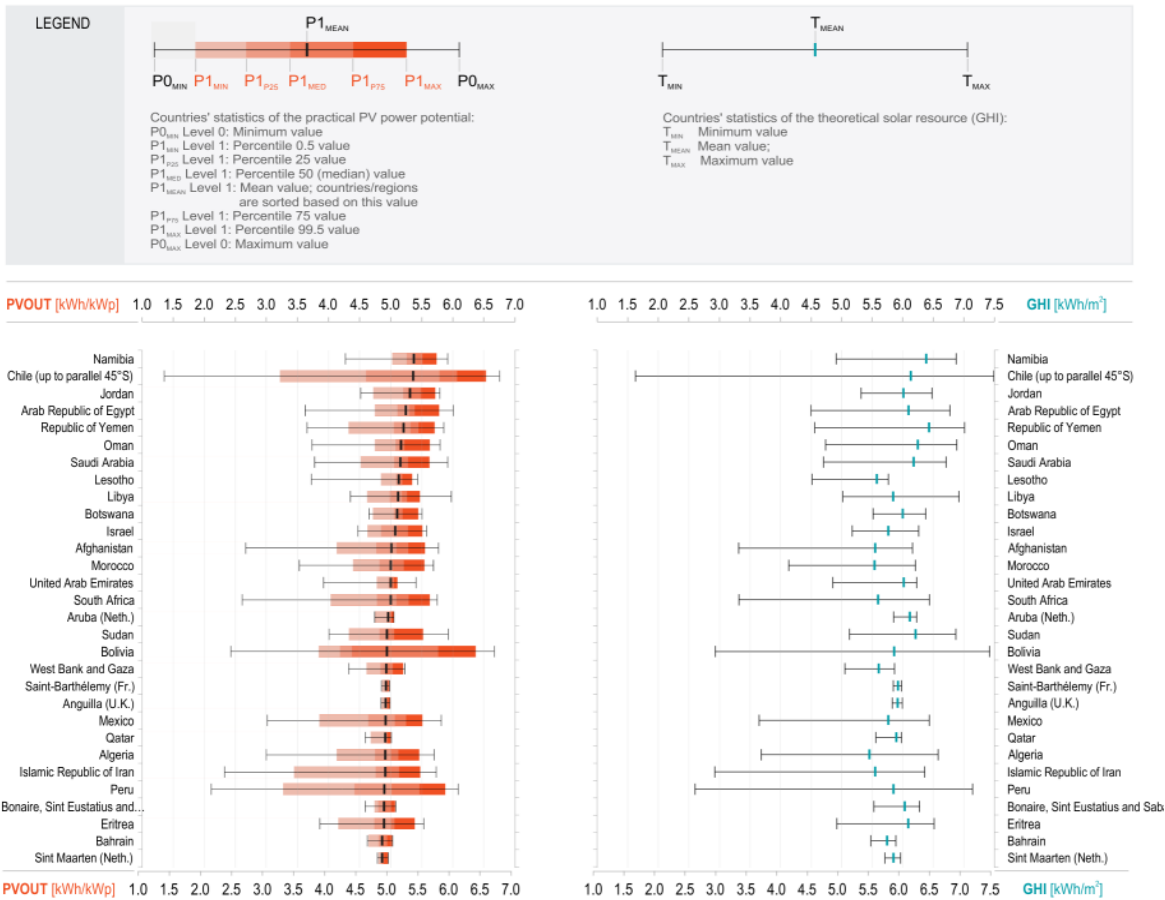
Figura 2.4: Potencial solar en el mundo

Fuente: Solargis (2019)

En concordancia con la irradiancia, que como se mencionó anteriormente es de los principales factores que influyen la producción de EF, las regiones con mayor potencial fotovoltaico de acuerdo con los datos estimados por Solargis (2019) son el centro y norte de México, el suroeste de Estados Unidos, gran parte de Chile, el oeste de Argentina, el medio oriente, el norte y sur de África, partes del centro y noreste de Asia, así como el centro y oeste de Australia.

En el estudio de ESMAP (2020), se clasifican la mayoría de los países del mundo de acuerdo con el potencial solar global, que es un indicador de la capacidad de los países para la generación de energía fotovoltaica. Los resultados generales se pueden observar en la Figura 2.5 donde se puede graficar este potencial en un diagrama de caja para cada país, que muestra por percentiles cómo se distribuye el potencial fotovoltaico.

Además, este ranking también incluye el recurso solar teórico promedio, mínimo y máximo. Esta variable se crea por una composición de la irradiancia solar horizontal y radiación normal directa (ambas en el largo plazo), es decir, está en función de la cantidad de irradiancia solar “directa” que recibe el país (ESMAP, 2020). También se incluye latitud geográfica, existencia de nubes, concentración de aerosoles en la atmósfera y humedad en el aire (ESMAP, 2020).



The World Bank Group has published this fact-sheet as a part of the *Global Photovoltaic Power Potential* study. Disclaimer: Neither Solargis nor the World Bank Group shall be held responsible for the accuracy and/or completeness of the data and liable for any errors or omissions. It is strongly advised that the data be limited to use in informing policy discussions on the subject. As such, neither Solargis nor the World Bank Group will be liable for any damages related to the use of the study for financial commitments or any similar cases.

© 2020 The World Bank Group

globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study/

Figura 2.5: Ranking del potencial solar global por país (primeros 30)

Fuente: ESMAP (2020: 29)

Los resultados de esta investigación posicionan a más de 90% de la población en lugares con potenciales diarios para generar entre 3 y 5 kWh/kWp, así como a alrededor de 70 países con la capacidad para producir 4.5 kWh/kWp o más diarios (ESMAP, 2020). Los países con regiones con mayor potencial para la producción de EF están en territorios que incluyen el Medio Oriente, el norte de África y ciertas regiones del Sahara, así como en Afganistán, Argentina, Australia, Chile, Irán, México, entre otros (ESMAP, 2020).

Por la figura anterior, se reconfirma la importancia de la irradiancia para la generación de electricidad vía el proceso fotovoltaico, debido a que los países con mejores condiciones para la generación de esta energía tienen una irradiación solar promedio mayor a 5.5 kWh/m<sup>2</sup>. Aunque

la distribución de la irradiancia en el país puede ser diferente, es decir, existen regiones en cada país que tienen mejores condiciones para la producción de EF.

Otro estudio que llega a conclusiones similares es el caso de Korfiati et al. (2016) que usan datos abiertos para elaborar un mapa global del potencial fotovoltaico usando formas alternativas para estimar áreas usables en edificios, incluyendo la temperatura, así como considerando la eficiencia de las celdas fotovoltaicas. En este trabajo, se encontraron zonas que corresponden con las mencionadas por Solargis (2019) y ESMAP (2020), aunque se agregan regiones con alto potencial en Estados Unidos, Brasil, Argentina y Europa. En el caso de México el potencial disminuye en la zona norte en la investigación de Korfiati et al. (2016).

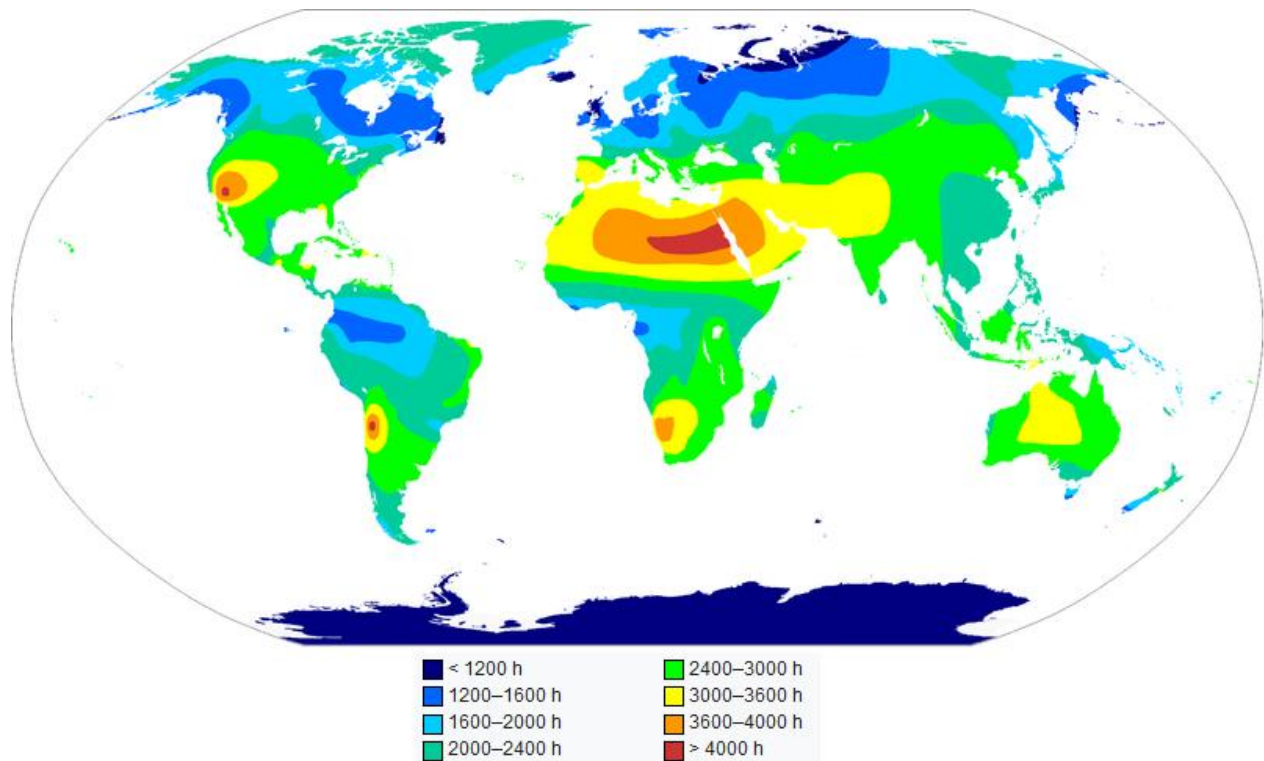


Figura 2.6: Horas promedio anuales de luz solar en el mundo

Fuente: Landsberg en Pinna (1978: 63).

En la Figura 2.6 se presentan las horas promedio anuales de luz solar en el planeta, se puede advertir que las regiones con mayor tiempo de irradiancia se localizan en el norte y sur de África, el Medio Oriente, el centro de Australia, parte de Chile, el noroeste de México y el suroeste de Estados Unidos, así como el centro y sur de España. Esta variable es importante porque la EF genera electricidad solo cuando hay luz solar, por lo que mientras mayor sea la duración del día, más grande es la producción de electricidad.

### 2.1.2. Mercados internacionales de energía fotovoltaica

En esta subsección se revisa el funcionamiento de los mercados internacionales en términos de las herramientas que se emplean para fomentar la generación de energía fotovoltaica. Con el objetivo de hacer una caracterización de las reglas de mercado; para la inclusión de energías

renovables y EF; los mecanismos para incentivar la competitividad, eficiencia y avance de estas tecnologías; conllevando disminución de costos; los instrumentos usados por diversos países para desarrollar esta energía; entre otras.

Como se mencionó anteriormente, las energías fósiles y nucleares siguen atrayendo inversión privada aun midiendo los costos asignados a sus efectos nocivos (Beltrán-Telles et al., 2017), por lo cual se volvió necesario modificar los mercados energéticos, para incentivar el aumento de la participación de las energías renovables (Renewable Energy Policy Network, 2020).

Por ello se han diseñado diferentes mecanismos de políticas públicas que tienen el objetivo de promover el desarrollo de energías renovables, y especialmente de EF. Los dos principales tipos que existen son la subasta para la compra-venta de energía generada por un medio o proceso específico, así como las tarifas o primas para la compra de electricidad considerando la forma de su producción.

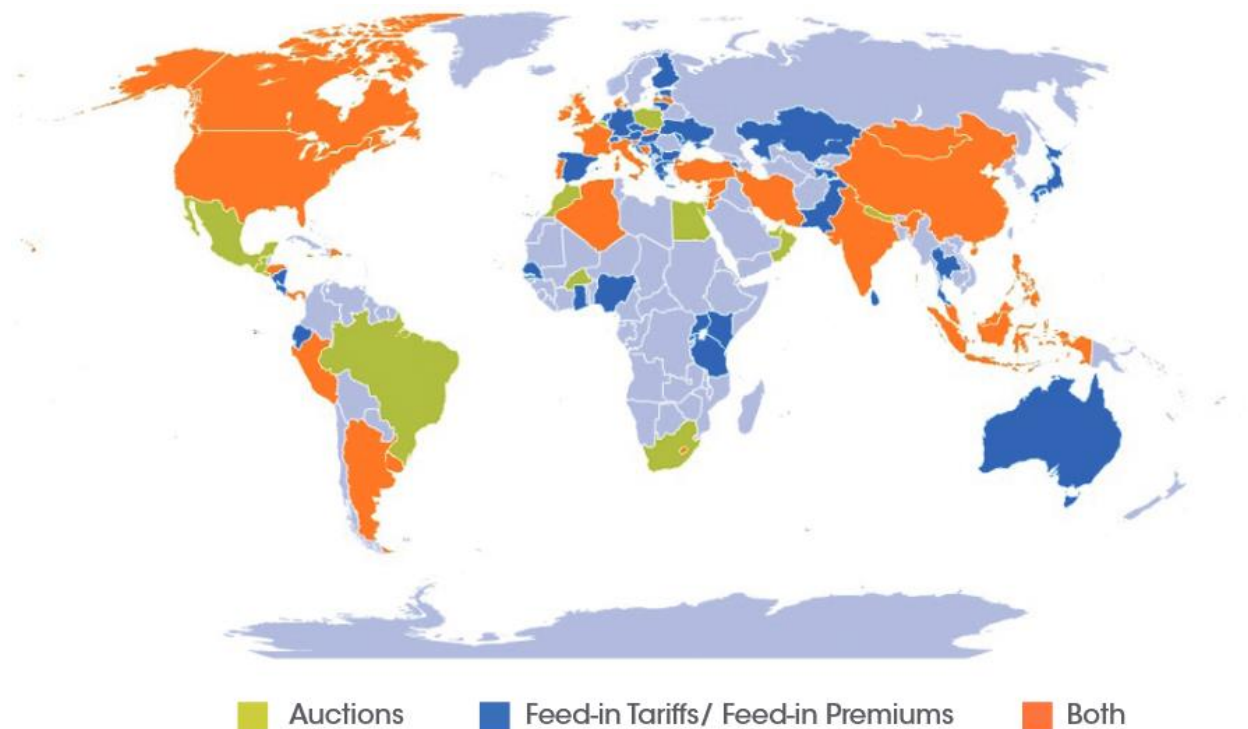


Figura 2.7: Mecanismos de mercado para la compra-venta de electricidad en diferentes países en 2013

Fuente: IRENA (2013: 11)

Nota: Auctions son subastas, Feed-on Tariffs/Feed-in Premiums son tarifas y primas respectivamente y both es ambos.

En la Figura 2.7 se ve un mapa en el que se muestran los principales mecanismos (subastas o tarifas/primas) que usan diferentes países para fomentar el desarrollo de energías renovables. Es notable que la mayoría de los países desarrollados (Estados Unidos, Canadá, Inglaterra, España, Italia, entre otros), así como algunos en crecimiento (China e India) usan ambos mecanismos. Otros países importantes como Alemania, Japón, entre otros, usan principalmente

las tarifas o primas para fomentar estas energías. Países en desarrollo; como México, Brasil, Sudáfrica, Egipto, Marruecos, entre otros, usan mayoritariamente las subastas.

#### *2.1.1.1. Subastas para la venta de energía fotovoltaica*

Uno de las nuevas reglas o políticas públicas para incentivar una mayor cantidad de agentes en el sector energético, específicamente para aumentar la participación de energías renovables, consiste en hacer más flexible y eficiente al mercado energético (Renewable Energy Policy Network, 2020). Esto se plantea lograr mediante el uso de subastas para la venta de un tipo de energía (fotovoltaica, eólica, etcétera) por parte del gobierno, para garantizar la generación de electricidad con medios renovables, bajos costos, competitividad de mercado, así como otros objetivos económicos y sociales (IRENA, 2019b).

El funcionamiento de estas subastas es por producto, es decir, se subastan diferentes tipos de proyectos, ya sea por capacidad (MW) o energía (MWh) con la condición de que los licitadores cumplan con ciertas condiciones (IRENA y CEM, 2015). Estas condiciones pueden incluir pruebas de la capacidad monetaria para llevar a cabo el proyecto; asegurar la obtención del lugar en el cual se instalaría la planta; depósitos de garantía y/o eficiencia; estudios ambientales, sociales y económicos para justificar el proyecto; entre otros (IRENA, 2013).

El proceso de subasta tiene al menos tres formas de funcionamiento que son (IRENA y CEM, 2015):

- Subasta cerrada o sellada: como su nombre lo indica, son subasta en los que los ofertantes entregan sus propuestas selladas directamente al vendedor que las abre el día de la subasta. La mayor ventaja de esta forma es que es simple, pero se puede considerar poco transparente, especialmente cuando el proceso de selección es complejo (ya que pueden considerar más aspectos que solo el precio de generación). Es posible que exista un periodo largo entre la entrega de la propuesta y la selección del ganador, lo cual podría evitar la atracción de ofertantes. Este tipo de subasta es la más usada a nivel global.
- Subasta iterativa: en este caso se les permite a los participantes ir dando ofertas gradualmente a lo largo de la subasta. La forma más común de estas ofertas es en la cual el vendedor da un precio de generación energética y los licitadores dan una cantidad de energía que pueden generar a dicho precio. La subasta sigue hasta que se vendan todos los productos ofertados. Este tipo de subasta tiene desventajas como son que los ofertantes no ganadores se van dejando de lado conforme sigue la subasta, la subasta solo considera el precio y no otro tipo de características del proyecto, que los licitadores pueden no revisar y cambiar sus ofertas preestablecidas, el vendedor puede no investigar de ante mano los precios de generación de mercado, entre otros.
- Subasta híbrida: este tipo busca mezclar la subasta cerrada e iterativa, dividiendo la subasta primero en una fase iterativa para conocer los precios a los que los licitadores pueden generar energía y, luego, una cerrada en la que se le dan las ofertas al vendedor. Este tipo de subasta busca disminuir la capacidad de los ofertantes de formar estrategias o acuerdos al generar competencia entre ellos.

Una vez que el gobierno o encargado de la subasta recibe las licitaciones, estas son evaluadas usando como criterio las condiciones mencionadas anteriormente, así como especificaciones técnicas de la tecnología planteada, apoyo o inserción en la economía local, entre otros (IRENA, 2013). De esta forma, aunque el precio de oferta de los posibles compradores es importante, se pueden tener en cuenta diferentes aspectos para la selección del ganador. Un ejemplo son las subastas que tienen lugar en Nueva York por parte de NYSEERDA (2014), donde el ganador se elige con base en el precio ofrecido, así como en los beneficios económicos y ambientales que el proyecto tendría para el Estado.

Por último, el proceso de subasta considera las responsabilidades del vendedor que son características relacionadas con el producto subastado, así como obligaciones preestablecidas para la subasta (IRENA y CEM, 2015). Estos factores tienen un papel importante en los precios que los subastadores buscarán lograr, debido a que consideran la temporalidad del contrato, beneficios obtenidos por el proyecto, así como reglas y sanciones en casos de retrasos y rendimiento por debajo del establecido en el contrato (IRENA, 2017). El objetivo de estas responsabilidades es obtener alto porcentaje de entrega en los proyectos subastados (IRENA y CEM, 2015).

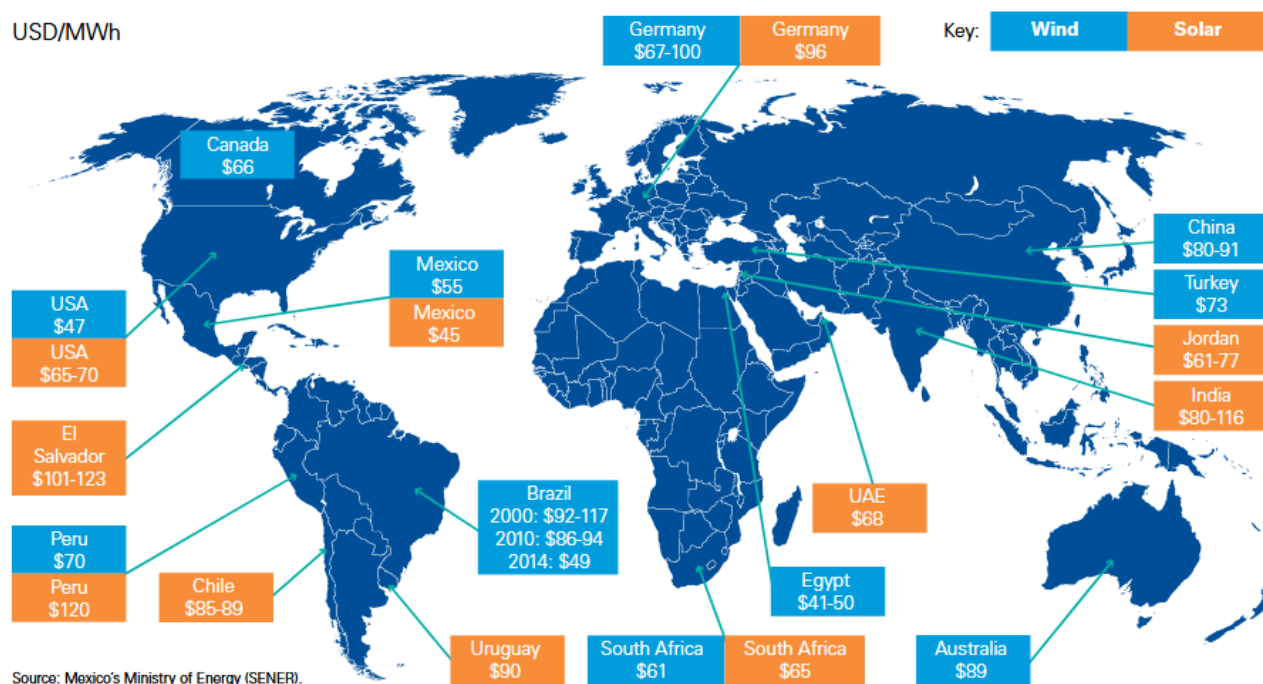


Figura 2.8: subasta de energías renovables a largo y mediano plazo en el mundo en 2016

Fuente: Global Strategy Group (2016: 23)

En la Figura 2.8 se ve el precio en dólares de las subastas para energías solar y eólica a largo y mediano plazo, donde se observa que México se encuentra por debajo de la mayoría de los países, especialmente en cuanto al precio de generación de energía fotovoltaica. De acuerdo con el Global Strategy Group (2016), los precios máximos de subasta fueron 15% menores a los

del año anterior (2015) pero se subastó una capacidad 168 veces mayor, mostrando un gran interés en la inversión en estas energías.

En 2017-2018, la energía fotovoltaica representó más de la mitad del total de las energías renovables subastadas a nivel global (IRENA, 2019b). Según IRENA (2017), los principales países en América que usaron este tipo de instrumentos para promover el desarrollo de la energía fotovoltaica son México (3,544 MW) y Argentina (918 MW), en Europa destaca Alemania (600 MW) y en Asia sobresalen China (1,000 MW), India (6,800 MW) y los Emiratos Árabes (mayor a 1 GW).

#### *2.1.1.2. Tarifas y primas para la venta de energía fotovoltaica*

Otro tipo de mecanismo para la venta y el desarrollo de energía fotovoltaica son las tarifas o balances energéticos (feed-in tariff en inglés) que son instrumentos de política pública designados para fomentar la inversión en diferentes tipos de tecnologías renovables (Clark, 2018). El funcionamiento de este mecanismo se basa en poner un precio o tarifa fija para la compra de una unidad de electricidad con base en un tipo de energía renovable, esta tarifa se elabora considerando el costo de generación del tipo de energía, así como una ganancia razonable (Jacobs y Sovacool, 2012).

Uno de los requerimientos de mercado para que este mecanismo funcione es que el sistema eléctrico nacional, ya sea público y/o privado, compre toda la electricidad generada por medios renovables (Jacobs y Sovacool, 2012), para disminuir el riesgo de inversión y garantizar la compra de la energía producida (Xydis y Vlachakis, 2019). Sin embargo, en este escenario se corre el riesgo de que la generación energética no esté respondiendo a la demanda (Jacobs y Sovacool, 2012).

Una variante de estos mecanismos son las primas de alimentación (feed-in Premium en inglés) que tienen la diferencia de buscar generar competencia entre las empresas generadoras al separar la tarifa en un precio fijo y uno variable (Xydis y Vlachakis, 2019). En este caso el precio variable es del mercado energético y el fijo es una prima extra que paga el gobierno con base en el costo específico del proceso para la producción de la electricidad (Held, Ragwitz, Gephart, de Visser y Klessmann, 2014).

El diseño de las primas de alimentación crea competencia en la producción energética al requerir que las empresas vendan su producto en el mercado al contado o a la vista de energías (Jacobs y Sovacool, 2012). Sin embargo, las empresas se enfrentan a riesgos para su inversión que incluyen la volatilidad del mercado eléctrico, la cantidad de electricidad demandada puede llevar a que no todas las empresas vendan su producto, problemas de especulación, dificultad para actores pequeños de participación en el mercado, entre otros (Held et al., 2014).

Existen diferentes formas de primas de alimentación que incluyen (Held et al., 2014):

- Prima fija: en este caso la prima fija se sustenta en los precios históricos de la electricidad, lo que permite predecir los costos de generación, sin embargo, las empresas siguen vulnerables a la volatilidad del mercado, especialmente en casos que lleven a aumentos significativos de los precios en el corto plazo

- Prima flotante: aquí el precio es cambiante y depende del precio de la electricidad, lo que permite tener menos riesgo para las empresas, a costa de que el gobierno lo absorba. En este caso el precio flotante se puede determinar como la prima de alimentación o las tarifas anteriormente descritas.
- Prima con techo y suelo: este tipo de prima es un compromiso entre las dos descritas anteriormente, debido a que la prima tiene un precio máximo (techo) y uno mínimo (suelo). Esto permite mediar el riesgo de forma que se distribuya entre las empresas y el gobierno.

Un ejemplo de prima flotante sucede en Alemania, donde el precio de mercado se ajusta de acuerdo con los costos específicos de la generación de la energía renovable, lo es especialmente importante para la EF, debido a que tiene costos marcadamente diferentes a los de mercado (Held et al., 2014). Aunque si bien Alemania es una de las economías más importantes del mundo, este instrumento de política pública les ha permitido tener una capacidad instalada de más del 40% de la mundial (Timilsina, Kurdgelashvili y Narbel, 2011), lo cual posiblemente se sustenta en la magnitud de su economía.

Otro caso es España, que usa primas con techo y suelo, y si bien para 2011 se suspendió la entrada de nuevas iniciativas, su sistema consistía en una prima más un incentivo para participar en el mercado energético (Held et al., 2014). Aquí el techo era principalmente usado para disminuir las ganancias dadas por el aumento de los precios energéticos con costos no cambiantes (Held et al., 2014). España contaba en 2011 con el 10% de la capacidad global de EF (Timilsina, Kurdgelashvili y Narbel, 2011).

La República Checa cuenta con los sistemas de tarifas y primas para la compra-venta de EF dándole la oportunidad a las empresas para elegir entre los dos instrumentos (Held et al., 2014). Este país contaba con el 5% de la capacidad instalada total del mundo (Timilsina, Kurdgelashvili y Narbel, 2011). Por su parte, Japón cuenta con el sistema de tarifas para la compra-venta de energía fotovoltaica (Muhammad-Sukki et al., 2014), lo cual les permitió tener alrededor del 9% de la capacidad instalada total de EF (Timilsina, Kurdgelashvili y Narbel, 2011). Lo anterior posiblemente se puede relacionar con la capacidad económica de Japón.

## **2.2. Características actuales de la generación de energía fotovoltaica en México**

A continuación, se hace una ~~evaluación~~ revisión del estado actual de la generación de energía fotovoltaica en México, considerando el funcionamiento de su mercado, proyectos actuales para la generación de esta energía, características espaciales determinantes de esta energía, entre otras. El objetivo es dar un panorama general de las capacidades de producción de energía fotovoltaica en el país, debido a que este territorio tiene una gran variedad de recursos naturales y su potencial para la generación de energías renovables no es la excepción.

De acuerdo con diversos autores y como se expuso en el acápite (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2015; ProMéxico, 2017a; Limón, 2017; GIZ, 2018), el país tiene una locación geográfica privilegiada, ya que cuenta con algunas de las zonas con mayor irradiación solar en el mundo, en promedio recibiendo 5.5 kWh/m<sup>2</sup> cada día y llegando a 6.12 kWh/m<sup>2</sup> en el verano. México se encuentra entre los cinco países más atractivos para la inversión en energía fotovoltaica, tanto por factores naturales como empresariales, políticos, financieros, entre otros (Vargas-Hernández y Ascencio Espinosa, 2016).

### **2.2.1. Características espaciales para la generación de energía fotovoltaica en México**

Como se ha mencionado anteriormente, existen diferencias en las cualidades geográficas de un país en cuanto a sus características espaciales, por lo que dentro de una nación habrá regiones o zonas con mejores condiciones para la generación de EF. En esta subsección se analizan dichas características espaciales, haciendo énfasis en la irradiancia incidente y el potencial fotovoltaico, para tener un panorama de las condiciones espaciales que caracterizan este territorio en cuanto a su capacidad para producir electricidad usando el proceso fotovoltaico.

De acuerdo con INERE en GIZ (2018), se ha probado que México tiene un potencial de capacidad instalada de 11,648.74 MW y potencial de generación de energía fotovoltaica de 25,052 GWh al año. Y, aunque no se ha probado, se estima que el país tiene la posibilidad de producir hasta 6,500,000 GWh al año, debido a sus altos recursos solares (INERE en GIZ, 2018). Sin embargo, la electricidad producida con el proceso fotovoltaico sigue siendo marginal en el país, debido a la poca explotación comercial a larga escala de esta energía (IRENA, 2015; ProMéxico, 2017a).

En la Figura 2.9 se ve el mapa de la irradiancia horizontal en México, esta variable es una de las de mayor importancia para la generación de energía fotovoltaica y se puede observar que el país cuenta con áreas con gran cantidad de este recurso, especialmente al norte (Sonora, Baja California, Baja California Sur, Durango, Zacatecas, entre otros) y centro (Jalisco, Puebla, Guanajuato, entre otros).

Otro aspecto que vale la pena denotar de la Figura 2.9, es que gran parte del país cuenta con más de 5.4 kWh/m<sup>2</sup> diarios o más de 1972 kWh/m<sup>2</sup> anuales, lo que posiciona a México como uno de los mejores lugares a nivel global para la generación de electricidad usando el proceso fotovoltaico (ESMAP, 2020). Especialmente cabe mencionar que Sonora y Baja California Sur tienen una irradiancia incidente promedio de 6.2 kWh/m<sup>2</sup> diarios (González García, 2019), lo cual hace a estos estados particularmente atractivos para la producción de EF.

Tan solo en Sonora, se estima que usando 0.29% de su territorio es suficiente para abastecer toda la demanda eléctrica del país en 2017, que fue de 258,971 GWh en ese año (González García, 2019). Aunque este cálculo se hizo sin considerar características espaciales; como temperatura, velocidad del viento, entre otras; y con eficiencia de las celdas solares de 20% (González García, 2019).

En la Figura 2.9 se ve que gran parte del país tiene un alto potencial fotovoltaico, al tener un potencial eléctrico fotovoltaico mayor a 4.6 kWh/kWp diarios o 1680 kWh/kWp anuales. Recordando que kWh/kWp es una unidad para comparar la capacidad de producción de EF de diferentes lugares, refiriéndose a la cantidad de kWh que se generan por cada kWp (Zhang, 2017).

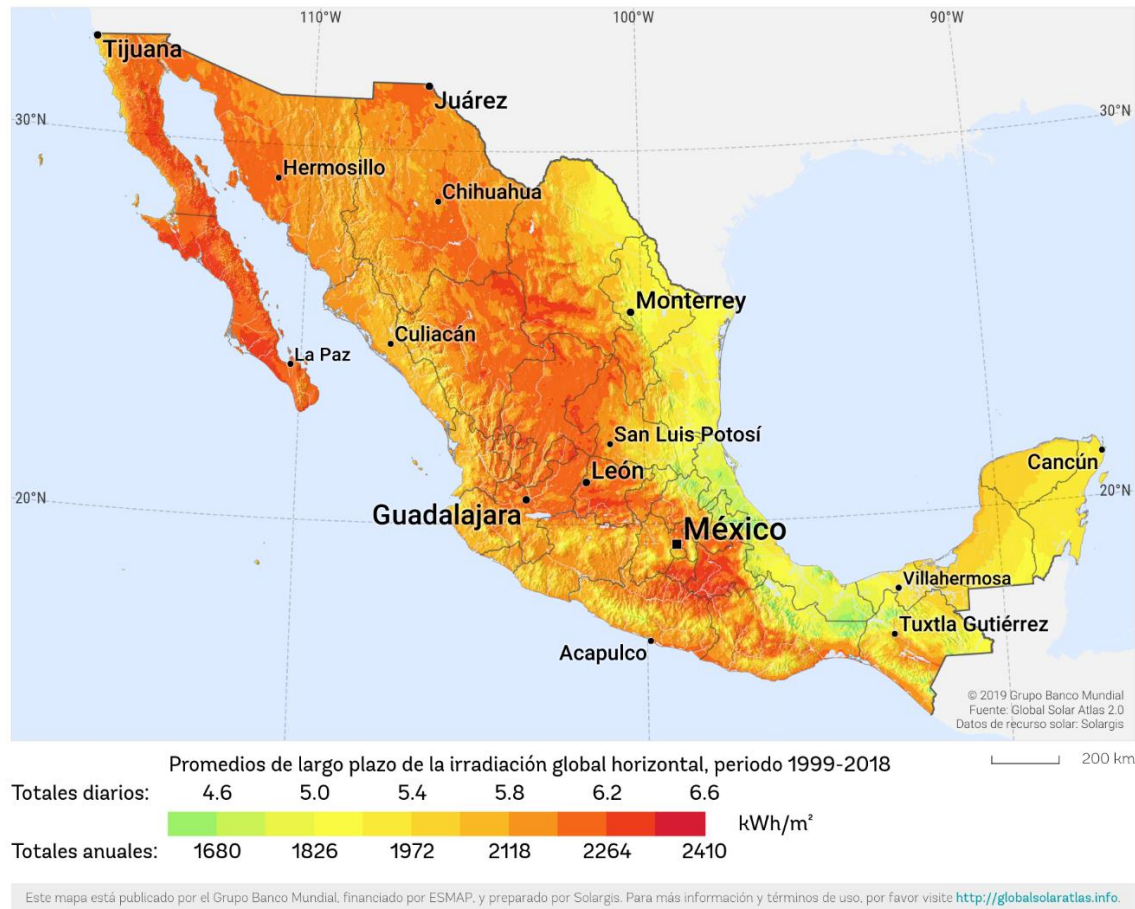


Figura 2.9: Mapa de irradiación global horizontal en México

Fuente: Solargis (2017).

Como ya se ha dicho, existe una relación directa entre la irradiancia que incide sobre un lugar y el potencial eléctrico fotovoltaico o la capacidad para la generación de EF de un lugar. Lo anterior se puede verificar nuevamente al comparar la Figura 2.9 y la 2.10, donde las regiones con altos niveles de radiación global horizontal son las zonas con elevados potenciales eléctricos fotovoltaicos.

Otra característica relevante del país; según SENER en Yaneva, et al. (2018); es que presenta en promedio alrededor de 2,190 horas de luz solar al año, lo que son alrededor de 6 horas diarias promedio de día en la nación. Los estados de Baja California, Sonora, Coahuila y Chihuahua tienen la mayor duración del día en el país (SENER en Yaneva, Tisheva y Tsanova; 2018). Viendo la Figura 2.9, destaca una pequeña parte del noroeste de Sonora y del norte de Baja California con altos valores de horas al día con sol a la vista.

# POTENCIAL ELÉCTRICO FOTOVOLTAICO MÉXICO

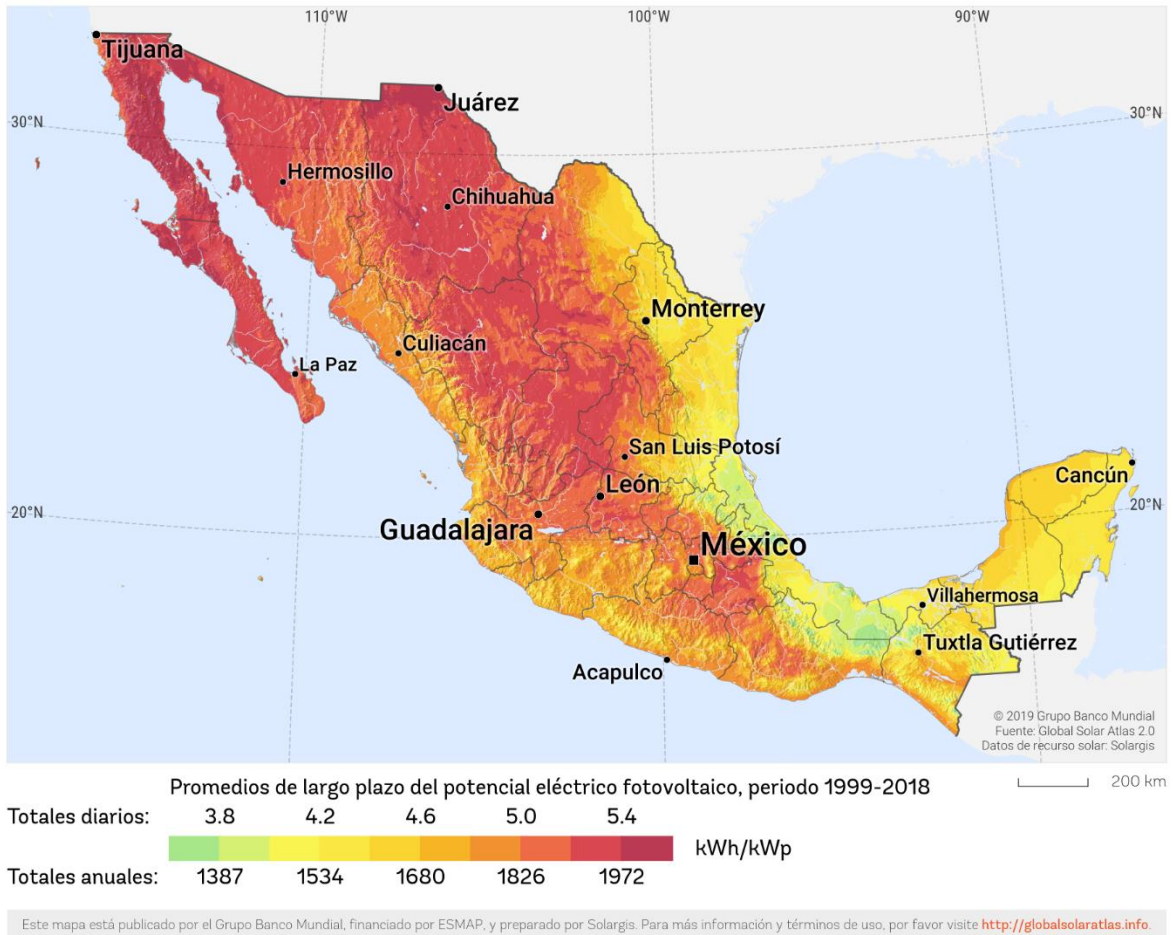


Figura 2.10: Mapa de potencial eléctrico fotovoltaico en México

Fuente: Solargis (2017).

## 2.2.2. Mercado de energía fotovoltaica en México

En este apéndice se revisa el funcionamiento del mercado de energía fotovoltaica en México, esto es, se busca especificar el tipo de esquemas que existen en el país para la generación, compra y venta de esta energía, así como las características específicas del funcionamiento de este mercado. También se da un panorama general del desarrollo de la EF en la nación en los últimos años, específicamente los posteriores a la reforma energética de 2013, donde comienza a tomar relevancia la EF, aun si su uso siguiera siendo marginal.

Esta estrategia buscaba colocar la energía fotovoltaica como una de las principales fuentes de electricidad limpia en el mediano y largo plazo, debido a que se tenía el objetivo de alcanzar el 25% de la generación total de energías renovables del país para 2030 usando el proceso fotovoltaico y de cerca del 34% para 2050 (GIZ, 2018).

Las energías renovables que han tenido mayores tasas de crecimiento en los últimos años son la eólica y solar (ProMéxico, 2017a). Aun así, esta última sigue teniendo una tasa muy baja de aprovechamiento debido a que solo representa 0.06% de la oferta interna bruta total de energía en México (ProMéxico, 2017a). En la siguiente figura se ve como han aumentado considerablemente la capacidad y generación instalada de energía fotovoltaica en México, aunque este crecimiento se puede entender como el comienzo de la generación de esta energía.

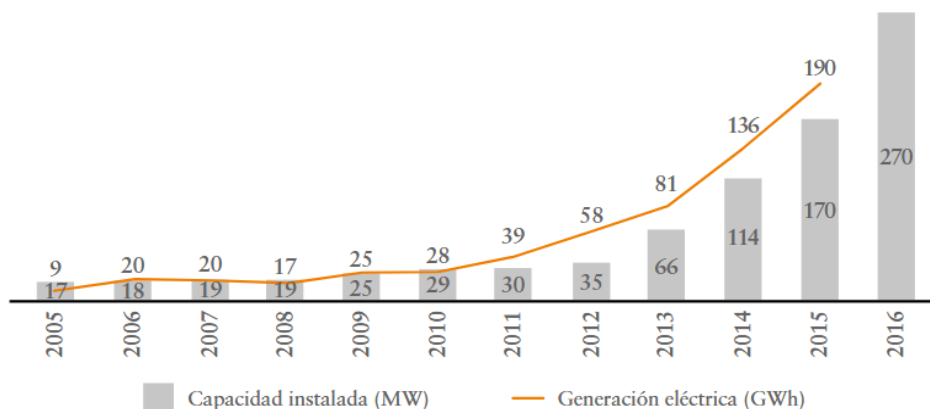


Figura 2.11: evaluación de la capacidad instalada y generación de EF

Fuente: ProMéxico (2017a: 56)

Cabe mencionar que la capacidad instalada, que se ve en la figura anterior, es la máxima cantidad de energía eléctrica que se puede generar considerando las instalaciones o plantas eléctricas en el periodo bajo condiciones ideales, mientras la generación eléctrica es la cantidad de electricidad que realmente se está produciendo en esa temporalidad.

Según ProMéxico (2017a), los mayores consumidores de energía fotovoltaica en México son el sector residencial (5.29 PJ) y el comercial (3.63 PJ), seguidos por el industrial (0.49 PJ). Todos estos sectores tienen espacio para mejorar su consumo de energía producida con radicación solar, pero es especialmente cierto en el caso del sector industrial. El uso de esta energía es principalmente con aplicaciones térmicas o generación de calor (ProMéxico, 2017a).

La generación de energía fotovoltaica al 30 de junio de 2016 constaba de 14 centrales con capacidad instalada de 120.6 MW que podían generar 267.4 GWh (ProMéxico, 2017a) para 2017 aumentaron a 23 plantas con una capacidad instalada de 214 MW y una generación de 344 GWh (GIZ, 2018). Esta inversión en 2017 fue de casi la mitad de toda la inversión realizada en este sector en los últimos 5 años (Viscidi, 2018; Bloomberg, 2018).

El crecimiento del número de plantas se puede adjudicar a la reforma energética de 2013; que permite la entrada del país al esquema de subastas para compra-venta de energía fotovoltaica (IRENA, 2013), que autorizó la participación del sector privado en la producción de electricidad, pero manteniendo control del gobierno en transmisión, distribución y comercialización (Rodrigo Álvarez, 2020). Específicamente, la reforma energética permite la venta de electricidad a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) o directamente a consumidores calificados o de alto volumen (IRENA, 2017).

Las subastas en México funcionan solo considerando el precio, con un piso o precio mínimo que de no alcanzarse se realiza una siguiente iteración para la venta del producto en cuestión, así como un precio techo que es el máximo al cual se está dispuesto a comprar la mercancía (del Rio, 2017). El organismo encargado de manejar u operar la generación de electricidad, a través de estas subastas, es el Centro Nacional de Control de Energía -CENACE- (IEA, 2016), mientras el encargado de regular la transmisión de electricidad, tarifas de distribución, así como subsidios y tarifas a usuarios básicos es la Comisión Reguladora de Energía –CRE- (IRENA, 2015).

También se incluyen en las subastas 3 precios o costos de ajuste (del Rio, 2017) que son el regional o nodal; son condiciones que facilitan la instalación en lugares con baja generación eléctrica o penalizan lugares saturados (PWC, 2016); por horario; que es un balance dado por la expectativa de electricidad recibida por el nodo con respecto a la expectativa promedio del mismo nodo en ese año (Mayer Brown, 2016); y por inflación, así como tipo de cambio; el precio de compra también se debe indexar a la inflación mexicana o al tipo de cambio (México/Estados Unidos), dándole la posibilidad al licitador de elegir entre una de las dos opciones (del Rio, 2017).

Para 2017 se habían llevado a cabo 2 subastas que incluían la venta de EF; que funcionan a través del reformado mercado eléctrico nacional, específicamente del mercado eléctrico mayorista; que culminaron en la otorgación de 28 contratos a largo plazo para la compra-venta de electricidad usando el proceso fotovoltaico, con una capacidad instalada conjunta de 3,544 MW (ProMéxico, 2017a).

Las subastas en México permitieron a los generadores licitar 3 tipos de productos; cantidades de MWh, certificados de energías limpias –que se compra-venden para cumplir requerimientos en el uso de energías limpias- y capacidad en MW; e incluían precios y volúmenes techo para incentivar mayor competitividad (IRENA, 2017). La transición de la primera a la segunda subasta incluyó un aumento considerable en los precios techo de la capacidad de generación, debido a que se considera que el precio de la primera desincentiva la inversión (IRENA, 2017).

En 2017 se realizó una tercera subasta en la cual se vendieron principalmente certificados de energías limpias y energía (MWh) de EF, con una capacidad instalada de 2,562 MW (SENER, 2017). Para ponerlo en perspectiva, el total de capacidad instalada que serían capaz de generar las plantas licitadas en estas tres subastas; 6,106 MW; representa alrededor del 12% de la capacidad instalada total del país a la semana 26 de 2019 (SENER, 2020) y tendría asociada una tasa de crecimiento mayor al 3000% con respecto a 2015.

La inclusión de certificados de energía limpia y contratos de contra venta en las subastas de energía fotovoltaica, da seguridad a los inversores de tener la capacidad de vender su energía limpia en el largo plazo (los certificados y contratos tienen una duración de 20 y 15 años, respectivamente), lo que puede disminuir el precio asociado con la incertidumbre del sector energético (IRENA, 2017).

En el caso de los certificados, la SENER estableció los mínimos requerimientos de energías limpias en 5 y 5.8% del total de energía consumida en 2018 y 2019 respectivamente (Mayer Brown, 2016). Cabe mencionar que antes de 2019, solo las empresas generadoras creadas luego del 11 de agosto de 2014 tenían la capacidad de recibir estos certificados usando energías limpias para producir electricidad (Diario Oficial de la Federación, 2018a). En 2019 se modifican

estos lineamientos para incluir a las empresas fundadas antes de dicha fecha (Diario Oficial de la Federación, 2018a).

Otro aspecto a mencionar es que la baja inserción de México en la generación de EF, junto con buscar atraer productores de esta energía, tuvo como resultado que los requerimientos para participar en las subastas fueran poco estrictos; solo se debía tener planeada la planta (con la condición de que el licitador haya construido y operado una planta con 33% de la capacidad subastada, así como haber obtenido financiamiento para un proyecto similar), pagar garantías de rendimiento y seriedad, así como tener una propuesta legal, financiera, técnica y corporativa para cumplir con las responsabilidades adquiridas durante la subasta (IRENA, 2017; FACTOR, 2017; del Río, 2017; del Río, 2019).

Existen diferentes mecanismos para incentivar la realización y correcta operación de los proyectos, que son la garantía de seriedad; necesario para poder participar en la subasta, con una cantidad mínima de 300,000 UDIs para participar y una cantidad extra dependiendo de la cuantía del tipo de producto a licitar; la garantía de rendimiento; es una cuantía en UDIS a pagar por la cantidad de producto comprado que no se alcanzó a generar, también hay garantías de este tipo en los contratos de compra-venta de electricidad; así como las penalidades; si la planta no está en operación para el tiempo indicado en la subasta, se agrega una penalidad del 5% de los pagos mensuales suscritos en el contrato (del Río, 2017).

Por otro lado, los criterios de selección del ganador de la subasta son económicamente sofisticados al usar el modelo de maximización de beneficios del vendedor; que es la diferencia entre el precio techo multiplicado por la cantidad comprada, menos la suma de los precios por cantidades vendidos en la subasta (IRENA, 2017). Entre los costos manejados por los compradores, se incluye el precio del nodo o nodos que usaría su planta generadora, colocando precios más atractivos en lugares con baja producción de energía para incentivar la ubicación de las plantas en dichos lugares (IRENA, 2017).

Una vez seleccionado el proyecto, en el caso de que la planta no esté construida, existen diferentes trámites que la empresa debe llevar a cabo para poder construirla y operarla; que incluyen el análisis de factibilidad, permisos de uso de suelo y de construcción, así como evaluaciones de impacto social y ambiental (GIZ, 2018). Algunos de estos trámites son de una sola exhibición, mientras otros requieren de renovaciones y los tiempos de entrega pueden variar de los 20 días hasta uno o dos años (GIZ, 2018).

Sin embargo, este panorama se vuelve incierto al considerar el cambio de gobierno que con su entrada suspendió las subastas a mediano y largo plazo programadas para 2018 (CENACE, 2019; CENACE, 2019a), seguida por la suspensión definitiva de estas subastas (Bellini, 2019), lo cual es coherente debido a que incluso cuando el candidato en cuestión, Andrés Manuel López Obrador (AMLO), estaba en campaña, hacía alusión a la necesidad de comprobar la legalidad de los contratos otorgados durante estas subastas, en el sentido de que se apegaran al marco legal de las mismas (Wood, 2018).

Aunque la capacidad de este nuevo gobierno de reformar el mercado y sector energético dependerá de las condiciones y necesidades económicas, financieras y energéticas del país e internacionales (especialmente las de Estados Unidos), las decisiones y expectativas de

inversionistas y los mercados financieros tanto del país como los del extranjero (Wood, 2018), así como las condiciones políticas y sociales a las que se enfrenta.

Cabe mencionar que la reforma energética de 2013 tuvo críticas que incluyen el mejoramiento del marco legal del mercado y sector energético, darle un papel más relevante y sanar las finanzas de PEMEX y la CFE, garantizar la aplicación correcta y transparencia en cuanto a la reglamentación y gestión de este mercado y sector, la consolidación del marco regulatorio en términos de eficiencia y autonomía (Wood y Padilla, 2018; ASF, 2016), sospechas de corrupción con respecto a la reforma (Arista, 2020) .

También existen críticas específicas a las subastas que incluyen la dificultad para financiar proyectos como consecuencia de los laxos requisitos para licitar –reflejándose en tasas de retraso de los proyectos de cerca del 40% y de cancelación o estatus desconocido del 10%-, problemas para la obtención de permisos de tierra y realizar evaluaciones (IRENA, 2017; PWC, 2017; Viscidi, 2018; Guadarrama, 2018), así como sospechas de corrupción en el proceso de licitación (Wood, 2018).

### **2.2.3. Proyectos actuales para la generación de energía fotovoltaica en México**

En este espacio se recopila información específica de las plantas de generación de electricidad vía el proceso fotovoltaico en México. Con énfasis en los lugares geográficos donde se genera, la capacidad energética de las plantas, la forma por la cual se compra-vende esta energía, los problemas a los que se han enfrentado dichas plantas para lograr su operación, así como la cantidad invertida en estas plantas.

En la Figura 2.12 se ven los proyectos subastados en la primera y segunda subasta de energía fotovoltaica donde los primeros lugares en capacidad instalada futura fueron Coahuila, Aguascalientes y Sonora; seguidos por la agregación de Baja California, Chihuahua, San Luis Potosí, Jalisco, Guanajuato, Morelos y Yucatán. Que como se mencionó anteriormente, alcanzan una capacidad instalada total de más de 3,000 MW (ProMéxico, 2017a).

Es notable que estos proyectos se ubiquen en las zonas que se han remarcado como las con mejores condiciones para la producción de EF, con las posibles excepciones de Morelos y Yucatán, es decir, las zonas norte y centro que son las que perciben mayores cantidades de irradiancia en el país, tienen más potencial eléctrico fotovoltaico, así como una duración de luz solar promedio al día más grande, es decir, horas con luz solar al día.

Cabe denotar que el incremento de las capacidades de producción de electricidad vía el proceso fotovoltaico, en las regiones norte y oeste de México, va de la mano con la necesidad de incrementar la infraestructura de transmisión de energía, es decir, el sistema eléctrico nacional para conectar las zonas con plantas solares fuera de la red (IRENA, 2015). El sistema eléctrico nacional está compuesto por toda la infraestructura interconectado eléctrico, que es la infraestructura eléctrica conectada encargada de dar electricidad a los mexicanos (Milenio, 2020), así como algunos sistemas aislados (Turbianes, 2018).

Esto es especialmente importante para conectar e incrementar la capacidad de transmisión de Baja California, Baja California Sur y Sonora; especialmente en zonas aisladas de las regiones

industriales; donde existen proyectos para incrementar significativamente esta infraestructura (CENACE, 2016).

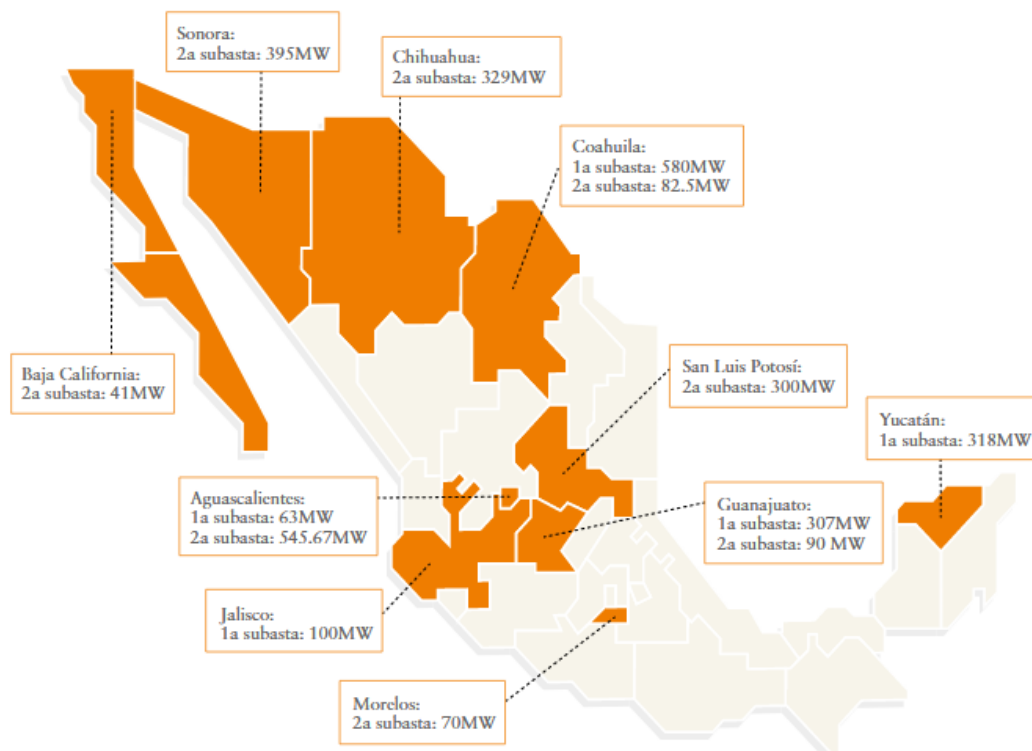


Figura 2.12: Nuevos proyectos de generación de energía fotovoltaica en 2016

Fuente: ProMéxico (2017a: 59)

En 2017 se llevó a cabo la tercera subasta de energías limpias a largo plazo, en la cual se subastaron alrededor de 3040 GWh, 3.29 millones de certificados de energía limpia y 10.02 MW-año de potencia para ser producidas en 10 plantas localizadas en Sonora con 4, Chihuahua con 1, Zacatecas con 1, Aguascalientes con 2, el Estado de México con 1 y Nuevo León con 1 (SENER, 2017; del Rio, 2019). Las plantas en cuestión se pueden observar en la Figura 2.13.

De acuerdo con ASOLMEX (2021), México cuenta con 64 plantas solares de las cuales 10 se encuentran en Sonora, 8 en Aguascalientes, 7 en Chihuahua, 7 en Durango, 6 en Coahuila, 4 en Jalisco, 4 en Guanajuato, 3 en Baja California, 3 en San Luis Potosí, 2 en Baja California Sur, 2 en Zacatecas, 2 en el Estado de México, 2 en Yucatán, 1 en Querétaro, 1 en Hidalgo, 1 en Tlaxcala y 1 en Puebla; cuya capacidad instalada total debería ser mayor que los 5,000 MW en el caso de que los proyectos se finalicen y entren en funcionamiento (ProMéxico, 2017a; SENER, 2017).

El rápido incremento de la capacidad instalada y generación de electricidad vía el proceso fotovoltaico que resultó de los proyectos licitados durante estas tres subastas, ha generado un panorama positivo a nivel internacional sobre las expectativas y perspectivas que se tienen del mercado eléctrico y fotovoltaico en México (véase IRENA, 2013; ProMéxico, 2017a; GIZ, 2018; Bloomberg, 2018) que si bien puede cambiar por la entrada del nuevo gobierno (Bellini, 2019;

Wood, 2018), también cabe incluir que han existido problemas para pasar de la licitación al funcionamiento de estas planta fotovoltaicas (PWC, 2017; Viscidi, 2018; Guadarrama, 2018; IRENA, 2019b).



Figura 2.13: Proyectos subastados en la tercera subasta de largo plazo en 2017

Fuente: Google e INEGI (2021)

Específicamente, existe la posibilidad de que los pocos requisitos para licitar en las subastas sean la razón por la cual se obtuvieron resultados tan positivos en las mismas (Viscidi, 2018), así como la devaluación del tipo de cambio mexicano (IRENA, 2017), lo que significaría un alto grado de riesgos en los proyectos al no ser generadores ya establecidos (IEA, 2017). Una posible evidencia de lo anterior es que, si bien 53% de todos los proyectos adjudicados en estas dos subastas se completaron en tiempo y forma, 37% han sufrido retrasos y 10% se cancelaron o tienen un estatus desconocido (IRENA, 2019b).

Cabe mencionar que aun si solo el 53% de las plantas fotovoltaicas licitadas en las tres subastas está en funcionamiento, esto sería alrededor del 6% de la capacidad instalada total del país a mediados de 2019 (ProMéxico, 2017a; SENER, 2017; SENER, 2020) y representaría una tasa de crecimiento de este indicador mayor a 1500% con respecto a la capacidad instalada en 2015.

Lo anterior se puede relacionar con los laxos requerimientos a los licitadores para tener la capacidad de subastar (IEA, 2017; Viscidi, 2018), especialmente para los subastadores sin plantas ya en funcionamiento, con toda la documentación necesaria para construcción o con una forma establecida para la obtención de financiamiento.

Varios tipos de dificultades para finalizar los proyectos subastados incluyen la incapacidad para obtener los permisos necesarios para la construcción (Guadarrama, 2018), que se agravan al considerar que los licitadores no necesitaban tener los derechos de la tierra para entrar a la

subasta (IEA, 2016); problemas para adquirir permisos de compra o uso de la tierra para instalar la planta y/o la infraestructura necesaria para conectarla a las líneas de transmisión (Viscidi, 2018), evidenciado por 5% de los entrevistados por PWC (2017) que indica tener dificultades para conectarse a las centrales eléctricas; otro 5% de los encuestados por PWC (2017) menciona no poder obtener la evaluación de impacto social y ambiental, entre otros.

### **2.3. Factores determinantes de la generación de energía fotovoltaica en Sonora**

El objetivo de esta subsección es caracterizar la situación de Sonora con respecto a la generación de electricidad vía el proceso fotovoltaico. Especialmente se busca contemplar qué tan apto es Sonora para la producción de este tipo de energía, se revisan las adecuaciones que se planean o han llevado a cabo para el fomento de esta industria, así como las características generales y específicas de las plantas de generación de energía fotovoltaica en el Estado.

Sonora cuenta con características físicas (como la cantidad alta de irradiancia que percibe) y geográficas (como la baja inclinación del terreno), que favorecen la generación de energía fotovoltaica. Por lo anterior, no es sorpresa que exista un interés en el Estado para aumentar su generación de energía fotovoltaica, lo que se expresa en proyectos de plantas generadoras ya establecidos y otros en desarrollo, así como en planes para incrementar la infraestructura del sistema eléctrico nacional.

Este trabajo se divide en tres secciones, en la primera presenta un panorama general de la energía fotovoltaica en Sonora, revisando el material disponible respecto a las características espaciales que propician la generación de EF en el Estado. En la segunda sección se revisan las adecuaciones que se han hecho o se planean hacer para fomentar el desarrollo de la producción de electricidad (infraestructura, acuerdos bilaterales, entre otros). Por último, se revisan los proyectos de plantas solares en Sonora, poniendo especial énfasis en las metodologías de selección de sitio, así como en si la planta se encuentra activa o en desarrollo.

#### **2.3.1. Determinantes espaciales para la generación de energía fotovoltaica en Sonora**

Existen diversos factores espaciales que determinan la aptitud de un lugar para la generación de energía fotovoltaica. Como se ha repetido a lo largo de este capítulo, la irradiancia es la variable principal que determina el potencial de un lugar desarrollar EF. Por ello, se revisa el comportamiento de este indicador en Sonora, buscando caracterizar que tan atractivo es el estado para producir esta energía.

En 2010-2011, los sistemas de energía fotovoltaica de la CFE de pequeña y mediana escala contaron con una capacidad adicional instalada de 3.48 MW, así como un incremento de la capacidad de generación eléctrica de sistemas interconectados a la red (principalmente del sector residencial y de servicios) de 763% en 2010 y 128% en 2011 (Universidad de Sonora, s.f.).

Sonora tiene una insolación promedio anual de energía fotovoltaica diaria con valores que rondan los 5.6-5.8 kWh/m<sup>2</sup> (Taddei et al., 2014; Arancibia-Bulnes et al., 2014), lo anterior se puede observar en la Figura 2.14 en la forma de isolíneas (que son curvas que conectan los puntos de una función con el mismo valor, en este caso insolación promedio anual de energía fotovoltaica).

Además, diversos autores afirman que Sonora tiene uno de los potenciales fotovoltaico más altos del mundo, debido que percibe más de 1800 kWh/kWp al año; recordando que kWp es una unidad de cuantos kWh se producen por kW pico (kWp) -1 kWp por hora es 1000 Wh-; (Véase Universidad de Sonora, s.f.; Taddei et al., 2014; Arancibia-Bulnes et al., 2014).

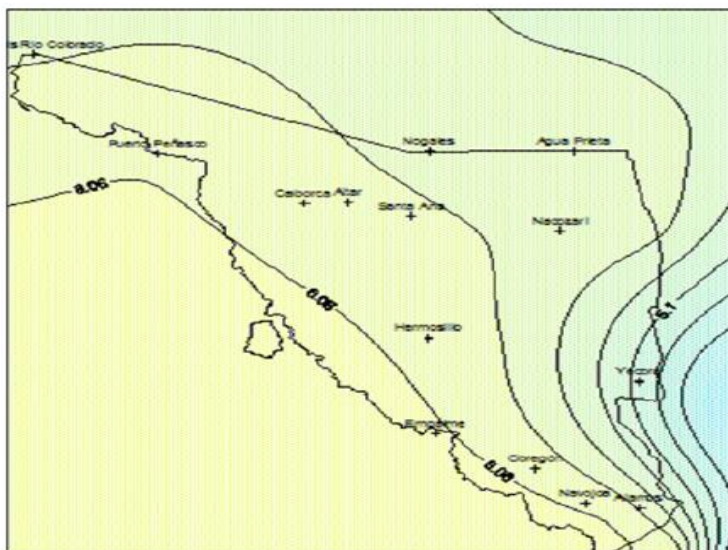


Figura 2.14: Isolas de insolación promedio anual de energía fotovoltaica diaria

Fuente: Taddei et al. (2014: 93)

Otra cualidad de Sonora con respecto a la generación de energía fotovoltaica es que la precipitación pluvial de su territorio es pequeña, lo cual favorece la generación de esta energía (Arancibia-Bulnes, 2014).

El estado también cuenta con regiones que tienen altos promedios de horas sol al año, que es un factor importante debido a que la generación de EF solo se da durante el día (Landsberg en Pinna, 1978; SENER en Yaneva, Tisheva y Tsanova; 2018).

Como se ha mencionado anteriormente, el potencial de esta ubicación geográfica es tan alto que tan solo usando alrededor del 1% de su territorio, es posible suplir toda la demanda de electricidad del país (Arancibia-Bulnes et al., 2014; González García, 2019).

### 2.3.2. Mercado de energía fotovoltaica en Sonora

Una vez adecuadas las regulaciones federales para permitir el desarrollo de la generación energética, específicamente de electricidad vía el proceso fotovoltaico, incrementar las capacidades de producción requiere de adecuaciones de infraestructura, así como la planeación para la expansión de las plantas fotovoltaicas en la región con el objetivo de lograr la creación de un ambiente económico y político que fomente este tipo de energía.

Lo anterior es relevante, debido a que, si bien las capacidades para la generación de energía fotovoltaica en el estado son elevadas, la capacidad instalada efectiva de generación de electricidad vía el proceso fotovoltaico fue de 2.6 MW en 2016, lo cual representa alrededor del

0.1% de la energía total de esta entidad (ProMéxico, 2017; Comité de Energía de la Comisión Sonora- Arizona, 2017).

Sin embargo, después de las subastas federales para la compra-venta de EF, Sonora se adjudicó 10 proyectos de energía fotovoltaica que de encontrarse en operación, podrían producir un máximo de 1240.5 MW (Comisión de Energía del Estado de Sonora -COEES-, 2018), lo cual es más del 30% de la capacidad instalada que tuvo el estado en 2016, que fue de 3,140 MW según el Comité de Energía de la Comisión Sonora- Arizona (2017), así como el 2% de la capacidad instalada total del país a la semana 26 del 2019 (SENER, 2020).

También existen proyectos para aumentar la infraestructura del sistema eléctrico nacional, que se presentan en la Figura 2.15, donde destaca la construcción de una línea de corriente directa de Baja California a Sonora (en dicha figura es la doble línea punteada roja) que podría transportar hasta 1,500 MW, así como otras líneas de menor capacidad. Esto muestra la intención que existía para posicionar a Sonora como un productor relevante de energía eléctrica en el país.

Otros proyectos importantes, discutidos como parte de las relaciones bilaterales de Sonora y Arizona por el comité de Energía de la Comisión Sonora-Arizona (2017), son la interconexión con el sistema de Baja California a terminarse en 2021, la interconexión transfronteriza de Nogales con capacidad de 150 MW a finalizarse en 2018 y las líneas submarinas entre Bahía de Kino (Sonora) e Infiernito (Baja California Sur), que tienen el objetivo de fortalecer las conexiones eléctricas entre México y Estados Unidos.

En cuando a planeación, el Comité de Energía de la Comisión Sonora-Arizona (2017) estableció metas a largo plazo para Sonora en materia de producción energética que incluyen la operación de un Centro de Investigación Binacional especializado en energía fotovoltaica para zonas desérticas que tenía planeado estar en operación para 2025, así como la inversión de cerca de 4,900 MW de capacidad instalada para el año 2030 para la generación de electricidad con fuentes fotovoltaicas.

Cabe mencionar que la planeación mencionada anteriormente queda en duda debido a la cancelación de las subastas de compra-venta de electricidad en distintas formas en el mercado mayorista (Irastorza y Peñuelas, 2020), que posiblemente eran una herramienta fundamental para el crecimiento tan grande que se previa de las plantas fotovoltaicas. Además de que algunos de los proyectos mencionados anteriormente, como el de la línea de transmisión de Baja California, fueron cancelados por la administración que entró en 2019 (Irastorza y Peñuelas, 2020).



### Simbología

Generación	Transmisión
Ciclo Combinado	Subestación
Hidroeléctrica	Línea de Transmisión
Termoeléctrica Convencional	Back-to-Back
Carboeléctrica	Estación Convertidora LCC
Turbogás	Estación Convertidora VSC
Eoloeléctrica	Transformador Variador de Frecuencia
Nucleoeléctrica	
Geotermoeléctrica	
Fotovoltaica	
Combustión Interna	
	<b>Nivel de Tensión</b>
	<b>Línea de Corriente Directa</b>
	<b>400 kV</b>
	<b>230 kV</b>
	<b>138 a 161 kV</b>
	<b>69 a 115 kV</b>
	<b>34.5 kV o menor</b>

Figura 2.15: Sistema eléctrico nacional diciembre 2021

Fuente: CENACE (2016: 3)

### 2.3.3. Proyectos actuales para la generación de energía fotovoltaica en Sonora

Como se mencionó anteriormente, Sonora cuenta con 10 proyectos de energía fotovoltaica. En esta sección se revisa la información disponible correspondiente a cada proyecto, poniendo especial énfasis en el estado actual del proyecto, tamaño y capacidad, así como la metodología de selección del lugar en el cual se localizó. En la Figura 2.16 se presentan la capacidad instalada de estos proyectos, el nombre de la planta y empresa que la maneja, así como su ubicación geográfica en el Estado.

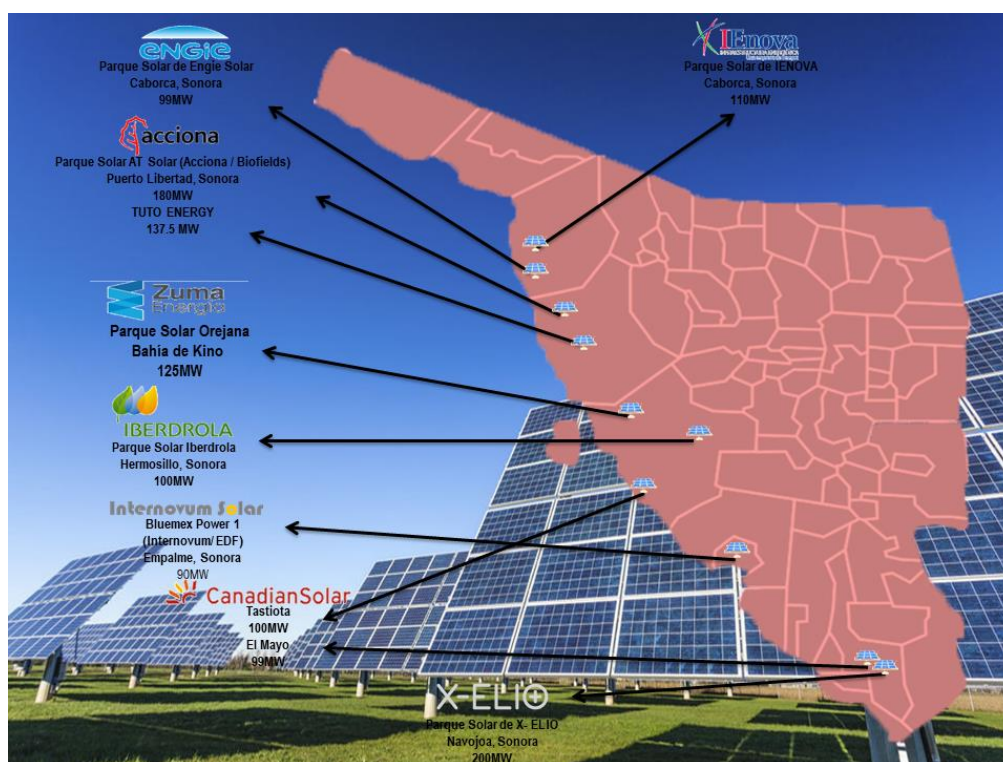


Figura 2.16: Proyectos de plantas de energía fotovoltaica en Sonora

Fuente: COEES (2018)

Cabe destacar que la información de cada proyecto está sujeta a la disponibilidad de información y esta no es uniforme para todos los proyectos, ya que la mayoría de esta corresponde a informes financieros, resúmenes ejecutivos, propuestas de petición para financiamiento, notas periodísticas y medios similares. En pocos casos existe información referente a como se eligió la zona para instalar la planta o efectos ambientales, mientras la mayoría solo cuenta con notas periodísticas o informes financieros que hacen referencia a cuando se estima que iniciará el funcionamiento de la planta.

#### 2.3.3.1. Proyecto Abril de Engie

Según Engie (s.f.), el proyecto consiste en la construcción y operación de un parque solar con capacidad instalada de 99 MW (134.16 MWp), que se generara con 362,600 módulos en una superficie de 340.49 hectáreas localizadas en Caborca, Sonora. Engie (s.f.) menciona que la transmisión será por una línea aérea de 115 kV de nueva construcción, así como que la ubicación

del parque es en tierras de uso común del Ejido Morelos (Campo Ma. del Carmen) en el Municipio de Caborca.

En el resumen ejecutivo con respecto al impacto ambiental del proyecto, Engie (2018) menciona que la selección del sitio se realizó considerando los siguientes aspectos:

- Irradiancia promedio del sitio (6 kWh/m<sup>2</sup>).
- No es área natural protegida.
- Disturbio ambiental ya presente en el área, por actividades productivas de la región.
- El área es poco productiva.
- No existen cuerpos de agua en la cercanía, lo que representa pocas posibilidades de daños por inundación.
- No tiene infraestructura o instalaciones que requieran retirar.
- El área no tiene elementos únicos de fauna o flora.
- No es un área habitada.
- La infraestructura de la red eléctrica se encuentra cerca, así como la cercanía a la subestación eléctrica Seis de Abril.

Engie (2018) indica que el objetivo de la planta es generar energía fotovoltaica, transformarla en eléctrica y suministrarla al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y según Solís (2019) el parque estará en funcionamiento para julio de 2020.

Cabe mencionar que la construcción de plantas solares en tierras comunales, como los ejidos, requiere permisos a largo plazo tanto de las condiciones del sitio como de los integrantes de las comunas, por lo cual puede ser un proceso complicado (Reyes, 2022).

### 2.3.3.2. *Proyectos Acciona y TUTO ENERGY*

De acuerdo con el Banco de Desarrollo de América del Norte -BDAN- (2017) el parque “Puerto Libertad”, sumando sus dos componentes Acciona y TUTO ENERGY, prevé obtener 317.5 MW en alrededor de 1,194 hectáreas ubicadas en el municipio de Pitiquito, Sonora.

En el documento de BDAN (2017) se menciona que la selección del sitio es en este municipio, ya que la disponibilidad de energía fotovoltaica es óptima, oscilando entre los 7,000 y 8,000 W/m<sup>2</sup>, información que se obtiene del Inventario Nacional de Energías Renovables publicado por la Secretaría de Energía, usando la Figura 2.17 para ejemplificarlo.

Con respecto a los efectos en el medio ambiente, en BDAN (2017) se tocan los siguientes temas:

- Para la flora y fauna de la localización se contemplan medidas para relocalizar a las especies del área de construcción, así como medidas para disminuir los efectos nocivos en las áreas rodeando al sitio.
- En calidad del aire se plantea transportar materiales y residuos producto de la construcción cubriéndolos y manteniéndolos húmedos.
- Por el cuidado del agua se implementarán programas para manejar las aguas residuales resultado de la construcción y otro para el manejo de flujos hidrológicos, una empresa externa manejará y dispondrá de las aguas resultado de servicios sanitarios.

- En el manejo de suelos y residuos sólidos se plantea no colocar directamente aceites, combustibles y otros contaminantes en contacto directo con el suelo.

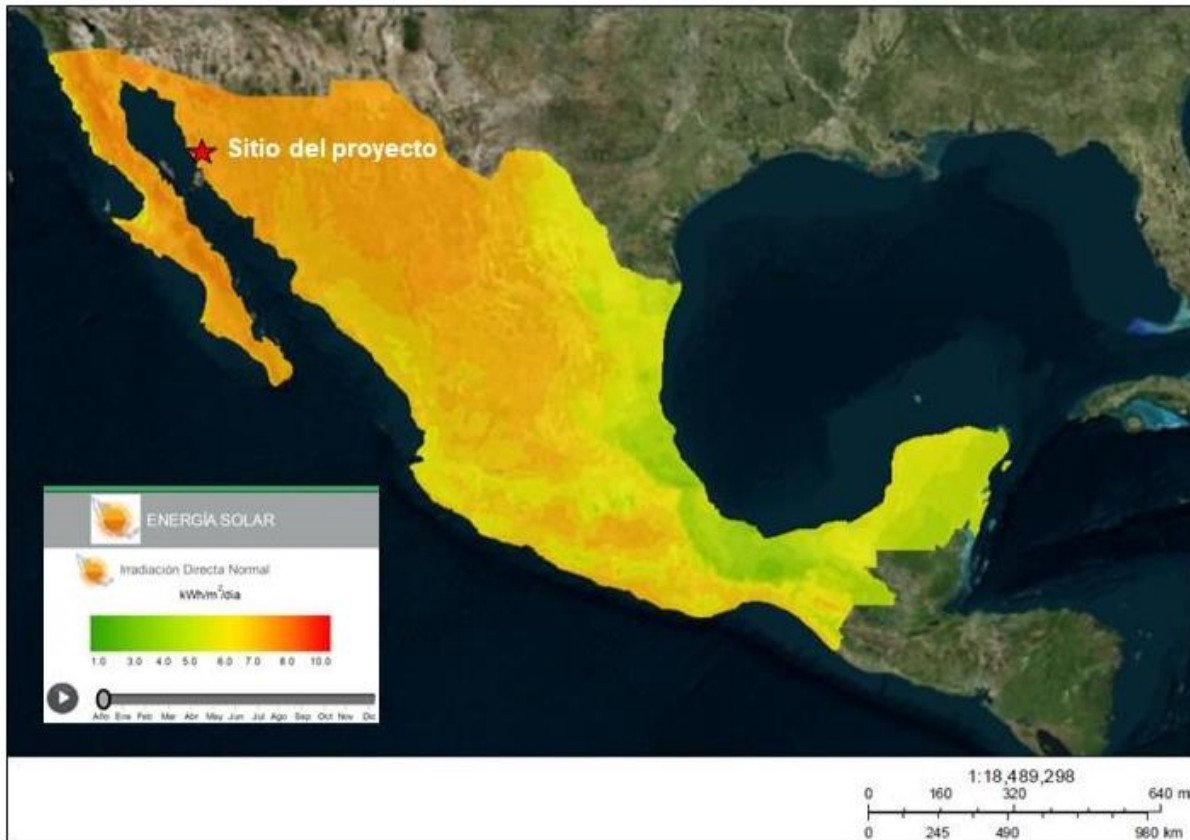


Figura 2.17: Recurso solar en México

Fuente: Inventario Nacional de Energías Renovables (BDAN, 2017: 13)

El Financiero (2019) menciona que la planta se encuentra en operación desde junio de 2019. El objetivo del proyecto es vender la energía eléctrica generada a la Comisión Federal de Electricidad (BDAN, 2017).

### 2.3.3.3. Proyecto Orejana de Zuma Energía

El proyecto cuenta con aproximadamente 487,440 paneles solares que producirían alrededor de 158 MW, la energía sería recolectada con cables subterráneos y entregada a través de una estación de interconexión de 230 kV a una línea de transmisión de la CFE, ya existente, a 0.5 km del sitio (BDAN, 2017a). La selección de sitio, Bahía de Kino en el municipio de Hermosillo, según BDAN (2017a) es debido a que el recurso solar, de acuerdo con Instituto de Investigaciones Eléctricas, es alrededor de 6 Wh/m<sup>2</sup> y se usa la figura 2.18 para mostrarlo.

Los efectos en el medio ambiente, de acuerdo con BDAN (2017a), son:

- Para la flora se plantea proteger durante la construcción y funcionamiento de la planta, principalmente con reubicación, y sin usar herbicidas y químicos durante la limpieza del sitio.

- La fauna se ahuyentará y si hay especies en peligro se plantea ubicarla y rescatarlas.
- Para la calidad del aire se transportarán los materiales y residuos resultados de la construcción cubiertos y húmedos.
- Por el cuidado del agua, una empresa externa manejará y dispondrá de las aguas resultado de servicios sanitarios. Se usarán tanques sépticos para la descarga de aguas residuales.
- Sobre el manejo de suelos y residuos sólidos se evita el contacto directo de aceites, combustibles y otros contaminantes con el suelo. Se llevarán a cabo diferentes medidas de separación, almacenamiento, recolección y uso de residuos en las diferentes etapas del proyecto.



Figura 2.18: Recurso solar en México

Fuente: Instituto de Investigaciones Eléctricas (BDANa, 2017: 13)

Según un comunicado de prensa del Gobierno del Estado de Sonora (2019), el parque se encuentra en funcionamiento. El objetivo del proyecto es vender la energía eléctrica generada a la Comisión Federal de Electricidad (BDANa, 2017).

#### 2.3.3.4. Proyecto Iberdrola

Iberdrola (s.f.) indica que algunas de las razones para la selección de México para este tipo de proyectos son debido a que cuenta con una gran altura (por lo que la temperatura ambiente es menor), así como debido a que se encuentra en el denominado “cinturón solar” donde la irradiación es de las mayores del mundo.

De acuerdo con el portal Energía hoy (2018) el parque con capacidad de 100 MW se encuentra en operación desde finales de 2018. El parque se localiza en la ciudad de Hermosillo (COEES, 2018).

#### *2.3.3.5. Proyecto Bluemex Power 1 de Internovum/EDF*

SERMANAT (2017) indica que el proyecto cuenta con cerca de 288,316 paneles solares fotovoltaicos en 344.87 hectáreas que generan 90 MW. El parque se localiza en Empalme (COEES, 2018). De acuerdo con esta secretaria el proyecto incluye un circuito colector subterráneo de 34.5 kV de aproximadamente 10,000 m de longitud para conectar los transformadores con la subestación elevadora del proyecto, la cual se conecta a la línea de transmisión área de la Comisión Federal de Electricidad que se ubica a 6 km del sitio. Zarco (2019) menciona que el parque se encuentra en operación desde julio de 2019.

#### *2.3.3.6. Proyectos Tastiota y el Mayo de Canadian Solar*

Canadian Solar INC. (2019) señala que los dos parques solares se encuentran en desarrollo y se espera que funcionen para el año 2021. Según COEES (2018) Tastiota se localizará en Hermosillo y tendrá una capacidad de 100 MW, por su parte, el Mayo se ubicará en Navojoa y contará con una capacidad de 99 MW.

#### *2.3.3.7. Proyecto X-Elio*

Según Redes Navojoa (2019) el parque de 588 hectáreas con una capacidad de 200 MW estará en operación para el año 2020.

#### *2.3.3.8. Proyecto Pima Solar de IEnova*

El parque Pima Solar con una capacidad de 110 MW y ubicado en Caborca (COEES, 2018) suministra de energía fotovoltaica a la empresa acerera DEACERO (Wikipedia, s.f.). De acuerdo con IEnova (2018) el parque Pima Solar se encuentra en operación.

### **Capítulo 3: Caracterización del consumo y mercado eléctrico internacional, mexicano y del sector privado y paraestatal mexicano**

El objetivo general de este capítulo es caracterizar el funcionamiento del consumo y mercado eléctrico a nivel internacional, México y del sector privado y paraestatal mexicano. La pregunta principal que busca responder este capítulo es ¿Cómo funciona el mercado de electricidad para el sector privado y paraestatal mexicano, para el país y diferentes mercados a nivel internacional? Y ¿Qué características generales tiene el consumo eléctrico a estos niveles?

El desarrollo de este capítulo es principalmente en la dimensión económica, buscando caracterizar al sector privado y paraestatal mexicano en el contexto de los factores que definen al consumo de electricidad a nivel internacional y en México, así como de los tipos de tarifas eléctricas que existen en el país y de las reglas determinantes del funcionamiento del mercado eléctrico nacional.

Cabe hacer hincapié en que el estudio contextual del consumo eléctrico requiere de la consideración de distintos factores que influyen en la cantidad de energía consumida por los diferentes usuarios económicos, especialmente cuando se plantea hacer pronósticos de los diferentes escenarios que se pueden tener en el futuro y cuando cada estudio puede usar datos coadyuvantes diferentes. Entre ellas cabe destacar (EIA, 2019):

- El crecimiento económico: las relaciones tecnológicas en un periodo transversal de tiempo tienen intrínseco una cantidad de electricidad y/o energía necesaria para elaborar un nivel dado de producción, por lo que diferentes tipos de crecimiento económico tendrán distintos niveles de consumo energético asignados.
- El precio del barril de petróleo: uno de los principales indicadores del costo de las energías convencionales que sigue siendo relevante al ser una de las formas más usadas para la generación de energéticos.
- Crecimiento demográfico: debido a que el uso de electricidad y la producción dependen de la cantidad de personas que llevarán a cabo consumo y demandarán energía para el desarrollo de otras actividades.
- Cambios en la infraestructura: tanto construcción nueva como el desgaste de la infraestructura vieja.
- Avance tecnológico: expectativas sobre el cambio en las tecnologías para la generación y uso de la electricidad afectan la cantidad de consumo pronosticada para un periodo de tiempo.
- Otros factores que pueden ser usados es la inflación (que es el aumento generalizado de los precios), estabilidad macroeconómica de un país o internacional, expectativas de los nuevos yacimientos o agotamiento del petróleo, transición hacia las energías renovables, eventos catastróficos o que conlleven cambios en el comportamiento humano (como una pandemia), entre otros.

Lo anterior es relevante ya que los diferentes estudios que contextualizan el consumo de electricidad tanto internacional, como a nivel México o de un sector, usan diferentes escenarios

de estas variables, siguiendo sus patrones históricos, para hacer inferencia y pronósticos sobre el comportamiento futuro en los patrones del uso de energéticos.

El presente capítulo se divide en una sección para analizar el contexto internacional del consumo energético, las expectativas que se tienen sobre esta variable, distintos modelos de generación en el mundo, entre otros aspectos. Seguido se hace una caracterización de este consumo para México, agregando el mercado de producción de electricidad en el país y la relación de la generación y consumo de electricidad. Por último, sigue contextualización del consumo del sector privado y paraestatal mexicano haciendo énfasis en su consumo energético, así como en el tipo de tarifas eléctricas a las que está sujeto el sector.

### 3.1. Contexto internacional del consumo y mercado de electricidad

En esta subsección se busca dar un panorama general del comportamiento del consumo internacional de electricidad, haciendo énfasis en el presente y expectativas sobre el futuro de diferentes tipos de generación, usuarios y consumo, desglose por distintos sectores y lugares geográficos, así como la magnitud que tienen estos indicadores. También se incluye un apéndice que desarrolla sobre varios tipos de modelos o mercados de generación energética en el mundo.

Se tienen altas expectativas sobre el futuro del consumo energético en el mundo, que se muestra en la Figura 3.1, debido a que se prevé un aumento de más del 50% para 2050 con respecto a 2018, que tendrá lugar debido al alto crecimiento económico estimado para los países que no están en la OECD que conllevaría un incremento de su consumo de casi el 70% (EIA, 2019). Mientras el consumo de los países de la OECD se mantiene relativamente estático durante este periodo.

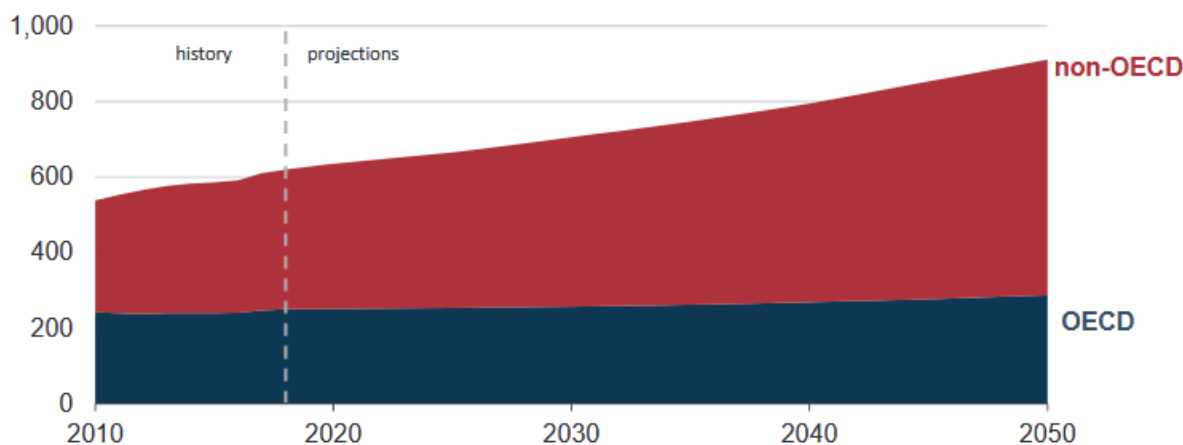


Figura 3.1: Consumo energético de países de la OECD y fuera de la OSCD (non-OECD) 2010-2050 en cuatrillones (10<sup>15</sup>) de unidades térmicas británicas

Fuente: EIA (2019: 23)

Cabe hacer un pequeño hincapié en México, ya que por sus características económicas se podría considerar fuera de la OECD, lo que se puede visualizar en OECD (2019) donde la mayoría de

los indicadores económicos del país en cuestión se alejan del promedio de la organización. Sin embargo, ya que México si es parte de la OECD, estudios como EIA (2019) incluyen al país dentro de este organismo, así como en las naciones de la OECD en América junto con los Estados Unidos, Canadá y Chile.

Volviendo al consumo energético global (Figura 3.2), para los países fuera de la OECD agrupados por continentes se espera que la mayoría del crecimiento de esta variable tenga lugar en las naciones de Asia, donde China e India llevan va a la punta (EIA, 2019). En menor grado se estima que el Medio Oriente, África y América aumentarán su consumo en las próximas décadas, mientras sobre Europa y Eurasia se tiene la expectativa de un futuro estable (EIA, 2019).

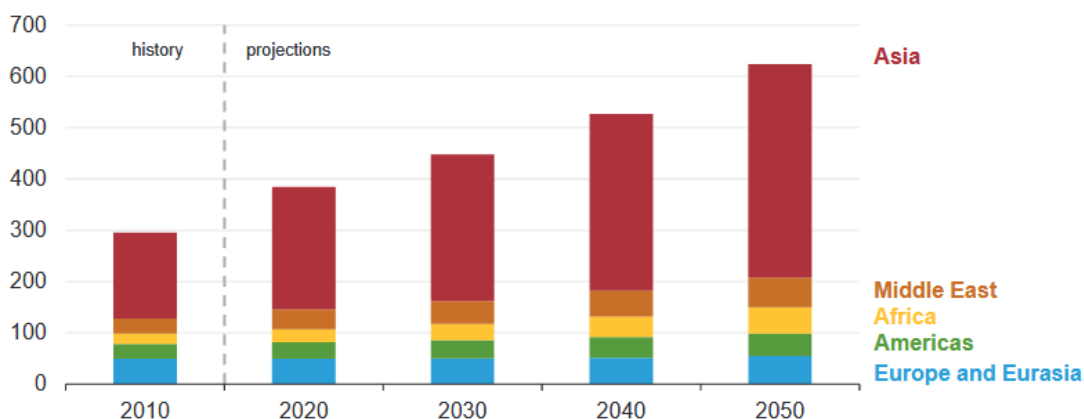


Figura 3.2: Consumo energético de países fuera de la OESCD (non-OECD) 2010-2050 en cuatrillones (10<sup>15</sup>) de unidades térmicas británicas

Fuente: EIA (2019: 25)

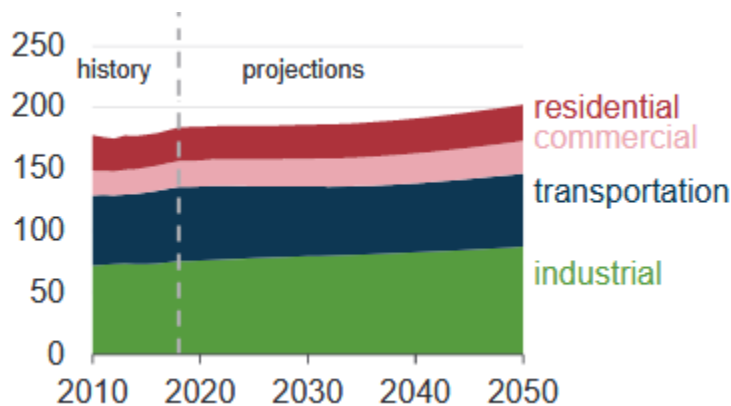


Figura 3.3: Consumo energético por sectores en países de la OECD 2010-2050 en cuatrillones (10<sup>15</sup>) de unidades térmicas británicas

Fuente: EIA (2019: 27)

Similar al crecimiento del consumo energético general, al analizar el comportamiento de los sectores residencial, comercial, transporte e industrial de la OECD, que se muestran en la Figura 3.3, se tiene la expectativa de que la mayoría de estos sectores mantienen un consumo relativamente constante en las próximas décadas, con la posible excepción de la industria que tiene un pequeño aumento.

Por otro lado, el incremento estimado en el consumo energético para países fuera de la OECD es tan grande en magnitud que, si bien para 2018 tenían un consumo por sectores en magnitud relativamente similar al de los que pertenecen a esta organización, se espera que la relación cambie a casi el doble para 2050. Este crecimiento tiene origen principalmente en las expectativas del aumento en el consumo de energías de la industria, transporte y, en menor grado, el residencial. Esta información y más se muestra en las figuras 3.3 y 3.4.

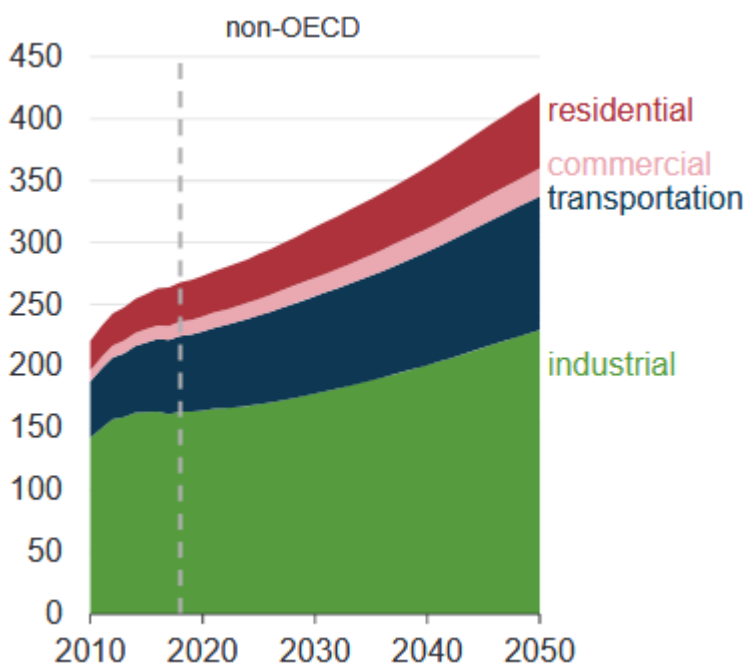


Figura 3.4: Consumo energético por sectores en países fuera de la OECD (non-OECD) 2010-2050 en cuatrillones ( $10^{15}$ ) de unidades térmicas británicas

Fuente: EIA (2019: 27)

El sector industrial en los países de la OECD se estima que principalmente aumentará debido a los países de América para 2050, ya que Europa y Asia se mantienen estables, aunque con tasas de crecimiento considerablemente menores a la de los países fuera de esta organización, donde China e India son los que llevan la batuta, con incrementos menores en África, Medio Oriente, América y otras partes de Asia (EIA, 2019). Lo anterior también aplica para el caso del sector constructor.

Por su parte, el de transporte es diferente, debido a que para los países de la OECD se prevé un comportamiento estable en las próximas décadas –posiblemente debido a que ya se tiene cierto

nivel de infraestructura y transporte, así como por considerar aumentos en la eficiencia tecnológica-, mientras que las naciones fuera de dicha organización incrementan en este periodo principalmente por India y otros países de Asia, África, Oriente Medio y América (EIA, 2019).

En la Figura 3.5 se presenta el consumo energético final global para los diferentes tipos de energías; como son el petróleo, gas natural, electricidad (que se puede generar por diferentes medios), carbón y energías renovables. El consumo energético final se refiere al que usan los usuarios finales, sin considerar la energía requerida para la generación y en este caso es para el sector industrial, transportación y construcción (EIA, 2019), por lo que no es sorpresa que en la figura en cuestión se percibe un aumento notable en el uso de energías convencionales, especialmente de petróleo y gas natural, en las próximas décadas.

También se puede notar en la Figura 3.5 que se pronostica un incremento de más del doble en el uso de electricidad para 2050 con respecto a 2010, que posiblemente va de la mano con el aumento en el uso de energías renovables. Este crecimiento tiene lugar debido a que los sectores residencial e industrial tendrían un mayor consumo energético, donde la electricidad sigue siendo uno de los principales energéticos (EIA, 2019).

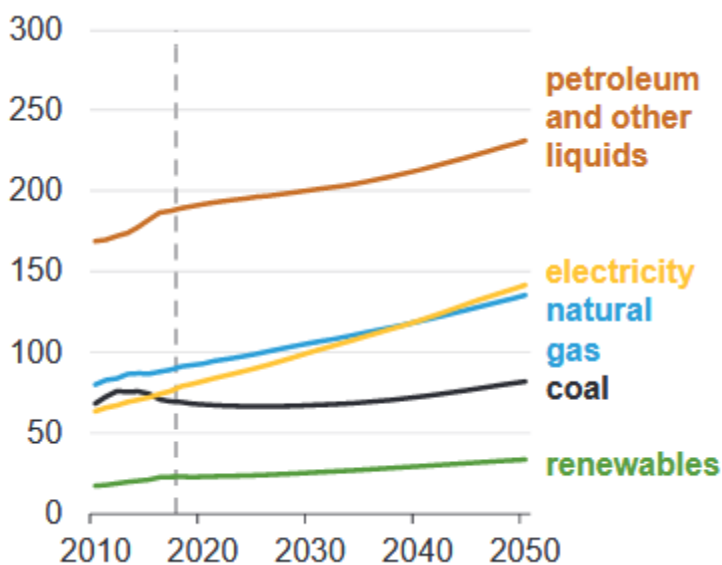


Figura 3.5: Consumo energético final mundial por tipo de energético 2010-2050 en cuatrillones ( $10^{15}$ ) de unidades térmicas británicas

Fuente: EIA (2019: 29)

Nota: Consumo energético final incluye al sector industrial, transportación y de construcción, pero no la energía usada durante el proceso de generación de esta (EIA, 2019).

Por su parte, el consumo energético primario es toda la demanda energética de un país, incluyendo la consumida por el sector energético, pérdidas durante la transformación y distribución de energía y el consumo final (Eurostat, 2018). En la Figura 3.6 se muestra el consumo energético primario a nivel global por tipo de energético durante las próximas décadas.

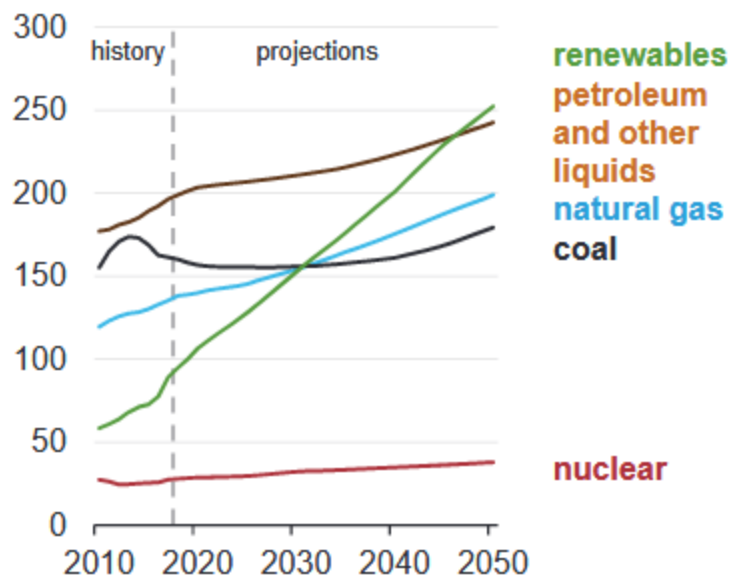


Figura 3.6: Consumo energético primario mundial por tipo de energético 2010-2050 en cuatrillones ( $10^{15}$ ) de unidades térmicas británicas

Fuente: EIA (2019: 31)

Las energías renovables son uno de los medios en los cuales se tiene una mayor expectativa para que en el futuro estas coadyuven a cumplir con la demanda futura de energía. Como se puede ver en la Figura 3.6, estos medios para la generación energética aumentarían en más del doble de su valor para 2050 con respecto a 2018 y, comparando las figuras 3.5 y 3.6, este incremento se encuentra principalmente en la diferencia entre el consumo final y primario, que es principalmente energía relacionada con el sector energético y su funcionamiento.

Por su parte, la Figura 3.6 muestra que ciertas energías convencionales; específicamente el petróleo, otros líquidos y el gas natural; también tienen un crecimiento considerable, si bien con menores tasas de aumento que las energías renovables, alcanzan tasas de alrededor del 20% en el caso del petróleo y otros líquidos, así como cercanas al 45% para el gas natural (EIA, 2019). También se puede calcular de la Figura 3.6 que la proporción de las energías convencionales es como 75% mayor en el uso que las energías limpias (EIA, 2019).

Otras energías como el carbón y las nucleares se mantienen estables, lo cual es importante debido a los efectos negativos que tienen en el ambiente, fauna, flora y humanos; que incluyen en el caso del carbón emisiones, minería, uso y contaminación de agua entre otros (European Environment Agency, 2008; World Nuclear Association, 2011; Bielecki et al., 2020). En el caso de la energía nuclear, cuando el funcionamiento no tiene problemas, no se producen efectos nocivos considerables, con la excepción de desechos radioactivos, pero cuando se presentan problemas, estos tienden a ser catastróficos (Bielecki et al., 2020).

En la Figura 3.7 se presentan los diferentes tipos energéticos como proporción de la demanda total de energía en 2018 y 2050 (EIA, 2019). Las energías limpias son el único tipo de medio de

producción energética que se prevé va a aumentar para 2050 con relación a 2018, casi duplicando su proporción en las siguientes tres décadas, lo cual concuerda con lo estimado por diversos estudios (véase EIA, 2010; IPCC, 2012; Moriarty y Honnery, 2012; IEA, 2019; IRENA, 2019a; entre otros).

En el caso de algunas de las energías convencionales de la Figura 3.7; petróleo, otros líquidos y carbón; para 2050 se estima que la importancia relativa de cada una disminuye en alrededor del 10% de la proporción que representan en la demanda total de energía, aunque seguirían representando aproximadamente el 40% de toda la energía mundial, más de la mitad en el caso de que se agregue el gas natural.

En su caso, la proporción del consumo primario mundial de energía nuclear y de gas natural con respecto a la demanda total, que se presentan en la Figura 3.7, se estima que se mantendrá relativamente constante para 2050 con relación a 2018. Aunque al considerar que la demanda total de energía para 2050 será mayor que la de 2018, se requiere de cierto crecimiento del consumo y generación de estos energéticos. La proporción relativa del gas natural se mantiene en alrededor del 20%, mientras que la energía nuclear en poco menos del 5% (EIA, 2019:31).

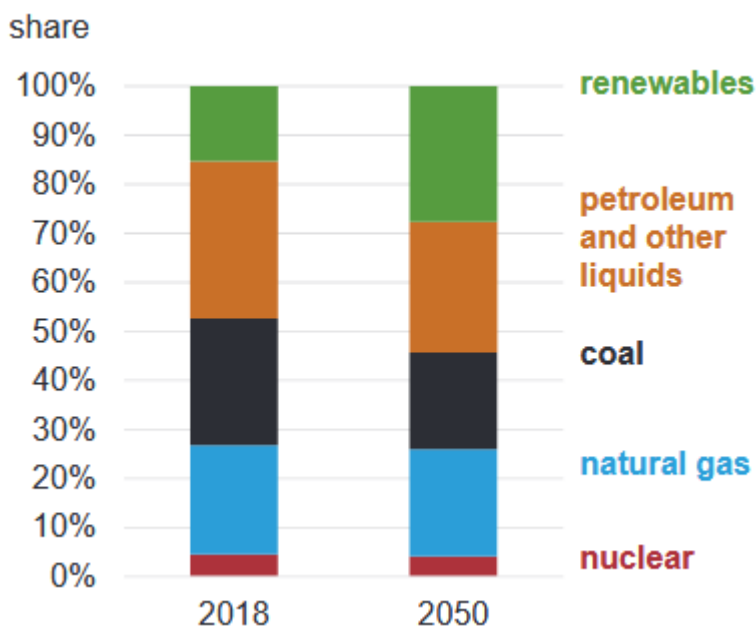


Figura 3.7: Consumo energético primario mundial por tipo de energético 2018 y 2050 como proporción de la demanda energética total

Fuente: EIA (2019: 31)

### 3.1.1. Mercados eléctricos internacionales

En este apéndice se revisan diferentes casos de la liberalización de mercados eléctricos en el mundo, principalmente para dar un panorama de las distintas formas en que estos procesos pueden llevarse a cabo, específicamente en la relación de los componentes privado y público, así como en la parte del sector de electricidad en la que se aplica, la rapidez con la que se

implementa y los resultados obtenidos. Para ello se reseñan los elementos con los que cuenta un mercado eléctrico, las diferentes formas que los actores pueden tomar (monopólico, libre mercado, entre otros), entre otros aspectos.

Tener disponibilidad de electricidad es un requerimiento para el desarrollo de la actividad económica y humana (Brown y Lembo, 2016), debido a que es un tipo de energía fundamental para llevar a cabo gran parte de las labores productivas y de ocio de las personas, empresas y gobierno. Por lo anterior, el objetivo central de los mercados eléctricos es abastecer en la medida de lo posible la demanda de electricidad al menor precio posible (Ela et al., 2014).

La generación, transmisión y distribución de electricidad a los consumidores, son los tres elementos que forman cualquier tipo de mercado eléctrico (Ela et al., 2014). La generación consiste en el proceso de crear electricidad usando diferentes procesos, como pueden ser las energías convencionales (base petróleo, carbón o gas natural), hidráulica, eólica, fotovoltaica, entre otros. La transmisión es el movimiento de la electricidad del lugar en el cual se generó a los centros de consumo, lo cual generalmente se realiza a través del sistema eléctrico nacional. El último es la distribución de la electricidad a los consumidores, que es el proceso de proveer de este producto a los diferentes clientes; que pueden ser empresas, viviendas, gobierno, entre otros.

Desde la perspectiva neoclásica de la teoría económica, existen diferentes tipos de mercados, que se caracterizan por la cantidad ofertantes y/o demandantes de electricidad. Estos son:

- Monopólico: en este tipo de mercado no existe más que un generador de electricidad, así como solo un comprador, por lo cual no existe competencia, opciones de compra para vendedores o consumidores minoristas (AF-Mercados EMI, 2011).
- Monopolio de consumo: este caso se da cuando solo existe una agencia o comprador, pero hay más de una empresa generadora, lo que resulta en competencia en la producción de electricidad, sin la opción de compra para consumidores o vendedores minoristas (AF-Mercados EMI, 2011).
- Mercado mayorista competitivo: este consiste en competencia en la generación y venta de la energía eléctrica, debido a que hay muchas empresas generando y vendiendo electricidad, pero el consumidor no tiene opciones de compra a minoristas (AF-Mercados EMI, 2011).
- Mercado minorista competitivo: por último, este mercado tiene competencia en la producción, venta y compra minorista (AF-Mercados EMI, 2011).

Cabe denotar que los mercados mencionados anteriormente son generalizaciones de los diferentes tipos de monopolios o mercados competitivos que pueden existir, dependiendo de la acaparamiento o libertad de mercado que exista. Sin embargo, pueden existir derivaciones o formas híbridas de estos mercados que responden a las condiciones específicas de cada nación.

En cuanto al establecimiento del precio, no hay mucho que decir en el caso de los mercados monopólicos, debido a que un agente tiene la capacidad de establecer el valor que se ajuste a sus necesidades, sin embargo, en los mercados competitivos este está determinado por el precio de equilibrio al que los generadores están dispuestas a producir cierto nivel de electricidad en

conjunto con la cantidad de energía comprada por los consumidores a ese valor (R Street Institute, 2016).

Como se mencionó anteriormente, existen diferentes tipos de mercados eléctricos en el mundo que responden a distintas realidades específicas. Uno de los primeros países en liberalizar el mercado eléctrico fue el Reino Unido y Gales (Rotaru, 2013), donde la red eléctrica nacional funge como una empresa que coordina, controla y monitorea la red, así como tiene posesión de los activos físicos (Brown en Loksha y Brown, 2013). Este modelo tuvo resultados positivos en términos de competencia y productividad (Littlechild, 2004).

La Unión Europea intentó seguir el ejemplo del Reino Unido, pero la desventaja de estar integrada por muchos países, conllevó que la liberalización del mercado no haya sido rápida o uniforme (Littlechild, 2004). Para 2013, los únicos países de este conglomerado que habían liberalizado completamente sus mercados eléctricos eran el Reino Unido y Alemania (OECD, 1998-2013), aunque para 2018 Alemania ya cuenta con una parte del sector en posesión pública, en el caso del Reino Unido no hay datos (OECD, 2018).

Otros integrantes, bajo la presión de liberalizar su mercado eléctrico para tener un mercado competitivo en la región, comenzaron a liberalizar parte de su mercado paulatinamente (Pollitt, 2009), como es el caso de Italia, Portugal, Finlandia, entre otros (OECD, 1998-2013). Bélgica tiene la particularidad de haberse mantenido con un mercado mayoritariamente privado durante el periodo 1998-2013 (OECD, 1998-2013), aun cuando lo liberó completamente para 2018, así como Portugal (OECD, 2018).

También ha habido países de la Unión que se han mantenido con sectores completa o principalmente público durante el periodo 1998-2013; algunos de ellos son Suecia, Polonia, Irlanda, Francia, Grecia, etcétera (OECD, 1998-2013). Estos países siguen teniendo un importante componente de posesión pública de este mercado para 2018, así como cierto grado de regulación (OECD, 2018).

Algunas de estas naciones han optado por modelos mixtos, ya sea como una transición relativamente rápida a la privatización, como es el caso de Alemania y España (para principios de los noventa), o algo más paulatino para cumplir metas de la Unión en términos de competitividad y productividad; que incluye a Italia, Luxemburgo, Hungría y Finlandia (OECD, 1998-2013; Pollitt, 2009).

Otro caso particular es el de los Estados Unidos, que, si bien históricamente ha mantenido un mercado monopólico, en la actualidad algunos estados tienen formas de funcionamiento distintas (Ela et al., 2014). Más de 60% de los estados tienen mercados reestructurados que buscan responder a las dificultades de financiamiento del sector para garantizar un suministro constante de electricidad (Ela et al., 2014). Estos mercados son mayoristas competitivos y se regulan por algún tipo de estándar o institución estatal sin fines de lucro (Federal Energy Regulatory Commission, 2012; Brown y Lembo, 2016).

Por otro lado, la independencia de los estados que conforman a los Estados Unidos da lugar a que la parte oeste del país -exceptuando a California- y una pequeña franja alrededor de Florida mantengan un monopolio vertical, que es aquel en el que todas las empresas del sector son posesión de una compañía (Federal Energy Regulatory Commission, 2012).

Japón es uno de los últimos países que integran la OECD en comenzar a liberalizar su mercado eléctrico, finalizándose para 2016 (Parmar, 2016). Cabe denotar que este proceso no fue total, debido a que años después, sigue contando con cierto grado de posesión pública y regulación del mercado eléctrico (OECD, 2018). El mercado al por mayor inicia en 2021 y parece empezar con buenos resultados y expectativas positivas (Hasegawa, 2021).

Diferentes países en desarrollo tuvieron que llevar a cabo reformas antimonopólicas, buscando incentivar la competitividad, transparencia, así como regular los precios de transmisión y conexión a la red eléctrica nacional (Loksha y Brown, 2013). Un caso con resultados aparentemente positivos es Brasil, donde la reforma se enfocaba en generar un mercado competitivo y productivo (Brown y Lembo, 2016). Este país principalmente utiliza las subastas en su mercado mayorista (IRENA, 2013), que conllevan la privatización de la distribución eléctrica a través de concesiones a largo plazo (Loksha, 2015).

Por otro lado, existen naciones como India en donde el proceso de liberación no trajo resultados positivos, por lo que fue necesario hacerlo gradualmente (Brown y Lembo, 2016). En este caso, la liberalización del mercado eléctrico encontró resistencia bajo el movimiento antiglobalización, que resultó en el atrasamiento a través de vías jurídicas de los nuevos proyectos de inversión extranjera, lo que conllevó que las reformas se realizaran paulatinamente (Tongia, 2003). India es un país que usa tanto la tarifas/primas como las subastas para la compra-venta de electricidad (IRENA, 2013).

En México, como en otros países latinoamericanos, se han reformado los mercados eléctricos que anteriormente estaban centralizados en el gobierno, para permitir cierto grado de libertad de mercado (Kiyak y Vries, 2017) con el objetivo de desarrollar competencia y productividad del sector. En México esto se contextualizó en subastas energéticas a generadores privados (IRENA, 2013) pero dejando la transmisión y distribución a manos de la CFE con la capacidad de contratar a terceros públicos o privados (Rodríguez Padilla, 2016).

Turquía comenzó la liberalización y privatización del mercado eléctrico a principios de la década del 2000, estableciendo una institución regulatoria independiente, así como mercados organizados para la venta de electricidad (Dautaj Şenerdem y Akkemik, 2020). En 2008 tuvo lugar la privatización del segmento de distribución, lo que atrajo grandes sumas de capital (Loksha, 2015). La paulatinidad del proceso se observa en que aun para 2018, esta nación aun cuenta con cierto grado de posesión pública del sector eléctrico, así como de regulación (OECD, 2018).

Un caso más reciente de liberalización es China, donde el proceso se estaba llevando a cabo para finales de la década de 2010 (Yin, Yan, Lei, Baležentis y Streimikiene, 2019), para 2020 se tiene en funcionamiento un mercado eléctrico más competitivo, así como centro de compra-venta

de energía relativamente independientes, que representaban alrededor de 30% de la capacidad de generación de la nación (Supponen, Qing, Qixin y Nan, 2020). Yin et al (2019) estiman que esta liberalización disminuirá los precios de la electricidad en el futuro.

De acuerdo con Besant-Jones (2006) de los países en desarrollo, existen al menos 79 cuyo mercado eléctrico es un monopolio vertical, entre ellos se incluye a Uruguay, Venezuela, Irán, Iraq, Sudan, Nicaragua, África del Sur, entre otros. También existen alrededor de 36 países en desarrollo tienen un monopolio vertical, pero permiten que empresas privadas generen electricidad, como es el caso de México, China (la mayoría de sus provincias), Tailandia, Cuba, la Republica Checa, Costa Rica, Croacia, Indonesia, Marruecos, etcétera (Besant-Jones, 2006).

Por otro lado, como 16 naciones en desarrollo tienen un comprador nacional de generación, transmisión o distribución o una forma combinada de del comprador (generación-transmisión o transmisión distribución) con productores independientes de energía, algunos de ellos son Albania, Argelia, Estonia, India, Serbia, Uganda, entre otros (Besant-Jones, 2006). Otros 6 países en desarrollo tienen un comprador único; ya sea en generación, transmisión o distribución; con productores independientes y con cierto tipo de acceso de terceros al mercado (puede ser regulado o negociado) que son Bulgaria, Ecuador, Hungría, Polonia, Moldavia y Rusia (Besant-Jones, 2006).

Por último, alrededor de 13 países en desarrollo tienen alguna forma de empresa o institución con poder de mercado; que puede ser en la parte de generación, transmisión y/o distribución de energía (Besant-Jones, 2006). Entre ellos están Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Perú, Rumania, Turquía, Ucrania, entre otros (Besant-Jones, 2006).

### **3.2. Contexto del consumo y mercado de electricidad en México**

En este espacio se repasa la situación del consumo de electricidad mexicano para 2019, con el propósito de describir los patrones de consumo de esta energía en el país, los tipos de generación y la magnitud de su uso. Agregando la descripción del funcionamiento del mercado eléctrico en México; que incluye la generación, transmisión, distribución y consumo; así como los cambios que ha tenido en el tiempo. En este apéndice primero se describen los principales indicadores de este consumo en este periodo. Seguido por dos subsecciones, en la primera se hace un recuento histórico de los cambios que ha tenido el mercado eléctrico mexicano y en el siguiente se describe su funcionamiento actual.

Como se muestra en la Figura 3.8, ha habido cambios paulatinos pero notables en los últimos años en cuanto al uso de combustibles para generar electricidad. Para las energías convencionales, el gas natural representa la mayor capacidad instalada y es el único que tiene una tendencia creciente durante el periodo 2009 a 2019. Además, Irastorza y Peñuelas (2020) indican que existe una transición de plantas de petróleo hacia gas natural, como consecuencia del aumento en la eficiencia tecnológica en el uso de este último, así como por sus bajos precios.

Dentro de las energías limpias, existen dos tipos que tienen tendencias positivas en la última década. La primera es la energía eólica, que presenta un incremento paulatino muy natural, especialmente notable a partir de 2013, año en que se reformó la ley energética del país. El otro

tipo de combustible es la energía fotovoltaica, que presenta un salto en su uso después de 2017; posiblemente como resultado de las plantas licitadas en las subastas energéticas de 2016. Ambas variables se pueden ver en la Figura 3.8.

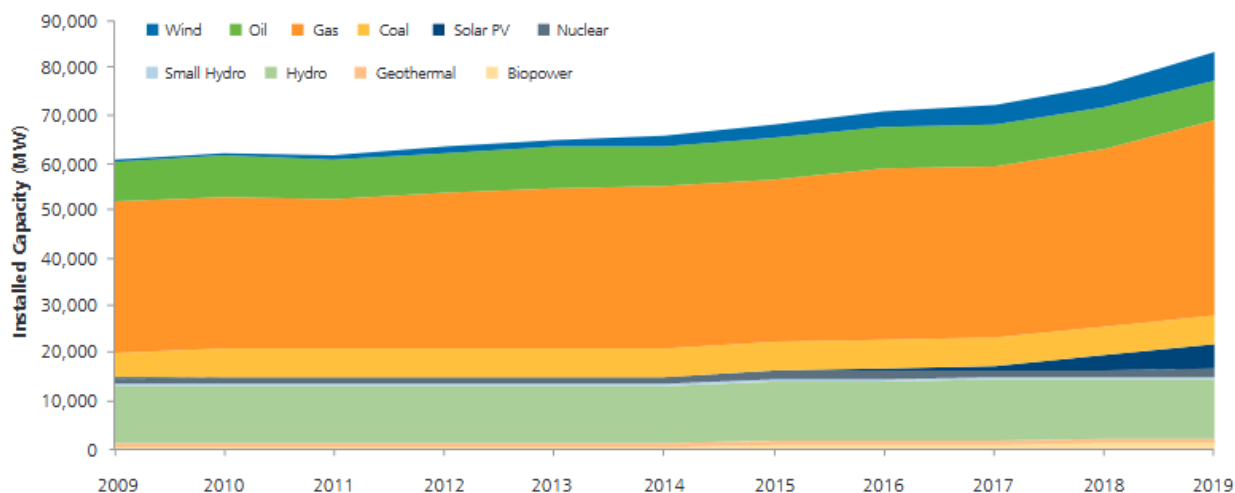


Figura 3.8: Capacidad instalada eléctrica por tipo de combustible en México de 2009 a 2019

Fuente: Global data en Irastorza y Peñuelas (2020: 7)

El consumo bruto de electricidad “se refiere a la integración de la energía de ventas del Suministro Básico, Suministro Calificado y de Último Recurso, Autoabastecimiento Remoto, la importación, las pérdidas de electricidad, los usos propios del Distribuidor, Transportista y Generadores —generación Comisión Federal de Electricidad, (CFE)— CENACE” (s.f.e.: 65).

En la Figura 3.9 se muestra el consumo bruto de electricidad del sistema eléctrico nacional por gerencias de control regional en 2018. Estas gerencias son zonas en las que se divide la operatividad de CENACE, que incluyen operar el sistema eléctrico, el mercado mayorista, entre otras (Milenio, 2021). Las gerencias con mayor consumo son la occidental y central, ambas con aproximadamente 20% del consumo bruto del sistema eléctrico nacional.

La gerencia occidental está integrada por Aguascalientes, Colima, Guanajuato, Jalisco, Nayarit, Hidalgo y parte de Michoacán, San Luis Potosí y Zacatecas (Diario Oficial de la Federación, 2018). Por su parte, la central es conformada por la Ciudad de México, así como algunos municipios de Hidalgo, Guerrero, el Estado de México, Morelos y Puebla (Diario Oficial de la Federación, 2018).

Le siguen la región noreste y oriental, ambas con alrededor del 16% del consumo bruto total. La región noreste incluye Nuevo León, Tamaulipas, así como partes de Coahuila, Hidalgo, San Luis Potosí y Veracruz (Diario Oficial de la Federación, 2018). La oriental comprende a Chiapas, Oaxaca, Tabasco, Tlaxcala, así como municipios de Guerrero, Morelos, Puebla y Veracruz (Diario Oficial de la Federación, 2018).

Las demás regiones comprenden alrededor del 30% del consumo bruto total del país. Estas incluyen a estados como Sonora y Sinaloa (Noroeste); Campeche, Quintana Roo y Yucatán (Peninsular); Chihuahua, Durango y parte de Coahuila (Norte); así como zonas independientes como Baja California (que tiene la característica de estar conectada con los Estados Unidos, Baja California Sur y Mulegé (Diario Oficial de la Federación, 2018). Para ver una representación geográfica de las gerencias de control regional, consúltese CENACE (s.f.g).

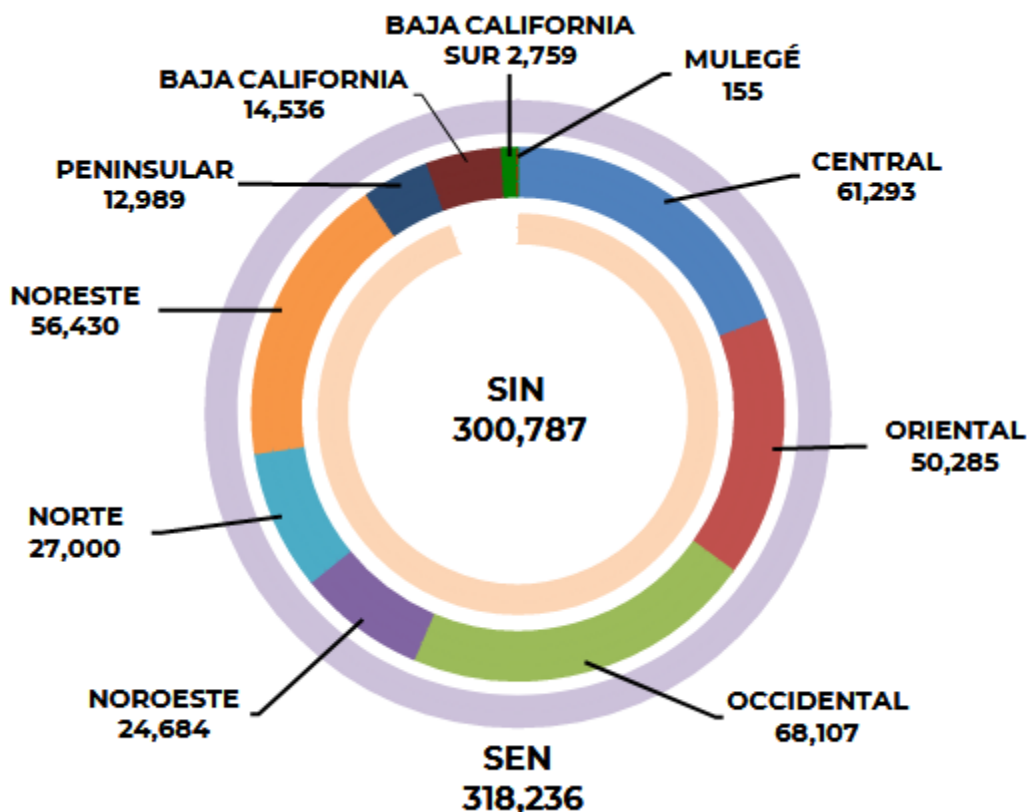


Figura 3.9: Consumo bruto de electricidad (GWh) del sistema eléctrico nacional 2018 por gerencias de control regional

Fuente: CENACE (s.f.e.: 66)

Por su parte, “El consumo final de electricidad se refiere a la energía utilizada por los diferentes usuarios de la industria eléctrica —usuarios del suministro básico, usuarios del suministro calificado y autoabastecimiento remoto—” (s.f.e.: 66). En la Figura 3.10 se presenta esta variable, junto con el número de usuarios, por sector del sistema eléctrico nacional en 2018.

De la Figura 3.10 se puede extraer que el consumo final de los sectores con mayor representación está en las empresas medianas (101,072 GWh), la gran industria (71,503 GWh) y el sector residencial (63,708.207 GWh). Los sectores restantes acumulan 33,870 GWh o el 12.6% del consumo final total. En cuanto al número de usuarios, el sector residencial agrupa a casi el 90% del total (38.49 millones de usuarios), mientras el resto tiene poco más del 10% (4.9 millones de usuarios).

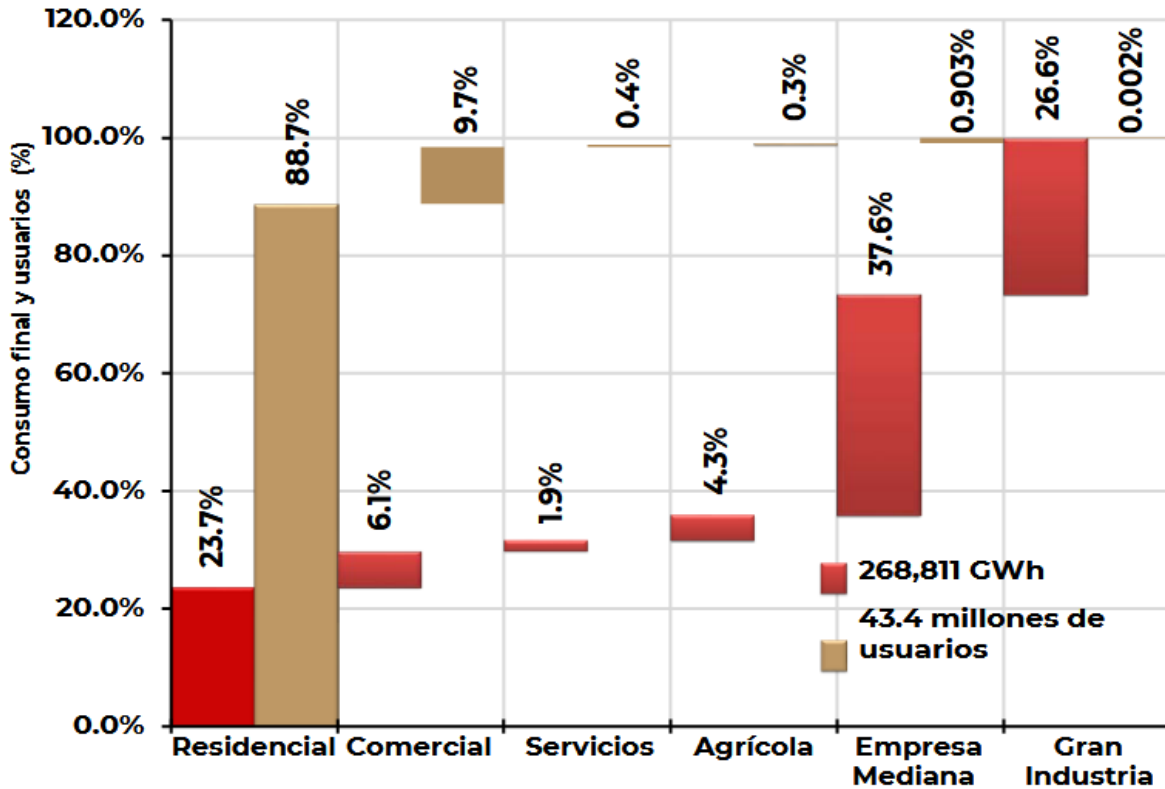


Figura 3.10: Consumo final de electricidad y número de usuarios por sector del sistema eléctrico nacional 2018

Fuente: CENACE (s.f.e.: 67)

La demanda máxima integrada del sistema interconectado nacional es el "... valor máximo en MWh/h en una hora específica del año y se obtiene con la suma de las demandas coincidentes de las GCR que integran el SIN en esa misma hora" (CENACE, s.f.e: 67). GCR son las gerencias de control regional y SIN es el sistema interconectado nacional. Recordando que este último se integra por el 98.7% de toda la infraestructura eléctrica de México y es el encargado de dar electricidad a la mayoría de la población mexicana (Milenio, 2020).

En la Figura 3.11 se presenta el crecimiento económico de México, el consumo bruto del sistema eléctrico nacional y la demanda máxima del sistema interconectado nacional de 2009 a 2018. En dicha figura se observa que posterior a la crisis económica de 2009, hubo un incremento importante de las tres variables, lo cual es esperado debido que después de una caída notable del crecimiento, este y consumo tienden a repuntar.

El resto del periodo presenta bajo crecimiento económico, así como poco incremento del consumo y la demanda de electricidad. En los últimos años, 2017 es aparentemente atípico, debido a que el consumo y crecimiento económico se mantienen bajos pero la demanda aumenta considerablemente, hecho que pudiese estar relacionado con que esta variable representa un valor máximo.

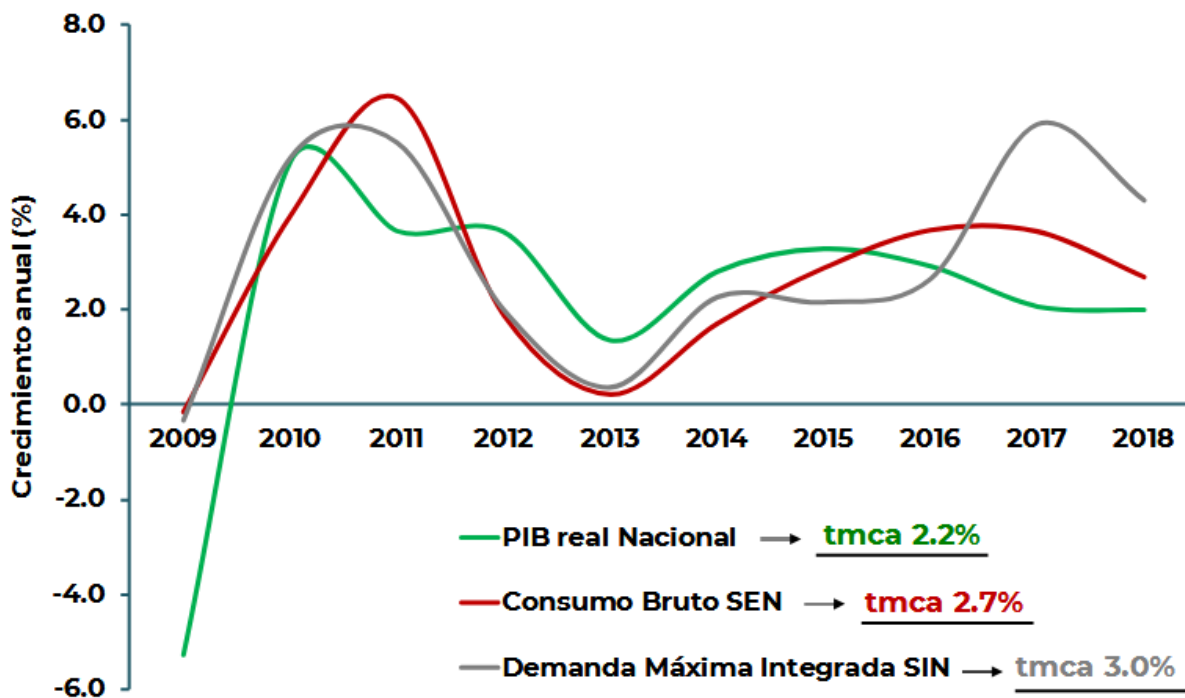


Figura 3.11: Evolución del crecimiento del PIB Nacional, consumo bruto del sistema eléctrico nacional y demanda máxima del sistema interconectado nacional 2009-2018

Fuente: CENACE (s.f.e.: 69)

En la Figura 3.12 se presenta la predicción del consumo bruto de electricidad que hace CENACE (s.f.e) de 2019 a 2033. Para hacer este pronóstico se consideran aspectos como el crecimiento económico (cercano a 2.7% anual promedio para el escenario estable, mayor a 3% para el alto y menor a 2.5% para bajo), pronósticos de la demanda y consumo de electricidad por las entidades responsables de carga, estadísticas históricas de los balances energéticos, política energética, entre otros (CENACE, s.f.e).

El pronóstico de las variaciones en el consumo bruto que realiza CENACE (s.f.e) para las próximas décadas tiene un comportamiento positivo durante todo el periodo, con tasas promedio anuales de crecimiento de alrededor del 3% para el escenario promedio o de planeación, poco mayores al 3% para el alto y ligeramente menores al 3% para el bajo. Se predice que el consumo bruto pasara de poco más de 300,000 GWh en 2019 a ser cerca de 500,000 GWh en 2033, lo que representaría un incremento del 66.66%.

Cabe mencionar que este pronóstico al año 2033, no predice cambios significativos en la estructura proporcional que tienen los sectores o gerencias de control regional del sistema eléctrico nacional, que se presentaron en las figuras 3.9 y 3.10, por lo que los cambios en el consumo y demanda se darían principalmente en magnitud.

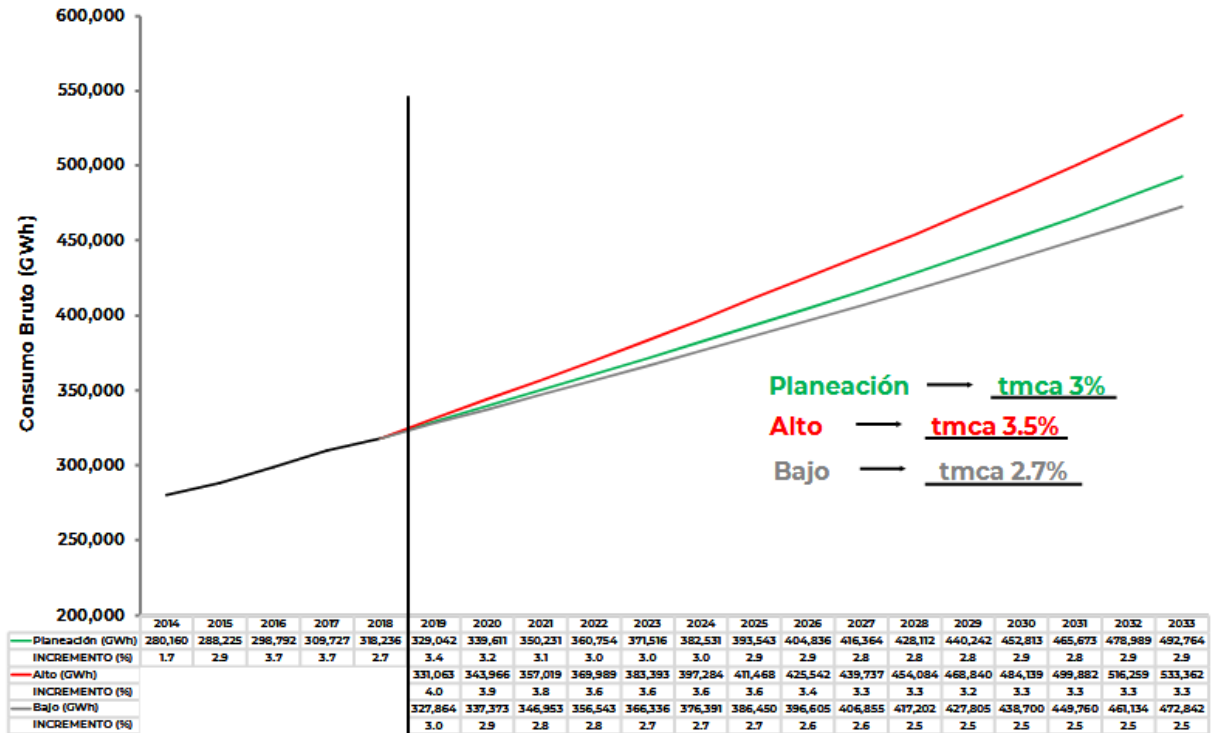


Figura 3.12: Pronóstico del consumo bruto de electricidad del sistema eléctrico nacional de 2019 a 2033. Escenarios de Planeación, Alto y Bajo

Fuente: CENACE (s.f.e.: 71)

### 3.2.1. Recuento histórico de la electricidad en México

Para dar un panorama más completo del mercado eléctrico mexicano, en este espacio se aborda la historia de la electricidad en México, llegando al modelo eléctrico predominante para las últimas décadas. En el análisis se hace énfasis en los cambios y perspectivas que este mercado ha tenido en cuanto a su funcionamiento, objetivos y resultados. Por último, se abordan aspectos relativos a los cambios y consecuencias que trajo la reforma energética de 2013 y su situación actual.

Para finales de 1890, México contaba con electricidad principalmente para actividades mineras, y, en menor grado, en una pequeña parte de la industria y centros urbanos (Wionczek, 1965). A principios del siguiente siglo, los gobiernos de Inglaterra, Estados Unidos y Canadá invirtieron una suma considerable para la generación y distribución de electricidad en México - \$75,000,000 que representa casi el 30% de la inversión que se realizó con el mismo objetivo en los Estados Unidos - (Wionczek, 1965). En 1910, solo un poco más del 20% de la población contaba con electricidad (CFE en Carreón, 2010).

Las tarifas también han sufrido cambios importantes, durante las etapas iniciales del sector eléctrico se dejaban al mercado, lo que conllevó precios elevados (Corella Puente, 2018). Lo anterior cambia con la creación de la Comisión Nacional Para el Fomento y Control de la Industria de Generación en 1922 que tenía el objetivo de regular los precios del sector (Corella Puente,

2018). Una vez que se consolida el monopolio eléctrico de Estado, el establecimiento de las tarifas se hace responsabilidad de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Rodríguez Padilla, 2016).

Para 1925, la capacidad de generación en el país pasó de 31 a 390 MW, representando un crecimiento de 1,158% (Ramos-Gutiérrez y Montenegro-Fragoso, 2012). En 1926 se establece a la electricidad como un bien público en el Código Eléctrico Nacional (Corella Puente, 2018), lo cual permitió que, en los próximos años, se llevaran a cabo acciones para construir la infraestructura que permitiría el desarrollo de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica; bajo el manto del gobierno mexicano, culminando en la creación de la Comisión Federal de Electricidad en 1937 (Wionczek, 1965).

La fundación de la CFE pone en claro la intención de nacionalizar la industria eléctrica (Terán Bobadilla, 2015). Sin embargo, este proceso se tendría que enfrentar a las empresas privadas del sector, que tenían una parte considerable de la infraestructura eléctrica, así como los intereses extranjeros que representaban (Ramos-Gutiérrez y Montenegro-Fragoso, 2012), por lo que la nacionalización tomaría décadas en completarse (Terán Bobadilla, 2015).

En 1939 se legisla la primera Ley de la Industria Eléctrica en el Diario Oficial de la Federación, en donde se establece a la electricidad como un servicio público prestado por el gobierno o empresas privadas (Ramos-Gutiérrez y Montenegro-Fragoso, 2012). Para 1940, el presidente Miguel Alemán y su administración legislan la descentralización de la CFE, estableciéndola como un organismo público con personalidad jurídica y con capacidad de adquisición de propiedades y bienes (Terán Bobadilla, 2015).

México alcanza una capacidad instalada de 680 MW en 1943, 720 MW en 1945 y 1,400 MW en 1951; pero la CFE poseía menos de un cuarto de esta infraestructura (Ramos-Gutiérrez y Montenegro-Fragoso, 2012). Sin embargo, poco a poco la CFE comenzó a aumentar su presencia en el mercado, llegando para la década de los sesenta a poseer más de la mitad de la capacidad instalada nacional (Corella Puente, 2018).

En 1960, el gobierno bajo Alfonso López Mateos reforma el artículo 27 de la constitución con el objetivo de finalizar la nacionalización de la industria eléctrica (Terán Bobadilla, 2015) y compra dos de las empresas más relevantes de este sector (Wionczek, 1965), logrando que CFE tenga casi la totalidad de la capacidad instalada nacional, con una pequeña parte del mercado en manos de la iniciativa privada -alrededor del 10%- (Camara de Diputados, 2001; Corella Puente, 2018).

En esta década cerca del 60% de la población tenía acceso a la electricidad (CFE en Carreón, 2010) y se creó la Compañía de Luz y Fuerza del Centro; que era la empresa encargada del área geográfica del Estado de México, Morelos, Puebla, Hidalgo y la Ciudad de México, que en ese momento se llamaba Distrito Federal (Carreón-Rodríguez, Jiménez y Rosellón, 2007).

De esta forma, se consolida la nacionalización del sector eléctrico mexicano, expresada en un monopolio vertical de Estado, que pone en manos de la CFE y la Compañía de Luz y Fuerza del

Centro (Carreón-Rodríguez, Jiménez y Rosellón, 2007), la concentración de todos los segmentos del sector eléctrico (Rodríguez Padilla, 2016), que son generación, transmisión, distribución y consumo. Esta nacionalización se compara con la expropiación petrolera llevada a cabo décadas antes (Terán Bobadilla, 2015), aunque se sospecha que en este caso se tenía el apoyo de la iniciativa privada, así como los intereses del extranjero (Wionczek, 1965).

En los sesentas y setentas el auge petrolero junto a la importación de tecnologías para la generación de electricidad, permitió el mantenimiento de tarifas bajas a través del esquema de subsidios, lo cual se volvería insostenible para el presupuesto del estado en los próximos años (Carreón-Rodríguez, Jiménez y Rosellón, 2007). Especialmente por la crisis petrolera de los ochenta que afectó significativamente los ingresos petroleros (Corella Puente, 2018).

Durante los sesenta, el interés del gobierno de dar relevancia al sector eléctrico nacional se evidencia por la legislación de proyectos hidroeléctricos grandes en lugares bajos con amplias cantidades de agua, en contraste con el pasado donde eran pequeños en lugares altos con poca agua (Ramos-Gutiérrez y Montenegro-Fragoso, 2012). Sin embargo, este tipo de proyectos se opaca por la gran cantidad de reservas de petróleo encontradas, que se verían como una fuente más barata para la generación de electricidad (Camara de Diputados, 2001; Ramos-Gutiérrez y Montenegro-Fragoso, 2012).

El auge petrolero de esta época permitió subsidiar la generación eléctrica en el país (Carreón-Rodríguez, Jiménez y Rosellón, 2007), lo que conllevó que la capacidad instalada casi se triplicará durante los setenta, como se puede observar en la Figura 3.13. Sin embargo, la crisis petrolera de la siguiente década desacelera este crecimiento al afectar los ingresos petroleros (Corella Puente, 2018). Aun así, se logra un incremento de más del 60% en la capacidad instalada en los ochenta.

En la Figura 3.13 también se pueden apreciar los efectos de la crisis petrolera en la demanda pico, que se mantiene estable en los primeros años de la década, diferenciándola del crecimiento gradual y consistente que tiene a partir de 1984, así como del salto considerable que presenta durante los setenta. Otro aspecto rescatable de esta figura es que aun con la crisis económica de 1994, la capacidad instalada de la nación tiene un incremento considerable en ese año, de alrededor del 16%.

En cuanto al acceso a la electricidad, para los ochenta, alrededor del 70% de los mexicanos contaban con este servicio, que tiene un aumento significativo en los noventa, cuando alcanza más del 90%, tendencia que continuaría pausadamente hasta lograr el 97% en 1997 e irse acercando poco a poco al 100% en los próximos años (CFE en Carreón, 2010), aunque es poco probable que se alcance debido a la existencia de comunidades aisladas o marginadas.

Los finales de los ochenta y principios los noventa marcan un periodo de cambio, debido a que la crisis petrolera junto con la del 1994, crea un escenario en el cual los intereses internacionales condicionan a las empresas paraestatales a adquirir deuda, como parte de los requisitos del Banco Mundial para otorgar un rescate económico (Corella Puente, 2018). Estos resultan en la

creación de comisiones federales para iniciar y regular un mercado eléctrico en el país (Carreón-Rodríguez, Jiménez y Rosellón, 2007).

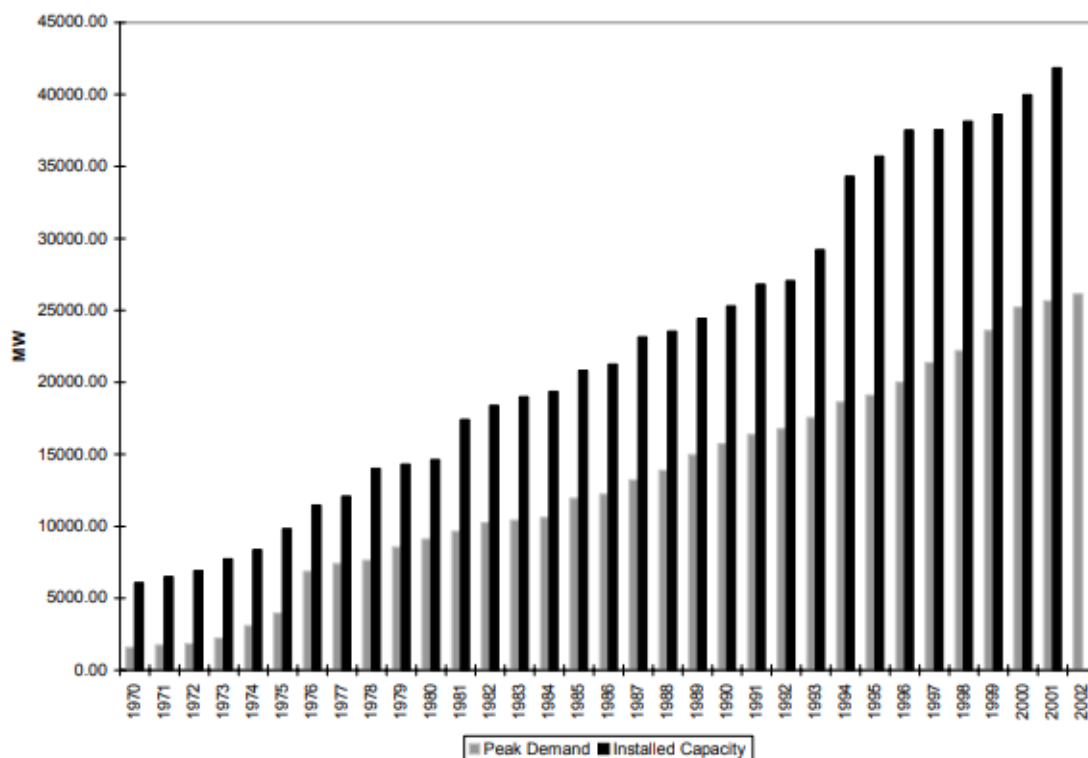


Figura 3.13: Demanda máxima (“peak demand”) y capacidad instalada (“installed capacity”) de electricidad de 1970 a 2002

Fuente: Secretaría de Energía y Comisión Federal de Electricidad en Carreón-Rodríguez, Jiménez y Rosellón (2007: 71)

En 1992 se reforma la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, como parte de la negociación para el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (Belmont, 2002). Con el objetivo de preparar la futura apertura del sector eléctrico (Belmont, 2012), dejando de considerar como servicio público diferentes aspectos de la generación e importación de electricidad (Cámara de Diputados, 2012).

Los gobiernos posteriores a la crisis económica de 1994; encabezados por Ernesto Zedillo Ponce de León, Vicente Fox Quesada y Felipe Calderón Hinojosa; intentaron reformar el sector eléctrico para permitir la participación de la iniciativa privada en diferentes segmentos, con especial énfasis en la generación, pero encontraron oposición política que no les permitió legislar al respecto (Carreón-Rodríguez, Jiménez y Rosellón, 2007).

En 2009, la cabeza del poder ejecutivo decreta la extinción de Luz y Fuerza del Centro (Diario Oficial, 2009) alegando la ineficiencia económica, financiera y operativa de la empresa, así como de insuficiencia en el suministro eléctrico (Belmont, 2012), resultando en el despido de 44 mil

empleados (Belmont, 2011). La CFE toma las tareas y activos de esta Institución (Zárate y Aguilar Gil, 2010), estableciendo el monopolio del sector bajo una empresa.

La extinción de Luz y Fuerza del Centro es importante debido a que la iniciativa de privatización del sector eléctrico, presentada en 1999 por el poder ejecutivo, encontró una fuerte oposición en parte orquestada por esta paraestatal, así como porque es posible que se tuvieran intenciones para delimitar y empobrecer el servicio eléctrico para incitar fricciones entre usuarios y consumidores (Belmont, 2012), lo que haría ver más positivamente la privatización del sector.

En cuanto a la tarifa eléctrica, a finales de los ochenta existían 13 tarifas diferentes de electricidad, que para principios del 2000 se habían ajustado a 31 modalidades que responden a aspectos como la cantidad de electricidad consumida, la tensión, temperatura, tipo de producto y garantía del servicio prestado (Cámara de Diputados, 2001). Estas nuevas tarifas incluían consideraciones para los sectores residencial, comercial, de servicios, industrial y agrícola; con base en (Cámara de Diputados, 2001):

- Un precio público para cumplir metas económicas regionales o nacionales para los sectores residencial, agrícola y de servicios.
- Precios marginales con relación en la variación del índice nacional de precios al productor para los sectores industrial y comercial.

Un problema histórico ligado a las tarifas eléctricas, con origen en que son reguladas por la Secretaría de Hacienda (Rodríguez Padilla, 2016), que no responden a los requerimientos del sector eléctrico, sino que buscan cumplir con los objetivos del gobierno en turno (Carreón-Rodríguez, Jiménez y Rosellón, 2007). De forma que, las tarifas de sectores importantes para el gobierno, como es el caso del residencial y de servicios públicos, han tenido precios por debajo de lo que permitiría un sector sano (Carreón-Rodríguez, Jiménez y Rosellón, 2007).

Antes de la reforma de 2013, el modelo eléctrico mexicano consistía en un monopolio vertical público, que tenía el objetivo de suministrar y generar la electricidad del país, pero que importaba grandes cantidades de energía (Rodríguez Padilla, 2016). Esta "importación" de electricidad se daba con productores independientes que vendían energía a la CFE (Corella Puente, 2018).

La reforma 2013, va más allá, debido a que tiene el propósito de privatizar parte del mercado eléctrico mexicano (Corella Puente, 2018), específicamente es la transición del monopolio vertical a un modelo comprador híbrido energía (Rodríguez Padilla, 2016) en el que la generación de electricidad no sería una actividad exclusiva del gobierno (Corella Puente, 2018), sino que se abriría a la iniciativa privada para impulsar la competitividad y mayor eficiencia a través del establecimiento de prácticas internacionales, nuevas formas para la asignación de contratos y una agenda amplia para el implementamiento de cambios legislativo y administrativos (Hernández Ochoa, 2017).

Esta reforma se justificó por parte del gobierno con argumentos como tarifas subsidiadas en México mayores a las de Estados Unidos (25% más grandes), el uso de energías convencionales para la generación de servicios públicos era muy elevada (más de 20% con combustible y diésel),

red de transmisión deficiente en el sentido que no llega a zonas con alto potencial para generar electricidad limpia, alta ineficiencia del sector (uno de los peores promedios en pérdidas de energía dentro de los países de la OECD y elevadas pérdidas por en el proceso de facturación y cobro -15% de la energía generada por la CFE-), entre otros (Gobierno de México, 2013).

Aunque es posible discutir que estas razones no son suficientes para la privatización de un sector tan importante para la soberanía mexicana (Rodríguez Padilla, 2016). El congreso los ratificó principalmente porque el nuevo modelo eléctrico traería tarifas eléctricas y precio del gas menores, aumentaría la producción de gas natural y petróleo considerablemente, conllevaría un mayor crecimiento económico y empleo, traería una participación más grande de las energías limpias y una mayor tasa de restitución de las reservas de petróleo y gas natural (Rodríguez Padilla, 2016; Gobierno de México, 2013).

En 2014 se llevaron a cabo una serie de reformas complementarias, junto a una reestructuración del sector de gas natural, entre las que cabe destacar la desmantelación del monopolio minorista de la CFE, dividir la CFE en empresas por subsectores (transmisión, distribución, internacional, generación por productores independientes, generación de autoabastecimiento, suministro básico, entre otros), adecuar los mercados regulatorios y operativos, fundar un operador de servicios independientes para dar certeza en el mercado, entre otros (Nance, 2018).

En la Figura 3.14 se ve la evolución del precio de tres tipos de tarifas de electricidad. A la vez que se señalan otras variables, como el precio del petróleo y la producción de gas natural, así como diferentes eventos históricos relacionados con el sector y mercado eléctrico. Un primer hecho a destacar es que la promulgación de la reforma energética y la aprobación de la ley de la industria eléctrica no parece tener efectos notables sobre las tarifas de electricidad.

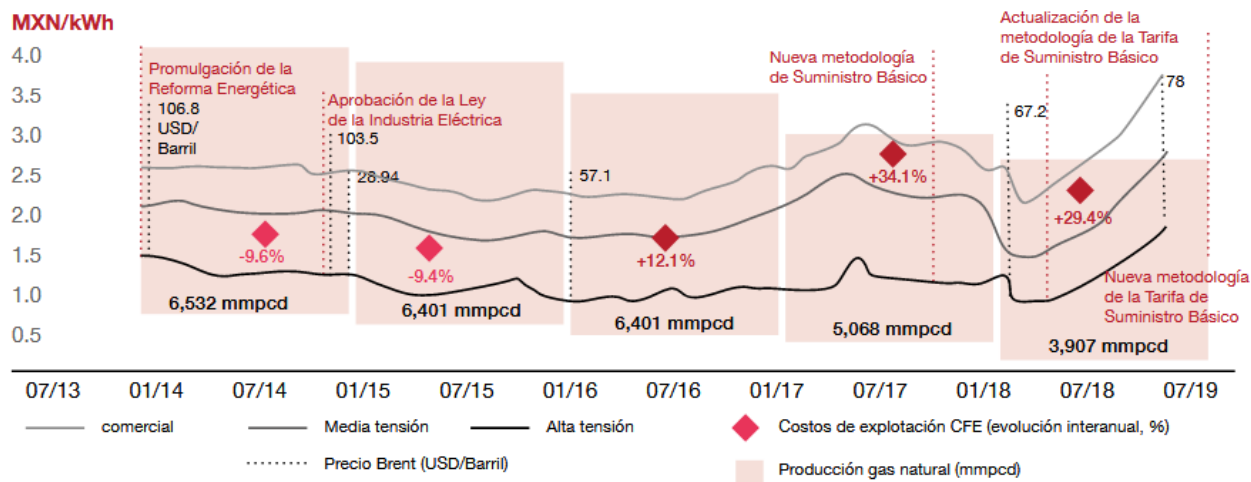


Figura 3.14: Evolución de las tarifas del suministro básico junto a diferentes variables y hechos históricos de julio de 2013 a julio de 2019

Fuente: SENER, CRE, CFE, DOE y Strategy & en Reyes, De Los Santos, Chávez y Avendaño (2019: 5)

Por otro lado, las tarifas de electricidad parecen estar altamente influenciadas por el costo de explotación de la CFE y el precio del petróleo, debido a que mientras estos se mantengan

relativamente bajos, las tarifas son estables. Sin embargo, cuando crecen estas dos variables, como es el caso de las mitades de 2017 y 2019, también lo hacen las diferentes tarifas presentadas en dicha figura.

El mercado eléctrico mayorista entra en funcionamiento a principios de 2016 en el sistema interconectado nacional y el sistema interconectado de Baja California, meses después incluye al sistema interconectado de Baja California Sur (Irastorza y Peñuelas, 2020). Relacionándolo con la Figura 3.14, se puede inferir que el inicio de este mercado no tuvo un efecto sobre las tarifas de electricidad en la primera mitad de 2016, pero permitió un aumento significativo cuando se incrementa el precio del petróleo durante la segunda mitad de 2016 y la primera de 2017, hecho que no sucede en 2014 y 2015 cuando este precio era mayor a los 100 dólares (SENER et al, 2019; Irastorza y Peñuelas, 2020).

Como se ha mencionado anteriormente, en 2016 y 2017 se llevaron a cabo tres subastas a largo plazo para compra-venta de electricidad, que resultan en contratos bilaterales para la producción de más de 6,500 MW principalmente de energía fotovoltaica y eólica, aunque también se licitó en menor medida electricidad vía gas natural y energía geotérmica (Nance, 2018).

La entrada en 2019 de una nueva administración, encabezada por Andrés Manuel López Obrador, planteaba en un inicio mantener la reforma energética de 2013, aunque remarcaba la necesidad de corroborar la legalidad de los contratos licitados en las subastas eléctricas (Wood, 2018), así como el fortalecimiento económico de compañías nacionales, como CFE y PEMEX (Irastorza y Peñuelas, 2020). Sin embargo, en 2018 y 2019 se suspendieron indefinidamente las subastas a mediano y largo plazo, por el cambio de la administración de gobierno que alegó irregularidades en los precios de las subastas (CENACE, 2019; CENACE, 2019a; Bellini, 2019).

Algunas de las actividades distintas de esta nueva administración incluyen posicionar a la CFE como una compañía relevante en el sector; suspender las siguientes subastas para compra-venta de electricidad; cancelar los proyectos de líneas de transmisión de Oaxaca-Morelos y Baja California; cambios en la normatividad de los certificados de energías limpias para incluir a todas las plantas de energía limpia, ya que antes de 2019 solo las empresas creadas después del 11 agosto de 2014 recibían estos certificados (Diario de la Federación, 2018a); entre otros (Irastorza y Peñuelas, 2020).

### **3.2.2. Funcionamiento del mercado eléctrico de México**

En esta subsección se revisa cómo funciona el mercado eléctrico mexicano, específicamente se abordan las diferentes fases que integran este mercado, que son la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Para ello se revisa la estructura del mercado posterior a la reforma eléctrica de 2013, con énfasis en los esquemas que permiten la participación de empresas privadas o mixtos, el papel de la CFE, los diferentes mercados para la compra-venta de electricidad y otros productos derivados, entre otros aspectos.

La estructura del mercado eléctrico mexicano posterior a la reforma de 2013 se presenta en la Figura 3.15. La fase de la generación está integrada por empresas privadas y la CFE. Luego el mercado eléctrico mayorista conecta la generación y suministro con la compra-venta de

electricidad en la forma de Certificados de Energía Limpia –acreditan que un porcentaje de electricidad viene de energías limpias-, potencia, entre otros (CRE, 2015; Rodicio Álvarez, 2020).

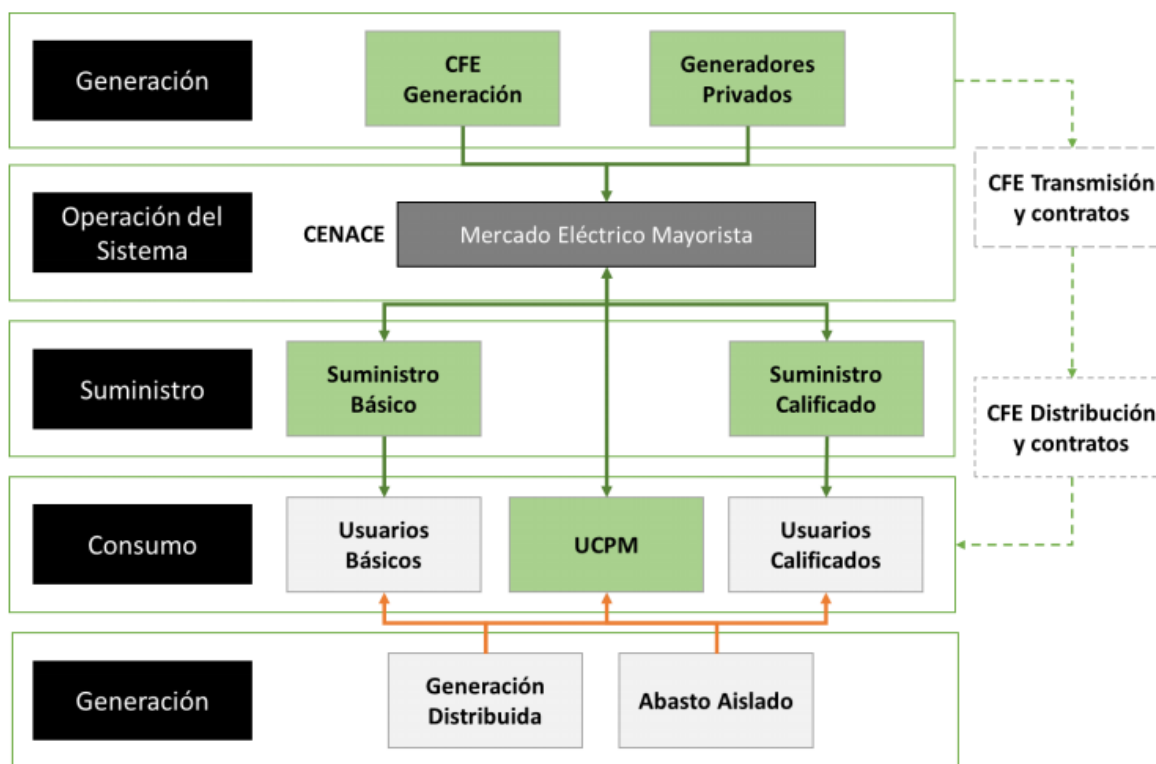


Figura 3.15: Estructura del mercado eléctrico mexicano

Fuente: SENER en SENER (2018: 59)

La compra-venta de electricidad se formaliza con contratos de cobertura eléctrica, que se usan establecer operaciones a realizarse en fechas futuras a un precio establecido (CRE, 2015; Rodicio Álvarez, 2020). Este mercado es operado por la CENACE, que también maneja el sistema eléctrico nacional, y regulado por la CRE; que otorga permisos de generación, exportación o importación de electricidad, elabora contratos, entre otros (Rodicio Álvarez, 2020).

En generación también se contempla el autoabasto. Existen dos modos operativos alternativos para el autoabasto de electricidad, el primero es la generación distribuida que consiste en producir electricidad en pequeña escala, que se conecta directamente al sistema eléctrico (Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, 2014). La segunda es el abasto aislado, que es la generación de electricidad para satisfacer las necesidades energéticas sin usar el sistema eléctrico nacional (CRE, 2017).

El suministro básico busca satisfacer la demanda de los usuarios básicos, mientras el suministro calificado hace lo mismo para los usuarios calificados –aquellos con consumo mayor a 1MW (Rodicio Álvarez, 2020)-. En el caso de estos usuarios, la compra de electricidad o productos derivados se realiza directamente a los suministradores, que los adquieren en el mercado eléctrico mayorista (van den Bos, Rivera, Tovar-Garza y Castellanos García, 2018).

Por su parte, los Usuarios Calificados Participantes del Mercado (UCPM), como su nombre lo indica, participan en el mercado eléctrico mayorista para satisfacer sus necesidades energéticas, lo cual se lleva a cabo con contratos bilaterales o de cobertura eléctrica (van den Bos et al., 2018).

De esta forma, se requiere analizar el mercado eléctrico mayorista para entender el funcionamiento del mercado eléctrico mexicano, que es donde se lleva a cabo una parte importante de la compra-venta de electricidad, conectando la generación y transmisión o suministro, e incluye a los siguientes submercados (CRE, 2015):

- Mercado de energía a corto plazo: este es un mercado clásico en el que los demandantes (usuarios clasificados y suministradores) y ofertantes (aquellos que generan electricidad) fijan un precio de equilibrio en el que la demanda es igual a la oferta (CRE, 2015). En este mercado los generadores con menores costos de producción son los primeros en vender su producto, seguidos por los que les siguen con el costo más bajo y así hasta surtir el total de electricidad demandada (CRE, 2015).
- Mercado para el balance de potencia: este es un mercado ex post (después del hecho) que se encarga de regular el mercado eléctrico mayorista, específicamente en el caso en el que exista superávit o déficit de generación eléctrica por generadores con contratos de cobertura eléctrica (CENACE, s.f.).
- Mercado de certificados de energías limpias: este es un mercado spot (se compra al precio del día, pero se paga unos días después) que se encarga de vender certificados de energías limpias a participantes del mercado eléctrico mayorista que tengan como requisito cumplir con una tasa de uso de energías limpias (CENACE, s.f.a).
- Subastas de derechos financieros de transmisión: estas subastas son mercancías financieras que dan al titular el derecho de cobrar o pagar electricidad de acuerdo con los costos de transmisión y comercialización de esta energía (CENACE, s.f.b).
- Subastas de mediano y largo plazo: Las subastas a largo plazo son un instrumento del mercado eléctrico mayorista que se encarga de vender potencia, certificados de energías limpias, entre otros a generadores de electricidad para dar competitividad y estabilidad tanto a los productores, consumidores, así como al sistema eléctrico nacional a largo plazo (CENACE, s.f.c). Por su parte, las subastas a mediano plazo se encargan de vender potencia y energía eléctrica, a través de contratos de cobertura eléctrica, para reducir el riesgo de la compra-venta de electricidad en el corto plazo (CENACE, s.f.d).

El mercado eléctrico mayorista opera en tres sistemas aislados que son el sistema interconectado nacional, el sistema interconectado de Baja California y el sistema interconectado de Baja California Sur (Irastorza y Peñuelas, 2020). Estos están integrados por 2,476 nodos, con 2,340 en el nacional, 108 en el de Baja California y 28 en el de Baja California Sur (Irastorza y Peñuelas, 2020).

La transmisión o suministro es el movimiento de electricidad de los centros de generación a los de consumo, usando como intermediario al sistema eléctrico nacional (Ramos-Gutiérrez y Montenegro-Fragoso, 2012; Rodicio Álvarez, 2020). Aunque la reforma eléctrica de 2013 deja esta función en manos de la CFE, esta empresa puede contratar a privados para "... expandir,

modernizar, financiar y operar la infraestructura de las redes de transmisión y distribución (Díaz Herrera, Condor y González, 2014: 11)

Por su parte, la distribución está integrada por estaciones o subestaciones que se encargan de recibir la electricidad, que viene a altos voltajes, y disminuirlo de acuerdo con los estándares del sistema eléctrico local o de las características técnicas del sistema que lo va a recibir (CEE, 2013; Rodicio Álvarez, 2020).

La última fase es la comercialización, que se puede categorizar por usuarios industriales, agrícolas, de servicios, comerciales y residenciales (Cámara de Diputados, 2001). El costo de la electricidad está en función de la cantidad empleada o tipo de servicio (bajo o alto voltaje), de la intensidad con la que requieren electricidad (puede ser durante todo o un periodo del día), de la temperatura, de la distancia a las instalaciones de distribución o planta de generación, entre otros (CEE, 2013; Rodicio Álvarez, 2020; Cámara de Diputados, 2001).

### **3.3. Caracterización del consumo de electricidad del sector privado y paraestatal**

En este espacio se buscan revisar los aspectos generales del consumo de electricidad del sector privado y paraestatal, haciendo énfasis en la magnitud de este consumo y en la proporción que tiene con relación al uso de otros tipos de energéticos, como los combustibles y otros energéticos. Para ello se realiza un análisis temporal de estas variables, así como una desagregación sectorial y geográfica del consumo de electricidad del sector privado y paraestatal.

El gasto por consumo de energía eléctrica “Es el valor a costo de adquisición que el establecimiento gastó por la utilización de la energía eléctrica; en caso de autogeneración, impute el costo a precios de mercado” (INEGI, 2020b: 61) del sector privado y paraestatal. Cabe mencionar que no existe disponibilidad de los datos referentes a la cantidad de electricidad que consume este sector en los censos económicos (puede verse INEGI, 2014; INEGI, 2020; INEGI, 2021), solo al gasto monetario correspondiente a este consumo.

Es importante resaltar que esta definición puede cambiar en cada año censal, tanto porque responde a las necesidades de la época, como por la legalidad de cada periodo. Por ejemplo, para el censo de 2014, la definición del gasto por consumo de energía eléctrica “Es el valor a costo de adquisición que la unidad económica gastó por la utilización de la energía eléctrica, así como el costo de la energía eléctrica comprada a otras empresas del sector eléctrico y permisionarios, para la reventa, por municipio” (INEGI, 2014).

Por su parte, el consumo de combustibles, lubricantes y energéticos es el “Es el importe por consumo en combustibles y lubricantes que realizó el establecimiento para el funcionamiento de la maquinaria, el equipo y los vehículos” (INEGI, 2020b: 61) del sector privado y paraestatal, es decir, el indicador directo del gasto que tiene este sector en combustibles fósiles y derivados necesarios durante el proceso de producción.

En la Figura 3.16 se presenta estas dos variables para el sector privado y paraestatal mexicano en los años censales 2003, 2008, 2013 y 2018; que corresponden respectivamente a los censos económicos de 2004, 2009, 2014 y 2019. En 2003, la magnitud de las dos variables era similar

en comparación a los siguientes periodos, aunque el gasto en combustibles y derivados ya era casi el doble que el de electricidad.

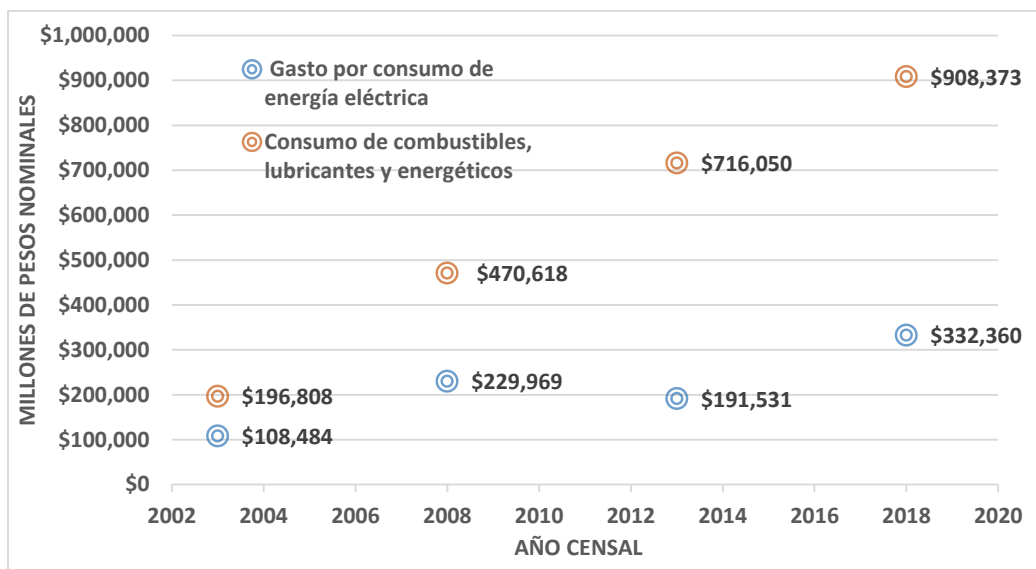


Figura 3.16: Gasto por consumo de energía eléctrica y consumo de combustibles, lubricantes y energéticos del sector privado y paraestatal mexicano en los años censales 2003, 2008, 2013 y 2018

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (2021)

Para 2008 se mantiene la proporción de casi el doble del gasto en combustible con relación al de energía eléctrica, pero ambos indicadores crecen más del 200%. En 2013, el consumo de combustible mantiene la tendencia de casi duplicarse en el tercer año censal abarcado en la Figura 3.16. Por otro lado, el gasto en consumo de electricidad disminuye, lo cual parece ser un comportamiento atípico. Revisando el consumo final de electricidad; el sector industrial, agropecuario, así como el residencial, comercial y público presentan crecimiento en este periodo del 13.6%, 26.81% y 11.74% respectivamente (SENER, 2019).

La tendencia atípica en los años censales de 2008 y 2013 posiblemente esta originada en la tarifa eléctrica y subsidios a la misma, ya que en el periodo de 2005 a 2010 el costo acumulado en subsidios a combustibles y electricidad representa alrededor del 10% del PIB promedio del periodo, alcanzando casi los 400 miles de millones de pesos (mmp) en 2008 (Scott Andretta, 2011).

Dicha tendencia continua en el tiempo, debido a que solo en 2011, la CFE mostraba un déficit mayor a 47 mmp con poca claridad, objetividad y transparencia con respecto a cómo se realizó dicho apoyo (SHCP, 2011). Esta cantidad representaría casi un cuarto del gasto en consumo eléctrico de 2013, lo cual aumentaría de considerarse el aumento en precios. A manera de referencia, el Índice Nacional de Precios al Productor se incrementa en 21.86% en 2013 con relación a 2008 (INEGI, s.f.).

Trabajos de investigación más recientes apuntan a que los favorecidos por estos subsidios son grandes empresas y algunas sociedades "ficticias" (Rodríguez, 2020; Ramírez, 2021). Algunas

de estas empresas son Bimbo, Walmart y OXXO (Domínguez, 2021; Ramírez, 2021). Se especula que estos beneficios se lograron bajo la figura del autoabasto con contratos a largo plazo para la compra de electricidad a precios semi fijos (Ramírez, 2021). Esta práctica no es algo nuevo, debido a que se viene llevando a cabo desde los noventa (La Política Online, 2021) y si bien la reforma a la Ley de la Industria Eléctrica de 2014 eliminó la cesión de este tipo de permisos, se mantuvieron aquellos ya otorgados (Ramírez, 2021).

En los últimos años censales, 2013 y 2018, ambas variables crecen más “naturalmente”, el consumo de combustibles y derivados tiene un incremento de más del 25% en el periodo, mientras el gasto en el consumo de electricidad llega a ser mayor al 70%. Para 2018, el gasto en electricidad representa más de un tercio del consumo en combustibles y derivados. Esta relación puede cambiar en el caso que se mantenga una tasa mayor de crecimiento del gasto en electricidad con relación al de combustibles y derivados.

En la Figura 3.17 se ve la desagregación proporcional del gasto por consumo de electricidad por los diferentes sectores económicos que conforman el sector privado y paraestatal mexicano. El sector 31-33 (industria manufacturera) representa casi la mitad del gasto en consumo del sector privado y paraestatal en energía eléctrica, le siguen el sector 22 (generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, suministro de agua y de gas natural por ductos al consumidor final) y el 46 (comercio al por menor) con poco más de un décimo cada uno. Estos tres sectores representan alrededor del 75% de todo el gasto en consumo eléctrico.

Según SENER (2019), el sector industrial; que incluye al sector 31-33, así como los sectores 21 y 23; consumió 549.67 Petajoules de electricidad (1 Petajoule es igual a 277.778 GWh) en 2018. Dentro de esta rama económica, los principales subsectores en el consumo de energía eléctrica son la minería (sectores 212 y 213) con 8.4%, la industria cementera (sector 327) con 6.7% y la industria de hierro y acero (sector 331) con 3.6% (SENER, 2019).

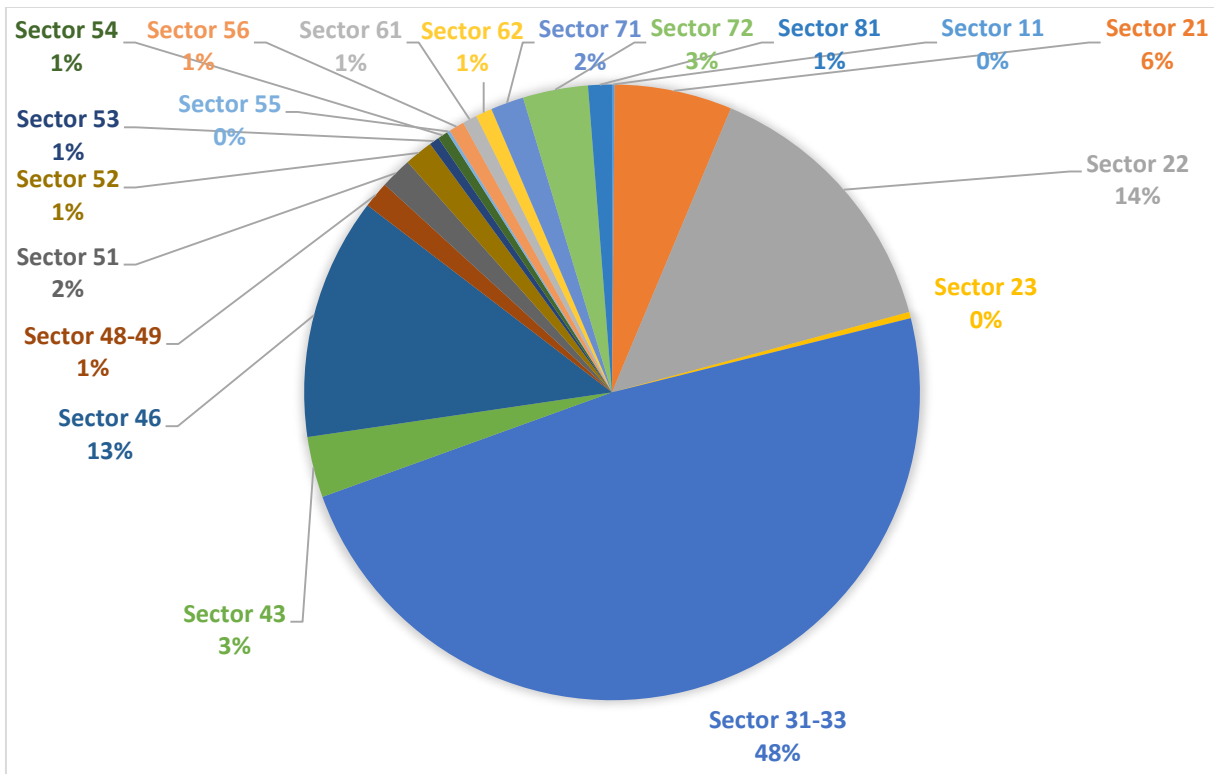


Figura 3.17: Proporción del gasto por consumo de energía eléctrica del sector privado y paraestatal mexicano por sectores económicos en el año censal 2018

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (2021). La clasificación de los sectores económicos según INEGI se presenta en el Anexo 3.1.

Otro sector importante en el consumo de electricidad es comercial; que incluye actividades como los comercios, restaurantes, hoteles y demás (incluye sectores como el 43, 46 y 72); consumió 81.49 Petajoules de electricidad en 2018 que es el 49.8% del consumo energético total del sector (SENER, 2019). Por su parte, el sector público; que incluye el alambrado público, bombeo de agua potable y negra, entre otros -afecta sectores como el 71; consumió 28.92 Petajoules (SENER, 2019).

El sector agropecuario está relacionado con el consumo de energía eléctrica en actividades relacionados con la agricultura y ganadería que corresponde al sector 11 (SENER, 2019). Este consumió 44.56 Petajoules de electricidad en 2018, que representa el 23.5% del consumo energético total del sector (SENER, 2019).

También existen tendencias geográficas en el gasto por consumo de electricidad. Como se ve en la Figura 3.18, la franja fronteriza norte y ciertos estados del centro (Jalisco, Guanajuato, el Estado de México y la Ciudad de México) tienen los niveles más altos de esta variable, lo cual posiblemente está relacionado con que son regiones con alta representatividad de la industria manufacturera (INEGI, 2020), que como se presenta en la Figura 3.17, es uno de los sectores con mayor gasto proporcional por consumo eléctrico.

Estados con características más agrícolas como Sinaloa, Michoacán y Veracruz tienen un nivel medio de gasto por el consumo de electricidad, que posiblemente se deba a los altos subsidios del sector en esta materia. El mismo razonamiento podría aplicarse a Jalisco, Sonora y Chihuahua, que también tienen un fuerte componente agrícola, pero debido al grado de presencia de la industria manufacturera, el análisis requeriría ser por sector para observar si tiene un comportamiento similar.

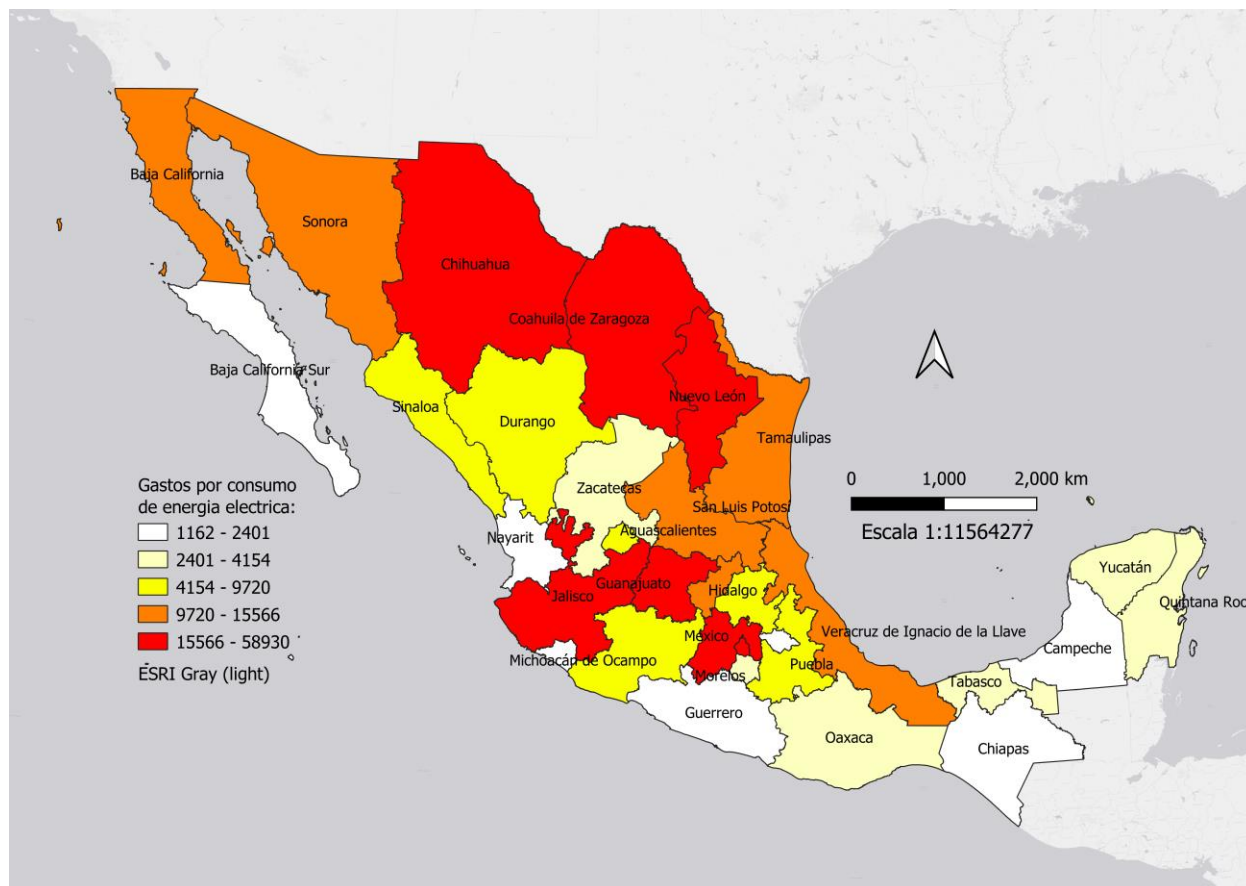


Figura 3.18: Mapa del gasto por consumo de energía eléctrica del sector privado y paraestatal mexicano por estados en 2019

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (2020)

### 3.3.1. Tarifas eléctricas por sectores económicos

Por último, esta subsección sirve para analizar el funcionamiento del mercado de venta de energía eléctrica a los diferentes sectores económicos, así como la evolución de estos precios en el tiempo (por disponibilidad se restringe al periodo 2002 a 2017). Con este propósito se recolectaron datos de las tarifas diferenciadas por sectores, así como las diferentes categorías que existen para cada sector con énfasis en la industria; que varían por cantidad consumida, temperatura, giro, lugar geográfico, entre otros.

Existen dos tipos de estructuras tarifarias, las específicas que dependen del uso final de la electricidad y las generales que solo toman en cuenta la tensión y cantidad de consumo del usuario (de la Fuente, 2004; CFE, s.f.). La tensión eléctrica hace alusión a la cantidad de trabajo o energía que se requiere para mover la corriente eléctrica de un punto a otro. A mayor tensión, más trabajo es necesario para dar movimiento a la corriente. En esta sección principalmente se analizan las tarifas específicas, debido a que presentan las diferentes desagregaciones por sectores económicos.

En la Figura 3.19 se presentan las tarifas promedio de electricidad a los diferentes sectores económicos para el periodo de 2002 a 2017. Los precios más altos son los a comercios y a servicios públicos que se encuentran considerablemente por encima de la media (Total en la figura) en el lapso. Cabe hacer una mención extra a la tarifa comercial, debido a que tiene precios casi dos veces mayor a la tarifa promedio para los últimos años mostrados.

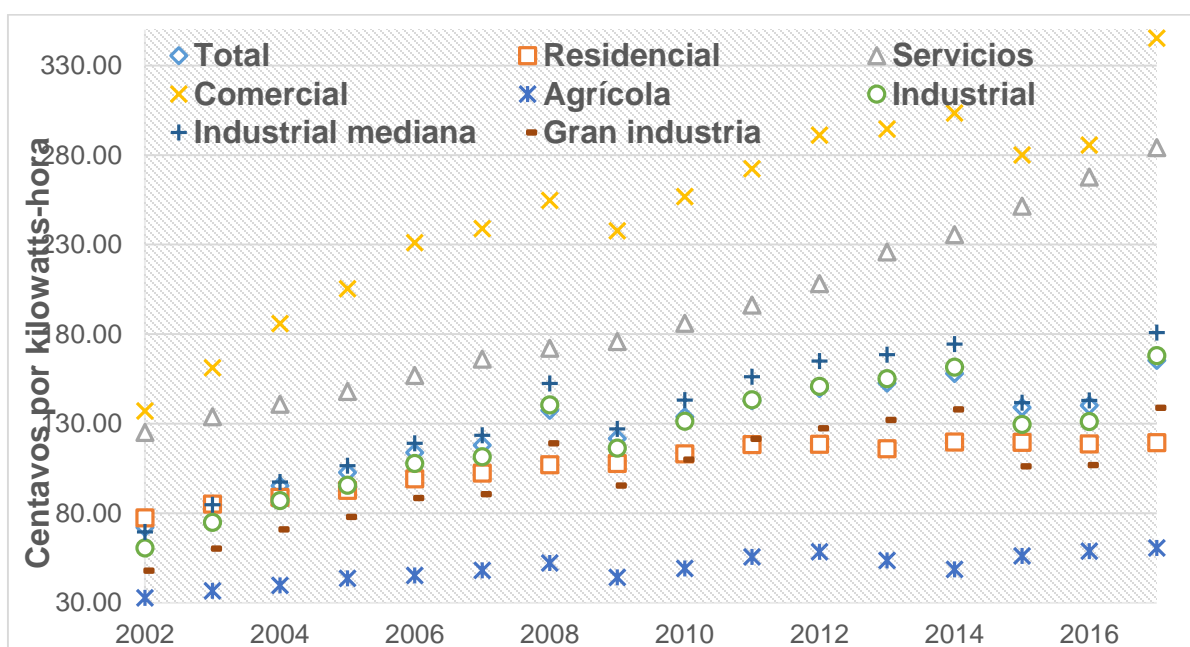


Figura 3.19: Tarifas promedio de electricidad por sectores económicos de 2002 a 2017

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER (s.f.)

Nota: Servicios son servicios públicos

Los sectores de la industria media, gran industrial, el promedio de estos dos y el residencial se encuentran muy cercanos a la tarifa media durante todo el periodo, con pequeñas oscilaciones, especialmente el promedio de la industria tiene valores muy cercanos, tanto que en la figura se sobreponen en algunos periodos. Otro aspecto importante es que la gran industria tiene precios menores que la industria mediana, lo cual se puede originar porque consume una mayor cantidad de electricidad que resulta en menos costos para el movimiento de la carga.

El único sector que se encuentra considerablemente por debajo de la tarifa promedio es el agrícola que es menos de la mitad de la total a lo largo de esta línea temporal. Las tarifas al sector agrícola tienen subsidios empleadas para el bombeo de agua, como se muestra en la parte 2 del Cuadro 3.1. Sin embargo, estos subsidios disminuyen el precio del agua subterránea,

lo que ha llevado a una explotación considerable de este recurso, principalmente como consecuencia de los bajos niveles de eficiencia para la conducción de dicho líquido (Ávila, Muñoz, Jaramillo y Martínez, 2005).

En las tres partes del Cuadro 3.1 se agrupan las diferentes desagregaciones de las tarifas eléctricas de los sectores económicos. En el caso del sector residencial, las tarifas considerablemente más altas son del subsector doméstico de alto consumo, alcanzando casi tres veces el precio promedio en 2017. Los demás subsectores están en función de diferentes niveles de la temperatura mínima en el verano.

La tarifa comercial del Cuadro 3.1 solo cuenta con tres categorías, dos que se condicionan por la cantidad de electricidad usada por los comercios y la tercera que es para servicios con requerimientos de electricidad temporal (CFE, s.f.a). Esta última es la que presenta precios mayores en el periodo, siendo más de 30% mayor que el promedio del subsector en 2017.

Los servicios en el Cuadro 3.1 se refieren a las tarifas relacionadas con servicios públicos, como el alumbrado y bombeo de agua. El alumbrado público en las tres metrópolis más grandes del país (Ciudad de México, Monterrey y Guadalajara), es el costo más elevado en todo el periodo, alcanzando a ser más de un tercio mayor al promedio del sector. Las otras categorías incluyen el alumbrado público del resto del país y el bombeo de aguas potables o negras y tienen precios menores, especialmente el bombeo.

Un apoyo indirecto a la agricultura se puede observar en el Cuadro 3.1, en la forma de bajos precios de electricidad para el bombeo de agua, especialmente para tensión media, cargos únicos y la tarifa nocturna. Como se mencionó anteriormente, estos bajos costos en la extracción de agua subterránea han resultado en la explotación del recurso que no sería sostenible si se mantiene en las próximas décadas sin realizar cambios al proceso de extracción (Palacios-Vélez y Escobar-Villagrán, 2016).

Por último, el Cuadro 3.1 divide al sector industrial en empresas medianas y gran industrial. El primero se caracteriza por cargos definidos para demandas menores a 100 kW en tensión media, así como cargos para valores mayores a dicho umbral. También existen subcategorías para de ordinaria, horaria, cargos fijos y utilización por periodos cortos. Los cargos fijos consisten en “fijar los precios de las energías comprometidas en los periodos de punta, intermedio y base para un lapso de 12 meses, es decir, los precios se mantienen fijos todo un año” (CFE, s.f.b).

La diferencia entre la tarifa ordinaria y horaria es que esta última cambia según la hora en la que se usa, mientras la primera no lo hace por cambios en el huso horario. En este caso, las tarifas ordinarias con demanda menor a 100 kW son las considerablemente más elevadas y las ordinarias menores a este umbral con cargos fijos las más bajas, aunque se cuentan con pocas observaciones para esta última.

Por su parte, la gran industria se distingue porque la tarifa en general es de alta tensión y las subcategorías se dividen en subtransmisión, transmisión, cargos fijos y larga utilización. La transmisión de electricidad es moverla de los puntos de generación a las estaciones eléctricas, que a su vez se mueven por líneas de subtransmisión a las subestaciones encargadas de distribuir la energía. Las tarifas en esta subcategoría parecen relativamente homogéneas, con niveles ligeramente más bajos para la transmisión con respecto a la subtransmisión.

Tabla 3.1: Precios medios de energía eléctrica por tarifa en centavos por kilowatts-hora (parte 1)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Total</b>	<b>72</b>	<b>85</b>	<b>95</b>	<b>103</b>	<b>114</b>	<b>118</b>	<b>137</b>	<b>122</b>	<b>134</b>	<b>143</b>	<b>150</b>	<b>153</b>	<b>158</b>	<b>139</b>	<b>140</b>	<b>152</b>
<b>Residencial</b>	<b>77</b>	<b>85</b>	<b>89</b>	<b>93</b>	<b>99</b>	<b>103</b>	<b>107</b>	<b>108</b>	<b>113</b>	<b>118</b>	<b>119</b>	<b>116</b>	<b>120</b>	<b>120</b>	<b>119</b>	<b>109</b>
1 Doméstico	74	80	82	86	88	91	93	96	106	109	107	105	109	110	107	97
1A Doméstico para localidades con temp. media mínima en verano de 25°C	68	72	74	79	83	86	88	91	94	99	99	98	102	105	105	97
1B Doméstico para localidades con temp. media mínima en verano de 28°C	72	75	77	82	85	88	90	95	97	102	101	100	105	108	107	96
1C Doméstico para localidades con temp. media mínima en verano de 30°C	70	78	81	86	91	95	98	102	105	112	112	110	115	118	118	105
1D Doméstico para localidades con temp. media mínima en verano de 31°C	69	75	78	81	86	90	96	101	103	110	111	108	115	116	118	102
1E Doméstico para localidades con temp. media mínima en verano de 32°C	67	71	74	79	83	86	88	91	93	99	99	98	105	106	104	94
1F Doméstico para localidades con temp. media mínima en verano de 33°C	39	73	78	80	86	92	93	93	96	101	102	103	107	108	107	96
DAC Doméstico Alto Consumo	153	178	205	214	238	246	290	286	318	339	365	363	374	342	344	389
<b>Comercial</b>	<b>137</b>	<b>161</b>	<b>186</b>	<b>205</b>	<b>231</b>	<b>239</b>	<b>255</b>	<b>238</b>	<b>257</b>	<b>272</b>	<b>291</b>	<b>295</b>	<b>304</b>	<b>280</b>	<b>286</b>	<b>317</b>
2 General hasta 25 kW de demanda	138	162	188	208	234	242	258	242	261	277	297	300	309	285	290	322
3 General para más de 25 kW de demanda	134	157	177	193	216	223	237	212	228	240	254	258	266	238	242	271
7 Temporal	222	249	306	323	348	353	382	180	406	430	480	537	451	424	335	437
<b>Servicios</b>	<b>125</b>	<b>134</b>	<b>141</b>	<b>148</b>	<b>157</b>	<b>166</b>	<b>172</b>	<b>176</b>	<b>186</b>	<b>196</b>	<b>208</b>	<b>226</b>	<b>236</b>	<b>252</b>	<b>268</b>	<b>261</b>
5 Alumbrado público (D.F., Monterrey y Guadalajara)	160	168	178	189	199	213	227	234	247	270	284	300	319	339	360	353
5A Alumbrado público (Resto del país)	131	139	147	156	165	175	185	196	206	217	235	250	264	281	298	291
6 Bombeo de aguas potables o negras, de servicio público	101	111	116	120	127	134	135	137	143	150	159	169	179	189	201	196

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER (s.f.)

Tabla 3.1: Precios medios de energía eléctrica por tarifa en centavos por kilowatts-hora (parte 2)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Agrícola</b>	<b>33</b>	<b>37</b>	<b>40</b>	<b>44</b>	<b>45</b>	<b>48</b>	<b>52</b>	<b>44</b>	<b>49</b>	<b>56</b>	<b>59</b>	<b>54</b>	<b>49</b>	<b>56</b>	<b>59</b>	<b>56</b>
9 Bombeo de agua para riego agrícola (baja tensión)	24	55	42	51	66	99	98	118	155	149	208	288	358	297	336	854
9M Bombeo de agua para riego agrícola (media tensión)	34	39	48	60	77	95	117	41	107	138	164	116	196	314	237	271
9CU Tarifa de estímulo para bombeo de agua para riego agrícola con cargo único	0	33	40	44	40	43	47	49	41	54	57	50	55	58	63	56
9N Tarifa de estímulo nocturna para bombeo de agua para riego agrícola	0	10	34	37	35	36	38	41	40	45	48	49	42	47	50	49
<b>Industrial</b>	<b>61</b>	<b>75</b>	<b>87</b>	<b>96</b>	<b>108</b>	<b>112</b>	<b>141</b>	<b>116</b>	<b>131</b>	<b>143</b>	<b>151</b>	<b>155</b>	<b>162</b>	<b>130</b>	<b>131</b>	<b>154</b>
<b>Subtotal sector empresa mediana</b>	<b>70</b>	<b>85</b>	<b>97</b>	<b>107</b>	<b>119</b>	<b>124</b>	<b>152</b>	<b>127</b>	<b>143</b>	<b>156</b>	<b>165</b>	<b>169</b>	<b>175</b>	<b>142</b>	<b>143</b>	<b>166</b>
OM Ordinaria para servicio general en media tensión, con demanda menor a 100 kW	81	99	114	126	142	145	176	158	173	185	197	200	207	180	182	208
OMF Ordinaria para servicio general en media tensión, con demanda menor de 100 kW con cargos fijos	0	0	0	0	0	0	0	0	140	49	0	0	0	0	0	67
HM Horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o mas	67	82	94	103	114	119	147	120	137	150	158	162	168	133	135	157
HMF Horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más con cargos fijos	0	0	0	0	0	0	0	0	123	133	144	148	150	129	117	136
H-MC Horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más para corta utilización	51	70	79	91	103	109	140	111	134	148	155	158	167	130	132	165

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER (s.f.)

Tabla 3.1: Precios medios de energía eléctrica por tarifa en centavos por kilowatts-hora (parte 3)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Subtotal sector gran industria</b>	<b>48</b>	<b>60</b>	<b>71</b>	<b>78</b>	<b>89</b>	<b>91</b>	<b>119</b>	<b>96</b>	<b>110</b>	<b>122</b>	<b>128</b>	<b>132</b>	<b>138</b>	<b>106</b>	<b>107</b>	<b>127</b>
HS Horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión	62	75	89	96	106	109	135	107	122	133	138	143	149	117	117	136
HSF Horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión con cargos fijos	0	0	0	0	0	0	0	0	121	131	135	129	129	110	64	80
H-SL Horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión para larga utilización	49	61	71	79	90	93	122	98	113	126	131	137	143	110	114	134
H-SLF Horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión para larga utilización con cargos fijos	0	0	0	0	0	0	0	0	113	126	139	140	141	132	108	135
HT Horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión	48	68	81	82	90	90	116	92	105	115	120	124	129	97	102	112
HTF Horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión con cargos fijos	0	0	0	0	0	0	0	0	110	36	0	0	0	0	0	54
H-TL Horaria para servicio general alta tensión, nivel transmisión para larga utilización	40	51	59	66	76	77	106	84	97	109	114	117	120	88	89	111
H-TLF Horaria para servicio general alta tensión, nivel transmisión para larga utilización con cargos fijos	0	0	0	0	0	0	0	0	118	102	0	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER (s.f.)

## Capítulo 4: Metodología y relaciones empíricas de las variables de estudio

En la Figura 1 se presenta el mapa de insumo-proceso-resultados de la investigación. Esta figura tiene el propósito de resumir el diseño de la investigación, así como mostrar los apéndices en los que se desarrolla el contenido de cada insumo, proceso o resultado.

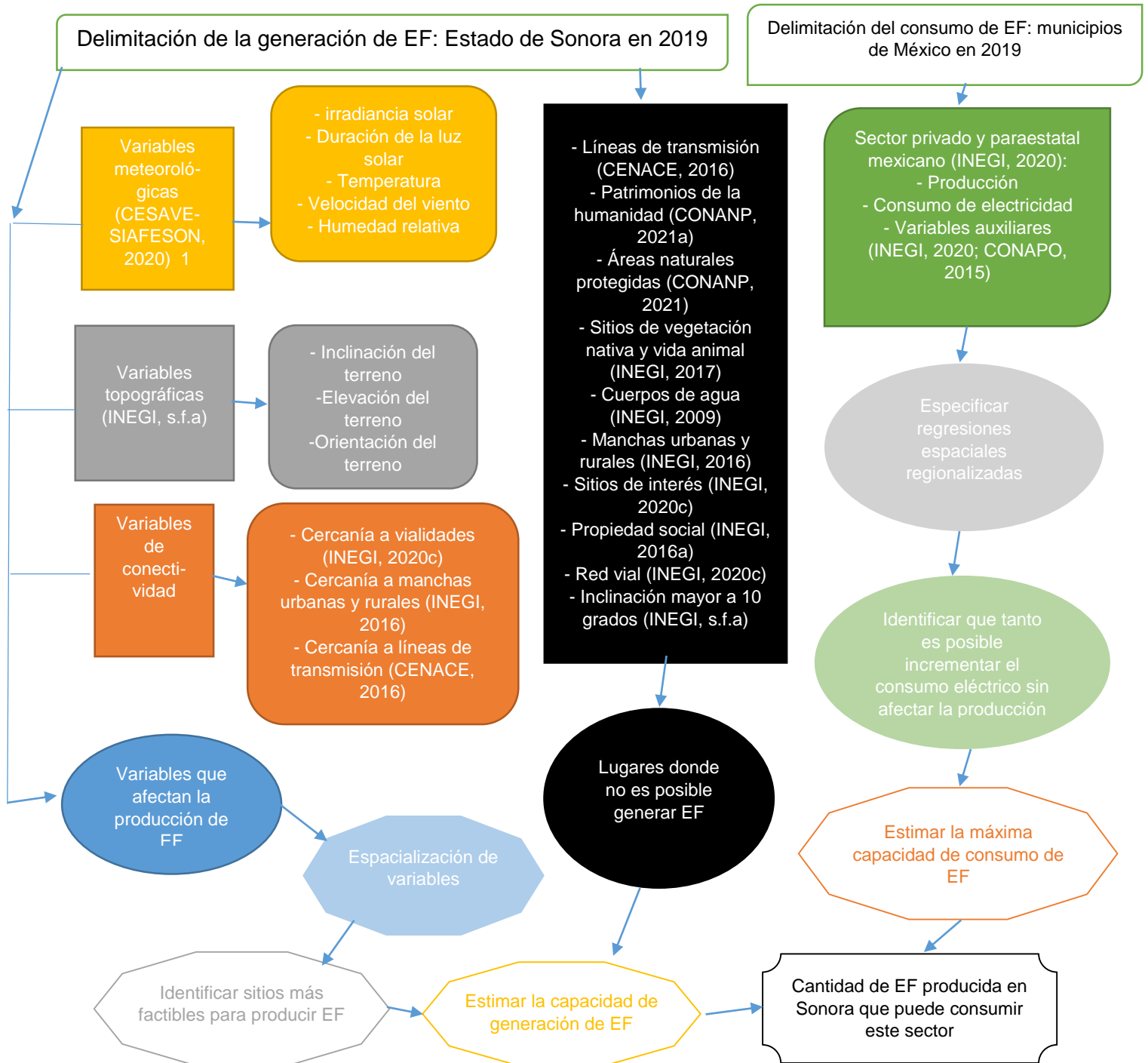


Figura 4.1: Mapa de insumos-procesos-resultados de la investigación

Nota 1: Los colores solidos representan los insumos, los semitransparentes procesos y las sin fondo de color los resultados (con la excepción de las delimitaciones espaciales-temporales, que se abordan en la introducción).

Nota 2: Las figuras de color amarillo solido representan la sección 1.1.1.2.1; la gris la 1.1.1.2.2; la naranja la 1.1.1.2.3; la azul la sección 1.1.1.2, sin incluir la 1.1.1.2.4; las negras la 1.1.1.2.4; la verde se describe en la introducción, la relación entre las variables en la 1.2.1 y también forma parte de la delimitación del consumo de EF, por ello su forma.

De las semitransparentes, la azul se relaciona con el apéndice 1.1.1.3 (y los anexos 1.1 y 1.2), la gris con el 1.2.1 y la verde el 1.2.2 y el 1.2.3.

De las sin fondo de color, la gris se vincula con los apartados 1.1.1.4, 1.1.1.5 y 1.1.1.6; la amarilla con el 1.1.2; la naranja con el 1.2.4; y el negro con el 1.3.

En la figura anterior, de manera resumida, se muestran las diferentes variables que se emplearán en este trabajo, las fuentes de donde se obtienen estos datos primarios, los procesos principales que derivan en los resultados de este estudio, así como las delimitaciones espaciales y temporales de la generación y consumo de electricidad vía el proceso fotovoltaico.

#### **4.1. Estimación de la cantidad de EF que se puede producir en los sitios con mejores condiciones para generar esta energía en Sonora**

La estimación de la cantidad de electricidad que se puede generar usando el proceso fotovoltaico en los sitios en Sonora con mejores condiciones para producir esta energía, requiere de dos aprendices metodológicos. El primero trata sobre la identificación de las zonas con mayor factibilidad para la generación de EF en Sonora que se contemplan en la subsección 4.1.1. Por su parte, la estimación de la cantidad de electricidad producible con celdas fotovoltaicas en estos sitios se considera en el subapartado 4.1.2.

##### **4.1.1. Metodología para la identificación de las zonas con mayor factibilidad para la generación de energía fotovoltaica en Sonora**

La búsqueda de sitios con mejores condiciones para la generación de energía fotovoltaica requiere de consideraciones geoespaciales del lugar, con el objetivo de evaluar las capacidades de la zona para permitir el funcionamiento eficiente de esta tecnología (Al Garni y Awasthi, 2018). Los métodos de análisis de decisión multicriterio permiten comparar condiciones específicas del sitio y elegir la opción optima que cumpla con ciertos atributos o características (Yang et al., 2011).

Estos métodos son particularmente útiles cuando existen múltiples atributos determinísticos que pueden oponerse entre sí (Ibáñez et al., 2019), lo que es importante en el caso de la energía fotovoltaica, ya que por ejemplo, se busca una alta irradiancia sobre el sitio, pero una temperatura relativamente no tan elevada, debido a que esta última afecta negativamente la eficiencia de los módulos solares, pero a mayor irradiancia, más energía cae en el sitio y, por ende, las temperaturas tenderán a ser más elevadas (Dubey et al., 2013; Climate Science Investigations, 2019).

Los MADM emplean coeficientes de pesos para ponderar la importancia relativa de los múltiples atributos que determinan el proceso analizado (Liang et al., 2017). De forma que los pesos de los criterios son los factores determinantes para elegir las opciones óptimas (Şahin, 2020), ya que afectan la toma de decisión al priorizar ciertas ubicaciones sobre otras por la importancia relativa de los diferentes atributos (Liu et al., 2021).

Existe una gran variedad de métodos para determinar los coeficientes o pesos relativos de los atributos determinantes del proceso analizado (Şahin, 2020). Dependiendo de qué tanto influya el conocimiento e información de expertos y/o tomadores de decisiones en la elaboración de los pesos, estos métodos pueden ser categorizados como objetivos, subjetivos, integrados o híbridos (Fu y Wang, 2015; Liang et al., 2017; Yang et al., 2017).

Los MADM subjetivos son aquellos en los que los juicios de los expertos y/o tomadores de decisiones son la base para determinar la importancia relativa de los criterios de selección (Şahin, 2020). De esta forma, la principal debilidad de estos métodos es el error humano que puede tener causa en la falta de experiencia y/o conocimiento (Yang et al., 2017). Algunos de los métodos más utilizados de esta categoría son el Proceso Analítico Jerárquico (Saaty, 1980; Saaty, 1986), la técnica simple multi-atributo de clasificación -SMART por sus siglas en inglés- (Edwards, 1977; Edwards y Barron, 1994), el método de Delphi (Hwang y Yoon, 1981), entre otros.

Al contrario, los MADM objetivos son aquellos en los que no se utiliza la experiencia o conocimiento de expertos y/o tomadores de decisiones para esta tarea, debido a que se busca prevenir errores humanos (Şahin, 2020), sino que emplean técnicas y/o elementos analísticos para obtener una matriz de decisión (Cao y Wu, 2009). Algunos ejemplos de estos son el método de entropía (Hwang y Yoon, 1981; Zeleny, 1982) y el método de maximización de las desviaciones (Wang, 1988).

Por su parte, los métodos integrados o híbridos combinan la experiencia y/o conocimiento de expertos o hacedores de decisiones, con el empleo de una matriz de decisión (Ma et al., 1999), por lo que intentan tomar ventaja de los beneficios de estos dos métodos (Şahin, 2020). Existen diferentes formas de estos métodos que incluyen al modelo de Ma, Fan y Huang (1999); el de Fan et al. (2002); el de Shirland et al. (2003); el de Wang y Parkan (2006); entre otros.

Hay una cantidad importante de métodos para identificar sitios con mejores condiciones para la generación de energía solar en un área geográfica definida, por ejemplo, Al Garni y Awasthi (2018) hacen un metaanálisis de 54 artículos con el objetivo del aprovechamiento de la irradiancia, junto a otras energías en algunos casos. Los autores encuentran que el AHP, solo o integrado, es el MADM más empleado, con poco más del 26% para el proceso fotovoltaico.

Otros autores hacen metaanálisis similares para la selección de sitios para la generación de electricidad con distintas tecnologías solares con resultados similares (Véase Suprova et al., 2020; Malemnganbi y Shimray, 2020). Específicamente para la tecnología fotovoltaica, diversos estudios encuentran el AHP como uno de los métodos más usados (Al Garni y Awasthi, 2017; Solangi et al., 2019). De esta forma, el AHP es uno de los métodos más empleados para la

identificación de sitios con mejores características para producir electricidad fotovoltaica (Koc et al., 2019).

El AHP consiste en un método para la resolución de un problema de decisión con una estructura jerárquica (Merino-Benítez y Bojórquez-Tapia, 2021). Esta estructura consiste en un objetivo principal con diferentes alternativas, por ejemplo, en el caso de la energía fotovoltaica es poner la planta en un sitio A, B, ... o Z (Merino-Benítez y Bojórquez-Tapia, 2021). Y para elegir si una alternativa es mejor que otra se emplean criterios de selección, que son factores de las alternativas que determinan si una es mejor, igual o peor que otra (Merino-Benítez y Bojórquez-Tapia, 2021). Esta comparación entre los criterios de selección se denomina comparación pareada (Berumen y Llamazares, 2007).

Tanto el AHP tiene un índice de inconsistencias para verificar que los resultados son congruentes entre si (Merino-Benítez y Bojórquez-Tapia, 2021), por ejemplo, si la irradiancia es más relevante que la temperatura y la temperatura es mas relevante que la velocidad del viento, la velocidad del viento no puede ser mas relevante que la irradiancia. Debido a que la lógica del modelo sería incongruente.

El AHP es una metodología sencilla de aplicar e interpretar, pero con fundamentos robustos sustentados en la experiencia de expertos (Vaidya y Kumar, 2006; Khemiri et al., 2018) que tiene la capacidad de resolver problemas complejos (Elkarmi y Mustafa, 1993), ya que es capaz de evaluar alternativas, tanto cuantitativas como cualitativas, para llegar a un objetivo definido (Al Garni y Awasthi, 2017; Ozdemir y Sahin, 2018),

A su vez, el AHP se puede usar junto con distintos métodos para obtener resultados más confiables y robustos (Koc et al., 2019), como es el caso de los GIS que complementan a los AHP al manejar y procesar los datos de entrada, así como visualizar los resultados (Taibi y Atmani, 2017). Los GIS-AHP son una herramienta eficiente para evaluar la factibilidad de las características de un lugar para cumplir con un objetivo específico, especialmente en el aspecto costo-eficiencia (Chandio et al., 2012).

De esta forma, las aplicaciones de GIS-AHP para analizar y buscar cumplir con objetivos espaciales específicos ha aumentado (Al Garni y Awasthi, 2018; Chandio et al., 2012), sin embargo, existen relativamente pocas investigaciones recientes que usan un GIS-AHP para la selección de sitios con mejores condiciones para la generación de electricidad con base en el proceso fotovoltaico (Colak et al., 2019).

En caso de los GIS-AHP también se tienen criterios de exclusión que son sitios o áreas geográficas en las cuales no es posible llevar a cabo la actividad necesaria, por ejemplo, para los sitios para generar electricidad fotovoltaica, lugares donde no sería factible poner celdas solares (Doorga et al., 2018)

En el presente trabajo de investigación, la metodología propuesta para la identificación de las zonas óptimas para la instalación de plantas/celdas solares, es el Proceso Analítico Jerárquico, junto con variables y herramientas de GIS, que ponderan los factores geolocalizados que afectan

la generación de energía fotovoltaica, a la vez que excluyen los lugares donde no es posible instalar esta tecnología (Alami et al., 2018; Doorga et al., 2018).

#### *4.1.1.2. Criterios de selección*

Los factores que influyen en el funcionamiento de la tecnología fotovoltaica en un lugar específico sirven para encontrar los sitios óptimos para la instalación de plantas/celdas solares. Estos principalmente dependen de tres categorías: climatología, topografía y proximidad; aunque estas se deben adaptar al caso de estudio en específico (Doorga et al., 2018). A continuación, se abordan estos criterios de manera general.

##### 4.1.1.2.1. Climatología

El principal factor para la generación de energía fotovoltaica es la irradiancia, en vista de que, cuanto mayor sea la irradiancia recibida por las celdas solares, mayor es la electricidad generada (Alami et al., 2018). Esto sucede puesto que cuando la irradiancia incide sobre el material del que están hechos las celdas, este material genera una corriente y voltaje que se pueden usar (Knier, 2021; Corkish, 2013) o incorporar directamente a la red eléctrica (Newkirk, 2016; AlphaZee Systems, 2018).

Otros dos factores a tener en consideración son la duración de la luz solar y la temperatura; el primero debido a que determina la exposición de irradiancia a la que están expuestos los paneles y, por ende, el horario de operación (Doorga et al., 2018); mientras que el segundo se relaciona con la eficiencia de los paneles en condiciones diferentes a las especificadas (irradiación de 1000W/m<sup>2</sup>, 1.5 AM y a temperatura de 25°C), generalmente se ha encontrado que se pierde eficiencia a temperaturas mayores a los 30°C (Alami et al., 2018).

Respecto a la eficiencia de paneles solares, Farid Touati et al. (2016) mencionan que existe correlación entre la pérdida de eficiencia de las celdas solares, esto es menor generación de potencia eléctrica, y el aumento de la temperatura ambiente. Algunas de las posibles razones por lo que esto sucede son que los cambios en la temperatura ambiente afectan los conductos por los que circula fluido, resultando en una extracción de calor pobre; otra posibilidad es que el circuito abierto y el factor de llenado (fill factor en inglés, que es un factor que mide la calidad de la celda solar) son afectados significativamente por la temperatura, reduciendo la capacidad de la celda (Elbreki et al., 2016).

Otra variable importante que se considera en los modelos teóricos para estimar la capacidad de un lugar para generar electricidad con base en el proceso fotovoltaico es la velocidad del viento, que influye al enfriar los paneles solares y, por ende, disminuye la temperatura de estos (Koehl et al., 2011; Huld y Gracia Amillo, 2015).

Por último, la humedad relativa afecta el potencial para la generación de energía eléctrica debido a que altas concentraciones de vapor de agua en el ambiente absorben los rayos con longitud de onda pequeña, que son los más energéticos (Zoghi et al., 2017).

#### 4.1.1.2.2. Topografía

El primer componente topográfico por tomar en cuenta es la elevación. De acuerdo con Piazena (1996), conforme esta aumenta, disminuye el número de moléculas y partículas dispersas en el ambiente, lo que a su vez permite mayor irradiancia directa. A su vez el componente difuso de la irradiancia, que es luz de onda corta que se dispersó de la radiación directa al chocar con moléculas suspendidas en la atmosfera (Bhattacharya et al., 1996), que aumenta con la elevación solar, disminuye a mayor altitud (Piazena, 1996).

También se debe tomar en cuenta la inclinación del terreno, en este aspecto la literatura difiere entre el punto de exclusión, es decir, el grado límite hasta el cual ya no es posible aprovechar óptimamente la energía fotovoltaica (Doorga et al., 2018). Algunos estudios (Clifton y Boruff, 2010) lo marcan en 4%, otros más cercano al 5% (Merrouni et al., 2016), mientras Doorga et. al. (2018) lo mantienen en 10% con calificación progresiva conforme disminuye este valor.

Por último, se considera la orientación geográfica de la inclinación del terreno (norte, sur, este, oeste, etcétera), ya que dependiendo del hemisferio en el que se encuentre el área donde se ubicarán los paneles, será la dirección por la que los rayos de sol irradiarán y, por ende, la orientación que deberán tener los paneles solares para maximizar la absorción de energía (Doorga et al., 2018).

#### 4.1.1.2.3. Variables de conectividad o proximidad

La proximidad a las líneas de transmisión es uno de los factores más relevantes para la generación de la electricidad vía el proceso fotovoltaico, tanto por el peso que se le da en la literatura científica (Noorollahi et al., 2016; Zoghi et al., 2017; entre otros) y también se destaca como beneficio por una de las plantas solares en Sonora (Engie 2018). La importancia de este criterio radica como consideración del costo de la infraestructura necesaria para conectar la planta solar a esta red y para minimizar la pérdida de electricidad en el proceso de transmisión (Al Garni y Awasthi, 2017; Doorga et al., 2018).

La cercanía y acceso a carreteras y vías de transporte es un criterio relevante para facilitar el traslado de los materiales de construcción al sitio elegido, para que los empleados se trasladen fácilmente al sitio de trabajo, así como para darle servicio de mantenimiento y renovación a la planta en caso de ser necesario (Doorga et al., 2018).

Por su parte, la proximidad a áreas residenciales es un factor cuyos efectos no están establecidos en la literatura. Por un lado, se considera que la cercanía es favorable para facilitar la construcción, reparación y el mantenimiento de las instalaciones, así como el traslado de los empleados al sitio (Al Garni y Awasthi, 2017). Contrariamente, es posible considerar la cercanía a áreas residenciales como desfavorable, puesto que las plantas solares implican impactos ambientales en las zonas aledañas al sitio (Noorollahi et al., 2016). Algunos de los efectos negativos son campos electromagnéticos, exposición a químicos, ruido, cambio en el paisaje y uso de tierra, posibilidades de incendios, entre otros (Kiley, 2023). Zoghi et al. (2017) indican que la cercanía puede ser favorable siempre y cuando exista cierta distancia que separe los centros residenciales de las plantas.

#### 4.1.1.2.4. Criterios de exclusión

Los criterios de exclusión corresponden a aquellas zonas que no son aptas para la instalación de plantas de EF. En estos sitios no es posible construir porque ya existe algo construido (como los aeropuertos o asentamientos humanos) o porque tienen un valor para la sociedad (algunos ejemplos son los cuerpos de agua, sitios con vegetación/animal o sitios religiosos).

Los principales sitios por excluir de acuerdo con diversos autores (Sánchez-Lozano et al., 2013; Noorollahi et al., 2016; Zoghi et al., 2017; Al Garni y Awasthi, 2017; Doljak y Stanojević 2017; Doorga et al., 2018) adaptados a las variables espaciales homologas que existen para Sonora, son:

- Las líneas de transmisión son obtenidas de CENACE (2016) y son las líneas de corriente directa que se encuentran en Sonora. En este caso se excluyeron zonas a 0.1 km alrededor de las líneas, que sería el área donde no es posible construir. Lo anterior siguiendo a Noorollahi et al. (2016).
- Sitios considerados patrimonio de la humanidad, lo que contempla diferentes reservas, áreas y zonas protegidas como son las áreas destinadas voluntariamente a la conservación (CONANP, 2021a) y las áreas naturales protegidas (CONANP, 2021).
- Los sitios de vegetación nativa y vida animal, información que se encuentra a partir de los datos de uso de suelo y vegetación de INEGI (2017). Principalmente para delimitar la vegetación a preservar se contemplaron los diferentes tipos de bosques, selvas, manglares y otras formas de vegetación.
- Los sitios destinados a la producción agrícola y acuícola, pueden ser identificados mediante la información de uso de suelo y vegetación de INEGI (2017).
- Sitios correspondientes a cuerpos de agua, incluyen lagos, lagunas, ríos, estanques, canales, áreas inundables, entre otros continuos de agua que INEGI (2009) tiene sobre Sonora.
- Los centros urbanos son las manchas urbanas y rurales (INEGI, 2016), que incluyen los asentamientos rurales y urbanos en Sonora.
- Los sitios turísticos, religiosos, aeropuertos y otros; se asemejan en los sitios de interés (INEGI, 2020c) que incluyen los sitios mencionados anteriormente, así como aduanas, estadios, universidades, zonas industriales y más. Debido a la naturaleza puntual de estos datos, se excluyeron las áreas a 3 km alrededor de cada punto.
- El tipo de propiedad excluida para la construcción de plantas solares es la propiedad social que se encuentra en la carta catastral de Sonora (INEGI, 2016a). En México la propiedad social se compone por núcleos agrarios en la forma de ejidos y comunidades con derechos antiguos sobre la tierra, como el caso de diversas comunidades indígenas (CEDRSSA, 2015). En Sonora, según INEGI (2016a), este tipo de propiedad representa alrededor del 37.13% del territorio.
- La red vial abarca andadores, avenidas, bulevares, calles, callejones, caminos, carreteras, retornos, veredas y otros tipos de vialidades (INEGI, 2020c). Similar a las líneas de transmisión se excluyen las áreas a 0.1 km alrededor de las vialidades, similar a Noorollahi et al. (2016), donde no sería posible construir.

- Lugares con una inclinación mayor a 10 grados, siguiendo a estudios recientes (Noorollahi et al., 2016; Doorga et al., 2018) y para no excluir tanto territorio de Sonora. La inclinación se estima a partir del Continuo de Elevaciones Mexicano (INEGI, s.f.a)

#### 4.1.1.3. Datos meteorológicos

Los datos meteorológicos se obtienen gracias a CESAVE-SIAFESON (2020), SIAFESON es un proyecto con el objetivo de proporcionar a los productores agrícolas, las herramientas para estar preparados contra posibles eventualidades con causa meteorológica, como heladas, plagas, entre otros (SIAFESON, s.f.).

En el pasado, Sonora contaba con la red Agrosón que era la fuente de datos meteorológicos más importante de la entidad, no obstante, un diagnóstico efectuado en 2011 reveló que estas se encontraban en condiciones inadecuadas para garantizar su funcionamiento, por lo que SAGARHPA encargó el cuidado y mantenimiento de la red al CESAVE que contaba con personal e infraestructura para mantener la red a partir de octubre de 2014, que fue renombrada REMAS y a la cual se le han agregado estaciones con el paso del tiempo (CESAVE-SIAFESON, s.f.a).

De esta forma, la REMAS tiene el propósito generar, procesar, almacenar e informar sobre datos meteorológicos (CESAVE-SIAFESON, 2020). Para ello se cuenta con más de 100 estaciones meteorológicas repartidas a lo largo de Sonora (CESAVE-SIAFESON, 2020).

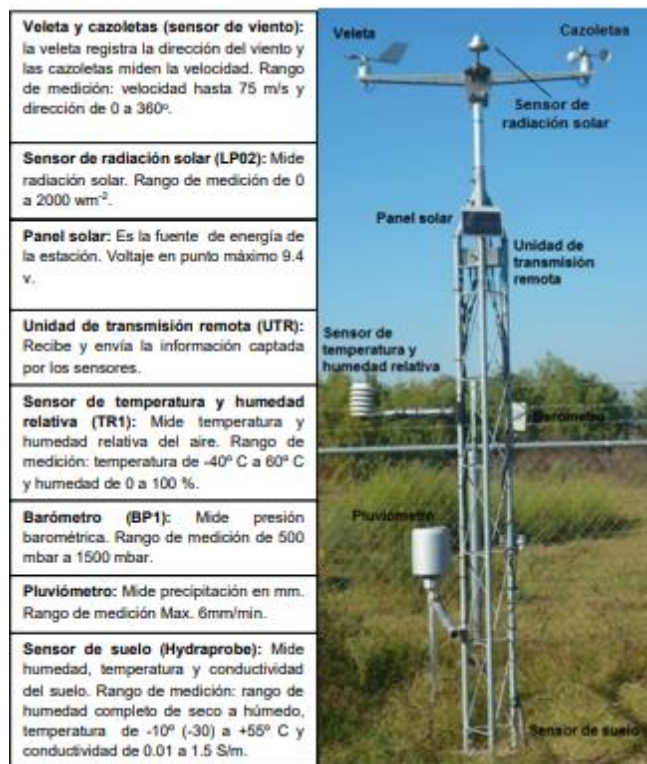


Figura 4.2. Estación meteorológica de REMAS

Fuente: CESAVE-SIAFESON (2017: 3)

Como se puede ver en la Figura 4.2, cada estación meteorológica consiste en un sensor de viento, un sensor de irradiancia (LP02), un panel solar para dar energía a la estación, una unidad de transmisión remota, un sensor de temperatura y humedad (TR1), un barómetro (BP1), un pluviómetro y un sensor de suelo (CESAVE-SIAFESON, 2017).

El sensor LP02 es de clase C (segunda clase) espectralmente plano que se alinea al ISO 9060:2018 y monitorea el espectro solar completo (Campbell Scientific, s.f). El sensor cuenta con una Termopila que permite al instrumento el ser usado en condiciones desfavorables, como días nublados, con rayos reflejados, bajo sombra, entre otros (Campbell Scientific, s.f).

En CESAVE-SIAFESON (s.f.) se presentan diversos documentos para la correcta limpieza de los elementos que conforman la estación meteorológica, cambio de baterías, conexiones de la unidad de transmisión remota (necesaria para enviar la información captada), entre otros. De acuerdo con CESAVE-SIAFESON (s.f.a), las estaciones se visitan cada 15 días, para revisar su condición, así como realizar procedimientos de limpieza y mantenimiento. El cambio de los sensores se realiza cada cuatro años, siguiendo especificaciones del productor.

Una aclaración importante es que las horas de luz solar no son una variable medida por las estaciones de CESAVE-SIAFESON (2020), pero es posible inferir la variable al contar las horas en las que se tiene una irradiancia mayor a un cierto límite para cada estación.

#### 4.1.1.4. *Espacialización*

El objetivo central de este apéndice es especificar las diferentes formas de obtención, generación o interpolación de datos espaciales, para obtener las variables representativas que corresponden a los criterios de selección y exclusión para la identificación de los sitios con mejores condiciones para la generación de energía fotovoltaica.

En general se emplearon 4 técnicas para generar u obtener los datos espaciales, que son:

- Adquisición directa de datos espaciales: esto es, se descargan los datos de fuentes oficiales, como INEGI y CONANP, para ser usados directamente o transformados de acuerdo con el criterio en cuestión. Ejemplos de estos son: los sitios de vegetación nativa y vida animal, los cuerpos de agua, los centros urbanos, la inclinación, la altura, entre otros.
- Cuando solo se tiene una representación en forma de imagen de los datos, esta imagen se georreferencia usando ArcMap, marcando puntos iguales en la imagen y la representación vectorial del estado de Sonora. Luego, con la herramienta de edición de ArcMap, se aproximan las diferentes características relevantes del mapa. Se propone usar este método para las líneas de transmisión y la propiedad social en Sonora.
- En el caso de la cercanía o proximidad a áreas de interés; que es el caso de las carreteras, las manchas urbanas y las líneas de transmisión, la técnica usada es la de camino-distancia de ArcMap, que toma en cuenta tanto la altura como la distancia plana (ESRI, s.f.b). Para más detalle véase el Anexo 4.1.
- La última herramienta es la interpolación espacial, que consiste en transformar datos puntuales a continuos. La información puntual se obtiene gracias a las estaciones meteorológicas de CESAVE-SIAFESON (2020). En este caso se separan los datos en 80-

20%, aplicando diferentes métodos al 80% de las estaciones y verificando cual tiene menores métricas de error en el 20%. Los métodos de interpolación espacial son: la distancia inversa ponderada, el kriging ordinario, el kriging simple, la regresión kriging y un método propuesto denominado regresión IDW (véase el Anexo 4.2.3). Las métricas de error son: el error cuadrático promedio, el error absoluto promedio y la bondad de ajuste de regresión sin constante, ya que solo en ese caso se encontró correlación. Las variables a las que se aplica la interpolación espacial son la irradiancia, temperatura, humedad relativa, velocidad del viento y duración de la luz solar. El proceso y los métodos de interpolación espacial empleado se detalla en el Anexo 4.2.

En los diferentes métodos, cuando se tienen datos vectoriales, se transforman a ráster usando una de las técnicas de conversión de ArcMap o Qgis, según sea el caso que lo permita. A continuación, se explican a más detalle los últimos dos métodos mencionados.

Algunas consideraciones importantes para la espacialización de las variables meteorológicas son:

- Irradiancia: Las unidades de esta variable son Watts sobre metros cuadrados  $-W/m^2-$  (CESAVE-SIAFESON, 2017). Para la interpolación espacial se compararon los métodos de Distancia Inversa Ponderada, kriging simple, kriging ordinario, regresión kriging y uno adicional que combina la lógica de la regresión kriging, solo que en lugar de usar kriging para la interpolación espacial del error, se usó el IDW. Lo anterior se llevó a cabo debido a que en algunas variables meteorológicas, el método de IDW fue el que tuvo mejores resultados para la interpolación espacial, sin embargo, al combinar la regresión con el IDW para interpolar el error de la regresión, se obtuvieron menores métricas de error para las estaciones de prueba. En los dos métodos de interpolación espacial que usan regresiones, se empleó la irradiancia horizontal global de Solargis (2017) como variable explicativa. Un factor a destacar es que no se incluyó constante de regresión, debido a que solo en este caso se encontró correlación, lo cual es lógico, debido a que si no existe irradiancia horizontal global, tampoco hay irradiancia. Cabe mencionar que se probaron distintas bandas satelitales que también cumplían con esta relación, pero tuvieron menor capacidad predictiva. Como es el caso de casi todas las bandas de reflectancia en la superficie de Sentinel-2 de The European Space Agency (s.f.) y de las de LANDSAT 8 de reflectancia en la cima de la atmosfera de la USGS (s.f.). Los códigos para obtener los promedios de las bandas usadas para el ráster de Sonora de estos dos satélites se presentan en los anexos 5.1 y 5.2, respectivamente.
- Temperatura: Esta variable esta expresada en grados Celcius  $-^{\circ}C-$  (CESAVE-SIAFESON, 2017). De forma similar que para la irradiancia, se comparan los métodos de interpolación espacial con las métricas de error anteriormente mostradas. Es importante mencionar que para la temperatura, como son el hecho de que se usaron datos de Solargis (2017) y de la USGS (s.f.), con la diferencia que en el caso de la primera se empleó la temperatura estimada en la superficie y en la segunda las bandas 11 y 12 de LANDSAT 8 (que son los diferentes espectros térmicos).

Para los métodos de interpolación espacial con regresión se probaron diversas imágenes ráster que incluyen diversas bandas de The European Space Agency (s.f.), especialmente las relacionadas con la presión del vapor y el grosor óptico de los aerosoles, la temperatura de Solargis (2017), así como diversos datos meteorológicos de los satélites ERA5 (Copernicus, 2021) y NOAA (s.f.).

En el caso de los métodos de regresión, se emplearon principalmente las bandas de presión del vapor de agua y grosor del aerosol óptico de The European Space Agency (s.f.).

Para la regresión kriging y regresión-IDW se empleó la banda 11 de LANDSAT 8 (USGS, s.f.). También se probaron otros datos de Solargis (2017), así como diferentes bandas electromagnéticas de The European Space Agency (s.f.).

- **Inclinación del terreno:** se calcula con base en el Continuo de Elevaciones Mexicano de INEGI (s.f.a), usando el método geodésico para la estimación con el software Arcmap. Las unidades de esta variable son grados. Para más detalles revítese el Anexo 5.14. Al final se restringe la inclinación a zonas menores a 10 grados usando la calculadora de ráster de Arcmap con su herramienta condicional.
- **Elevación:** para representarla se usa el Continuo de Elevaciones Mexicano de INEGI (s.f.a) que usa enteros positivos y negativos para hacer alusión a la altura relativa de un lugar.
- **Orientación del terreno:** se estimó usando como base al Continuo de Elevaciones Mexicano de INEGI (s.f.a), con el método geodésico del software Arcmap. El cálculo de la orientación se presenta en el Anexo 5.15. Las diferentes direcciones posibles se categorizan automáticamente por el software en cuestión.
- **La red vial:** las carreteras y otras vialidades se tomaron de la Red Nacional de Caminos obtenida de INEGI (2020c). Cabe mencionar que la Red Nacional de Caminos incluye diferentes tipos de vialidades; como carreteras, caminos, veredas, entre otras (Instituto Mexicano del Transporte, 2020); por lo que para tener las carreteras se excluyeron las demás características. Originalmente se encontraba en formato vectorial o shapefile, que se transforma usando la herramienta de conversión de Arcmap de polilínea a ráster, debido a que este formato es necesario para estimar la proximidad relativa hacia esta variable.
- **Áreas urbanas:** Para aproximarlas se usan las manchas urbanas y rurales respectivas a Sonora (INEGI, 2016). En este caso la representación en ráster es resultado de la conversión de vectores y sus centroides a la forma ráster.
- **Líneas de transmisión eléctrica:** La vectorización de las líneas de transmisión requirió de un proceso particular, a diferencia de los datos mostrados anteriormente. Esto fue consecuencia de que no se encontró disponibilidad de datos vectoriales de la infraestructura eléctrica nacional o del Estado, por lo que se recurrió a la imagen del sistema eléctrico sonorenses presentado en la Figura 2.15 y se georreferencio a diferentes puntos comunes con una representación vectorial de Sonora. Dicha georreferenciación se puede consultar en el Anexo 5.3. Una vez realizado este proceso se pasó a crear las líneas de transmisión directamente como polilíneas. Todo el procedimiento para lograr esta representación vectorial se realizó en Arcmap.

La transformación de vector a ráster de las líneas de transmisión eléctrica obtenidas usando el procedimiento mencionado en el párrafo anterior, es resultado de aplicar la herramienta de conversión de polilínea a ráster de Arcmap.

El ráster de proximidad a las líneas de transmisión se obtiene usando el algoritmo de camino distancia que se empleó en los apéndices 5.14 y 5.15.

#### 4.1.1.5. Proceso Analítico Jerárquico

La herramienta AHP-GIS se emplea para encontrar los pesos relativos correspondientes a las variables espaciales que determinan la idoneidad de un sitio para la producción de electricidad con tecnología fotovoltaica (Doorga et al., 2018). La metodología AHP-GIS tiene la capacidad de medir y sintetizar una amplia variedad de aspectos de un proceso de decisión complejo de forma jerárquica, facilitando combinar las partes en un todo que permite elegir (Amini y Amin, 2016), es decir, estructura el proceso de decisión de un problema de estudio que depende de una serie de factores independientes (Bottero et al., 2011).

El funcionamiento del AHP-GIS se sustenta en la estimación de ponderaciones prioritarias de una serie de criterios en una matriz cuadrada de comparación de pares múltiples, dicha matriz es positiva y si los pares de comparación son totalmente consistentes, es recíproca (Amini y Amin, 2016). Los elementos de decisión se comparan en pares en términos de su importancia relativa, esta se determina en una escala de nueve puntos, llamada “Escala Fundamental de Saaty”, y numéricamente las ponderaciones a cada nivel de la jerarquía hacen los pares de matrices (Bottero et al., 2011). La definición e implicación de la escala de intensidad de nueve puntos se presentan en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Definición e implicación de la escala de intensidad de nueve puntos

Intensidad del peso relativo	Definición	Implicación
1	Igual importancia	Dos criterios contribuyen igualmente a los objetivos
3	Moderadamente más importante	Un criterio contribuye ligeramente más que otro
5	Significativamente más importante	Un criterio contribuye significativamente más que otro
7	Muy significativamente más importante	Un criterio contribuye muy significativamente más que otro
9	Extremadamente más importante	Un criterio contribuye extremadamente más que otro
2, 4, 6, 8	Valores intermedios	Se emplean para representar compromiso entre las prioridades enlistadas arriba

Fuente: Elaboración propia con base en Doorga et al. (2018)

Nota: Propiedad de reciprocidad, si un criterio  $i$  tiene asignado un número no cero en comparación con  $j$ , entonces  $j$  tiene un valor recíproco al compararse con  $i$  (Doorga et al., 2018; Amini y Amin, 2016).

Esta escala tiene la capacidad de comparar factores que no tienen una unidad común de medida y está justificada en que la comparación aislada a dos elementos permite comparar esa relación sin considerar otros factores (Saaty, 1990). Para llegar a un consenso sobre la preferencia de los criterios en la comparación pareada se toman las preferencias individuales y se realiza una unidad media para decidir (Nantes, 2019).

La matriz de comparación debe cumplir con las propiedades de transitividad y proporcionalidad, para que exista congruencia entre las decisiones elegidas es necesario que todos los valores consensados en la matriz de comparación (Nantes, 2019). Estas propiedades se pueden ejemplificar como:

- La propiedad de transitividad se puede ilustrar con que, si la temperatura más baja es más deseable que velocidad del viento alta, y velocidad del viento es mejor que humedad relativa. Entonces temperatura es más deseable que humedad relativa.
- La propiedad de proporcionalidad es sobre la magnitud de las relaciones (Nantes, 2019). Por ejemplo, si la irradiancia es dos veces más deseable que la temperatura, la temperatura es 4 veces más importante que la velocidad del viento. Entonces la irradiancia tiene que ser 8 veces mayor en la escala de Saaty que la velocidad del viento.

Para comprobar que se tiene consistencia en los valores de las matrices de comparación, se realiza un procedimiento de algebra lineal en el que los pesos relativos de los elementos de cada nivel con respecto a un elemento adyacente del próximo nivel se designan como componentes del eigenvector asociado al eigenvalor más grande de la matriz de comparación (Bottero et al., 2011). Las inconsistencias salientes del método de eigenvector se determinan por el Índice de Consistencia (CI por sus siglas en inglés) como (Doorga et al., 2018):

$$CI = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1}$$

Donde  $\lambda_{max}$  es el máximo eigenvalor y n es el número de columnas o renglones en la matriz de selección o ponderación. Además, del método de eigenvector se desprende una medida natural de consistencia, denominada Ratio de Consistencia (CR por sus siglas en inglés) y se expresa como (Bottero et al., 2011):

$$CR = \frac{CI}{RI}$$

RI es el Índice Aleatorio (RI por sus siglas en inglés) del índice de consistencia, en escala de nueve puntos, generado aleatoriamente por una matriz recíproca (Amini y Amin, 2016). Según Amini y Amin (2016), el CR donde RI es función del tamaño de la matriz y CR es menor a 0.1 o 10% es el límite aceptable, en caso de no cumplirse se debe revisar y ajustar la metodología.

#### 4.1.1.6. *Ponderación de los criterios de selección*

Una vez aplicado el Proceso Analítico Jerárquico a las variables que tienen un efecto significativo sobre el objetivo del estudio, en este caso la generación de electricidad vía el proceso fotovoltaico, se obtienen los valores de ponderación de los criterios de selección, los cuales representan la importancia relativa de esos criterios. Debe destacarse que el factor más relevante para la generación de energía fotovoltaica es la irradiancia, hecho respaldado por la literatura científica (Al Garni y Awasthi, 2017; Doorga et al., 2018; entre otros) y por los informes de las plantas solares ubicadas en Sonora (BDAN2017; BDAN, 2017a; Engie 2018).

Cabe mencionar que, dentro de esta metodología, se considera que los expertos y/o tomadores de decisiones lleven a cabo la asignación de los pesos relativos con base en el contexto del lugar

y fenómeno de estudio, porque en realidad no existe un protocolo general para aplicar estas herramientas (Doorga et al., 2018).

Para establecer la importancia relativa de los criterios se basó en la literatura que realiza investigaciones similares como Sánchez-Lozano et al. (2013), Chen et al. (2014), Noorollahi et al. (2016), Zoghi et al. (2017), Doljak y Stanojević (2017), Al Garni y Awasthi (2017) y Doorga et al. (2018). Ejemplos de pesos atribuidos a los criterios de selección, encontrados en la literatura para variables espaciales, se presentan en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2: Pesos atribuidos a los criterios de selección obtenidos de la literatura

Criterio de evaluación	Sánchez-Lozano et al. (2013)	Chen et al. (2014)	Noorollahi et al. (2016)	Zoghi et al. (2017)	Doljak y Stanojević (2017)	Al Garni y Awasthi (2017)	Doorga et al. (2018)
Irradiancia (MJ/m <sup>2</sup> día)	0.238	0.12	0.275	0.25	0.305	0.350	0.401
Duración de luz solar (horas)	-	-	-	0.19	0.184	-	0.131
Temperatura ambiente (°C)	0.048	0.116	0.071	-	0.111	0.237	0.033
Humedad relativa (%)	-	-	0.041	0.043	0.048	-	0.016
Elevación del terreno (m)	-	-	0.081	0.059	-	-	0.021
Inclinación del terreno (%)	0.112	0.096	0.08	0.042	0.153	0.159	0.194
Orientación de la inclinación (%)	0.048	0.09	-	0.066	0.077	0.106	0.046
Proximidad a red eléctrica (km)	0.325	0.09	0.112	0.05	-	0.070	0.093
Proximidad a vialidades (km)	0.043	0.098	0.088	0.032	-	0.046	0.065
Proximidad a zonas urbanas (km)	0.028	-	0.081	0.014	-	0.032	-

Fuente: Elaboración propia con base en los autores citados en la primera columna.

En cuanto a la literatura de las plantas fotovoltaicas en Sonora, la revisión realizada arrojó que existe una importante carencia en el desarrollo de este tema, sin embargo, se lograron identificar algunas referencias. Una de ellas es Engie (2018), quien menciona que la irradiancia promedio del sitio y la cercanía a la red eléctrica nacional son factores relevantes para la selección de los sitios para generar EF. De forma similar, los informes financieros de dos plantas fotovoltaicas al Banco de Desarrollo de América del Norte -BDAN- (BDAN2017; BDAN, 2017a), hacen alusión a la importancia de la alta irradiancia incidente en el sitio como factor de selección.

#### 4.1.1.7. Ponderación de combinaciones lineales

Por último, para la identificación de sitios más factibles para producir EF en forma geoespacial, se emplea el método de Ponderación de Combinaciones lineales (WLC por sus siglas en inglés), que se usa para combinar las capas ráster resultantes del proceso de jerarquización y reclasificación de los criterios de evaluación usando el entorno GIS (Doorga et al., 2018), es decir, es una forma de ponderación de las capas ráster, que representan la forma espacial de los criterios de selección, usando los pesos resultantes de aplicar el AHP a estas variables.

En el entorno ArcGIS el método de WLC corresponde a la herramienta “weighted overlay”, que traducida significa una superposición ponderada (Rinner y Voss, 2013). De esta forma, la localización de los sitios más idóneos para instalar plantas de energía fotovoltaica se identifica a

través del método de WLC, donde los criterios de selección se ponderan mediante la suma de sus capas con sus pesos relativos extraídos con el método AHP (Doorga et al., 2018).

La superposición ponderada, que cae en el área de análisis estadístico bivariado, es un análisis combinatorio relativamente simple en el que se asignan pesos a los factores causales en su relación con el objeto de estudio (Pardeshi et al., 2013). Para determinar la significancia estadística y el valor numérico del peso relativo de los aspectos causales se usa la función de discriminación bi-variada, que tiene la siguiente forma (Nagarajan et al., 2000; Doorga et al., 2018; Malczewski, 2000).

$$SA_i = w_1X_{i1} + w_2X_{i2} + w_3X_{i3} + \dots + w_nX_{in}$$

Lo cual se puede expresar como:

$$SA_i = \sum_{j=1}^n w_j X_{ij}$$

Donde  $SA_i$  es el indicador de idoneidad para el  $i$ -ésima área,  $w_j$  es el peso relativo de criterio  $j$ ,  $X_{ij}$  es el valor estandarizado del área  $i$  respecto al criterio  $j$ , y  $n$  es el número total de criterios de evaluación (Malczewski, 2000; Malczewski en Doorga et al., 2018).

El valor estandarizado de los criterios en este estudio se basa en referencias de la literatura con respecto a este mismo proceso de optimización. Específicamente, con base en Doorga et al. (2018) con clasificación en un rango de 1 a 9. Esta reclasificación va progresivamente de menor a mayor idoneidad y los rangos de clasificación se obtuvieron emplean 9 clases de rupturas naturales (Jenks).

Si bien esta herramienta ha sido usada extensivamente en distintas áreas del conocimiento y ha probado ser confiable (Doorga et al., 2018), su empleo comúnmente se da sin la comprensión completa de los supuestos de esta metodología; donde los dos elementos críticos a comprender son los pesos asignados atribuidos a los mapas y los procesos derivados de ponderar los atributos en los mapas (Malczewski, 2006).

#### 4.1.2. Generación de energía eléctrica en los sitios óptimos

En esta sección se revisan las herramientas para predecir la cantidad de energía eléctrica que se puede generar en los sitios considerados como zonas óptimas para la instalación de plantas fotovoltaicas. Principalmente se lleva a cabo usando técnicas aritméticas con mapas que incluyen las variables de irradiancia, temperatura y velocidad del viento.

La cantidad de energía eléctrica generada en condiciones de sitio, lo que quiere decir que la medición de la intensidad de la irradiancia se realiza en sitio. En este caso con el supuesto de que los paneles están orientados horizontalmente con respecto al suelo. Entonces la energía eléctrica generada se estimada principalmente con la siguiente ecuación (Obukhov et al., 2017):

$$W = S * n_1 * n_2 * A_e * N_t$$

Donde  $W$  es la cantidad de energía eléctrica estimada ( $W$ );  $S$  es la intensidad promedio de irradiancia por unidad de área ( $W/m^2$ );  $n_1$  es la eficiencia de las celdas en condiciones de prueba

estándar, comúnmente temperatura de celda de 25°C, irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup> y masa de aire de 1.5, (Ropp et al., 1997; Omran, 2010; Chung, 2020);  $n_2$  es la eficiencia de la conversión de energía (corriente continua a corriente alterna;  $A_e$  es el área de las celdas solares (m<sup>2</sup>) y  $N_t$  es el número de celdas solares).

La ecuación anterior se multiplica por las horas que dura el sol a cierto nivel de irradiancia para tener Wh y se divide entre al área del píxel hacer la estimación de electricidad como Wh/m<sup>2</sup>. Suponiendo que hubiera celdas solares en toda área usable, la ecuación queda como:

$$W = S * n_1 * n_2 * H_{luz}$$

De la ecuación anterior, se puede inferir que la cantidad de energía eléctrica se estima a partir del supuesto de que los paneles solar están en posición horizontal con respecto al sol. Para mejores estimaciones, se usa la ecuación de la eficiencia de las celdas solares de Ropp et al. (1997), usada posteriormente en investigaciones como Chung (2020) y Omran (2010), que tiene la forma:

$$n_1 = n_{stc} * (1 + K_T * (T_c - T_{STC}))$$

En la ecuación anterior  $n_{stc}$  es la eficiencia máxima de la celda a temperatura de prueba en condiciones estándares,  $K_T$  es un coeficiente termal de la celda solar que se obtiene experimentalmente,  $T_c$  es la temperatura de la celda solar y  $T_{STC}$  es la temperatura de prueba en condiciones estándar de la celda, que generalmente es de 25°C (Ropp et al., 1997; Omran, 2010; Chung, 2020).

Para estimar la temperatura de la celda solar se recurre a la siguiente ecuación (Faiman, 2008):

$$T_c = T_{amb} + \frac{S}{U_o + U_1 * W_c}$$

Aquí  $U_o$  es el coeficiente que describe el efecto de la irradiancia en la temperatura de la celda en el modelo de Faiman,  $U_1$  es la constante que describe el enfriamiento por el viento en el mismo modelo (Koehl et al., 2011),  $T_{amb}$  es la temperatura ambiente y  $W_c$  es la velocidad del viento a la altura del módulo (Huld y Gracia Amillo, 2015). Por su parte,  $W_c$  está dada como (Huld y Gracia Amillo, 2015):

$$W_c = \left( \frac{d_c}{d_{ane}} \right)^{0.2} * W_{ane}$$

En la ecuación anterior  $d_c$  es la altura de la celda,  $d_{ane}$  es la altura de la medición de la velocidad del viento (que se hace con anemómetros) y  $W_{ane}$  es la velocidad del viento a la altura del anemómetro o donde se mide (Huld y Gracia Amillo, 2015).

Es importante remarcar que la cantidad de energía eléctrica se estima a partir del supuesto de que los paneles solares están en posición horizontal con respecto al sol. Que seria similar a como se encuentran los sensores de irradiancia solar (W/m<sup>2</sup>) de CESAVE-SIAFESON (2020).

## **4.2. Estimación de la máxima capacidad de consumo de energía fotovoltaica del sector empresarial y paraestatal de México con econometría espacial**

La idea central de este apartado metodológico es que existe una desagregación de cualquier variable económica en término de precios por cantidades. De forma que, dada una cantidad necesaria de energía en un periodo de tiempo para un nivel de actividad específico, se puede estimar la cantidad máxima de EF que se puede sustituir por energía convencional. Por lo anterior, es posible estimar un incremento en el consumo energético, suponiendo que se dé por una transición hacia la EF, usando econometría espacial, para ello se propone el uso de la prueba de Wald de restricción de los coeficientes y consideraciones de las diferencias de precios promedio de la electricidad.

En esta sección se definen las metodologías para estimar qué tanta energía fotovoltaica puede consumir el sector privado sin afectar su producción. Para ello primero se definen las relaciones empíricas que diversos estudios han identificado entre el consumo eléctrico y la producción, después se plantea la forma de la regresión espacial para modelar la causalidad del consumo eléctrico a la actividad económica, luego la prueba para ver qué tanto se puede incrementar el gasto sin afectar la actividad económica, posteriormente se analiza cómo optimizar esta prueba de forma que sea posible saber la máxima cantidad que puede consumir este sector y, por último, se estima a qué cantidad de electricidad fotovoltaica se puede relacionar este monto suponiendo que la transición es solamente a esta energía. Para esto principalmente se recurre a la econometría espacial y pruebas estadísticas.

### **4.2.1. Regresión para la estimación de las relaciones de la producción y el consumo de energía eléctrica del sector privado y paraestatal de México**

La especificación de un modelo espacial requiere de algunos pasos para su correcta identificación y aplicación, debido a que se deben considerar diversas condiciones espaciales de los datos. Estas etapas incluyen las pruebas de autocorrelación espacial, los diferentes modelos espaciales que se pueden emplear y las diversas consideraciones necesarias para la selección del modelo. Estos se revisan a profundidad en el Anexo 4.3.

Con el fin de encontrar cuál es la cantidad máxima de energía fotovoltaica que puede consumir este sector, se hace una consideración importante sobre su actividad económica, qué tanto puede cambiar su consumo sin afectar la producción de bienes y servicios, por lo cual es necesario identificar una relación causal entre la actividad económica y el gasto de electricidad del sector.

Comúnmente, se considera que el vínculo causal de consumo eléctrico o energético con la producción es que el primero se trata como un insumo del segundo, es decir, que el consumo eléctrico causa a la producción (Ucan y Yücel, 2014). Y esto puede identificarse empíricamente para ciertos países para temporalidades específicas (véase Apergis y Payne, 2009; ; Barreto y Campo, 2012; Enu y Havi, 2014). Teóricamente es posible plantear 4 tipos de causalidades, que son (Behera, 2015; Zamarripa Villa, 2016; Twerefou et al., 2018):

- Consumo eléctrico causa al producto (CE->P).

- Producto causa al consumo de electricidad (P->CE).
- CE->P y P->CE (CE<->P).
- No se presenta relación causal (CE~P).

Esta disyuntiva en cuanto a las formas que puede tomar la causalidad entre la producción y el consumo eléctrico, se puede apreciar en los resultados de diversos estudios internacionales. Un ejemplo importante es Yasar (2017), que hace un trabajo con 119 naciones para analizar el vínculo entre el consumo eléctrico y la producción; concluyendo que la causalidad varía dependiendo del nivel ingreso de los países.

Huang et al. (2008) analizan la causalidad de estas variables para 82 naciones, agrupándolos de acuerdo con el nivel de ingreso que establece el Banco Mundial, sus resultados son que no se presenta esta relación significativamente para las naciones con bajo nivel de ingreso, en los de medio y alto ingreso el producto causa al consumo eléctrico

Chontanawat y Pierse (2016) realizan un estudio sobre 30 países pertenecientes a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos y 78 que no pertenecen a esta organización, sus resultados sugieren que la relación bidireccional es más estrecha en los países de la asociación, que a su vez en su mayoría son naciones desarrolladas.

Lee (2006) hace una investigación en diferentes países desarrollados, con el propósito de evaluar este vínculo para naciones similares. El autor encuentra una relación neutral para el Reino Unido, Alemania y Suecia; causalidad bidireccional para los Estados Unidos; y unidireccional (CE->P) en Canadá, Bélgica, los países bajos y Suiza.

Ozturk et al. (2010) incluyen en su trabajo a 51 naciones de ingreso medio y bajo, concluyendo que la relación P->CE se presenta en los de bajo ingreso y CE<->P en los de medio. Apergis y Payne (2009) estudian 6 países de América Central; Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá; identificando que el consumo eléctrico causa a la producción.

Soytas y Sari (2003) evalúan la causalidad entre el consumo eléctrico y la producción para países del G-7 y naciones emergentes, detectando el vínculo CE<->P en Argentina; P->CE en Italia y Corea; así como CE->P en Turquía, Francia, Alemania y Japón. Por su parte, Cheng (1997) busca analizar esta relación para México, Venezuela y Brasil, solo identificando causalidad positiva para este último.

De forma similar, estudios sobre estas relaciones en México encuentran resultados diversos. Por ejemplo, Dieck-Assad y Peralta (2012) vinculan la productividad, expresada como producción entre remuneraciones con relación a los precios de energía en México de 1965 a 2004; encontrando que la productividad aumenta conforme se incrementa el uso de energéticos, pero disminuye si aumentas los precios de estos.

Massa y Rosellón (2020) modela la relación de la producción con la generación de electricidad en México de 1965 a 2018, usando la prueba causal de Granger y llegando a la conclusión de que no parece existir causalidad en este sentido. Recordando que la causalidad de Granger se puede interpretar en términos simples, como que la predicción Y mejora al usar valores pasados de X (Roebroek, 2015). En el caso de Massa y Rosellón (2020), sus resultados se pueden

interpretar como que los hacedores de políticas públicas no deberían considerar cambios en la producción de energéticos, si el objetivo es afectar la producción económica.

Gómez y Rodríguez (2015) investigan la causalidad entre el crecimiento económico y el consumo de electricidad, y concluyen que la relación causal va del crecimiento al gasto para México, usando datos de 1971 a 2011. Estos autores, similar a los anteriores, infieren que políticas públicas centradas en la conservación de energía pueden tener poco impacto en el incremento de la actividad económica.

German-Soto (2020) busca identificar la relación causal entre la producción per cápita y el consumo de electricidad en México de 1940 a 2018, identificando un punto de quiebre en 1985. De forma que la relación de 1940 a 1985 va de consumo energético a producción en una sola dirección, mientras de 1985 a 2018 es bidireccional para el periodo que corresponde al de apertura económica (German-Soto, 2020).

Por su parte, Zamarripa Villa (2016) encuentran en México de 1993 a 2014 que el consumo de electricidad causa en el sentido de Granger a la producción solo en el corto plazo, debido a que en el largo plazo cambios en el producto interno bruto no conllevan mayores variaciones de consumo de este energético. De forma que se puede inferir como conclusión, qué políticas públicas deben considerarse en plazos cortos de tiempo con el objetivo de causar la producción vía el consumo energético (Zamarripa Villa, 2016).

Neme, Valderrama y García (2015) no encuentran relación causal entre la producción y el agregado del consumo de combustibles y electricidad para el periodo de 2003 a 2012 para el sector manufacturero mexicano. Similarmente, Massa y Rosellón (2017) no identifican causalidad entre el PIB y el consumo de electricidad mexicano usando datos de 1968 a 2014.

Caballero y Galindo (2007) relacionan directamente el producto con el consumo de energía para datos de 1965 a 2004 y sus resultados infieren que conforme crece la economía, también lo hace el consumo de energéticos, pero que este consumo disminuye en el caso de aumentos en los precios de las energías.

Gómez et al. (2018) estudian el vínculo entre producto y energía para México de 1965 a 2014, detectando evidencia de que el consumo energético causa en sentido positivo a la actividad económica en el largo plazo, tanto en su forma agregada, como haciendo una desagregación de este consumo en el sector transporte, residencial e industrial. Por su parte, Barreto y Campo (2012) detectan una casualidad positiva del consumo de energía a la actividad económica para México, usando datos panel de 12 países para el periodo de 1980 a 2009.

Castro Loaiza (2016) usa datos de 1968 a 2013 y concluye que el consumo de energía eléctrica causa en el sentido de Granger al PIB y viceversa, es decir, que existe una relación de causalidad bidireccional entre las dos variables en este periodo de tiempo. Similarmente, Galindo y Sánchez (2005) hacen un estudio para el país de 1965 a 2001, e identifican una relación bilateral entre estas variables.

Resumiendo, en el caso de las investigaciones sobre México, diversos estudios encuentran casualidad significativa para periodos temporales específicos (Barreto y Campo; 2012; Castro Loaiza, 2016), mientras no detectan un vínculo significativo (Neme et al., 2015; Massa y Rosellón,

2017; Massa y Rosellón, 2020). Pocos estudios detectan solamente el vínculo P->CE para el país (Gómez y Rodríguez, 2015).

Otra derivación importante, es que no existe un convenio en los estudios en México sobre si la causalidad es unilateral (CE->P) o bilateral (CE<->P). Diversos estudios del país la modelan como bilateral (Castro Loaiza, 2016; Galindo y Sánchez, 2005; German-Soto, 2020), mientras otros lo hacen unilateralmente (Caballero y Galindo, 2007; Dieck-Assad y Peralta; 2012; Barreto y Campo, 2012; Gómez et al., 2018; German-Soto, 2020).

De esta forma, es posible afirmar que si bien en la literatura hay diferentes estudios que relacionan estas variables para México en distintos periodos (véase Dieck-Assad y Peralta, 2012; Zamarripa Villa, 2016; Castro Loaiza, 2016; Massa y Rosellón, 2020; German-Soto, 2020; entre otros), no hay un acuerdo sobre cómo es esta relación causal.

Si bien la sospecha de causalidad bilateral puede llevar a plantear el problema como un sistema de ecuaciones simultaneas con técnicas de regresión (Majeed y Malik, 2016; Coronado, 2017; Hao et al., 2019), en este estudio la causalidad se toma unilateralmente (CE->P). Esta decisión se fundamenta en que los modelos espaciales de ecuaciones simultaneas se encuentran en etapas iniciales de desarrollo (véase, por ejemplo, Kelejian y Prucha, 2004; Gebremariam, 2007; Baltagi y Deng, 2015; Amba y Mbratana, 2017), porque no representan un cambio notable en la eficiencia (Baltagi y Deng, 2015), porque tienen problemas de especificación en el modelaje y pruebas (Gebremariam, 2007) y puesto que no existe un acuerdo en la literatura mexicana sobre cómo es esta relación (Caballero y Galindo, 2007; Dieck-Assad y Peralta; 2012; Zamarripa Villa, 2016; Castro Loaiza, 2016; German-Soto, 2020).

Cabe destacar que existe una ausencia de estudios espaciales o regionales que modelen estas dos variables en México, así como investigaciones que estimen cómo es posible variar la estructura energética dada una condición específica, como es no cambiar significativamente la producción. A lo anterior se suma la problemática de la poca existencia de datos específicos sobre el consumo eléctrico de los sectores económicos desagregados espacialmente y que el consumo de electricidad fotovoltaica es casi inexistente en el país (ProMéxico, s.f.; ProMéxico, 2017; IEA, 2017).

Además, se encontraron pocos estudios que busquen explicar la producción o crecimiento económico con econometría espacial, que usen el consumo de energía eléctrica como variable explicativa. El que se encontró es de Shuruia et al. (2019) que emplean el modelo espacial dinámico de Durbin aplicado a datos en China de 2006 a 2015. La metodología de este modelo se explica en el Anexo 4.3.

Dado lo anterior, la regresión espacial de forma generalizada que se usa en este trabajo para modelar la causalidad unidireccional de la producción y el consumo de electricidad del sector privado y paraestatal de México, es el modelo de Manski (1993), que contiene todos los regresores espaciales que puede incluir un modelo de este tipo. Quedando la forma abstracta de la regresión, como:

$$PIB = \rho WPIB + \alpha + E\beta + WE\theta + X\beta' + WX\theta' + u, \quad u = \lambda Wu + \epsilon \quad (4.1)$$

Donde E "Es el valor a costo de adquisición que el establecimiento gastó por la utilización de la energía eléctrica; en caso de autogeneración, impute el costo a precios de mercado." (INEGI,

2020b: 61); PIB es el producto interno bruto generado por el sector privado en esa locación geográfica y X es el vector de variables independientes. Nótese que E y X se podrían expresar juntas, pero se separan por motivos de claridad.

También es importante resaltar que conforme las unidades a las cuales se aplica la regresión sean más similares, los resultados del método serán más robustos. Lo anterior se muestra en investigaciones como la de Kim y Kim (2009), donde las regresiones tienen resultados más robustos al separar los países de acuerdo con sus características económicas.

Por lo anterior, una primera consideración, antes de pasar a incluir la variable el incremento en el consumo energético por aumento del precio de la EF, es que debido a que los municipios tienen características y relaciones económicas distintas, se dividirán en los estados del sur, centro y norte, en vista de que existen desigualdades importantes entre las economías del sur y las economías del norte y centro (OECD, 2017).

Además, los estados del norte se diferencian de los del centro, ya que se beneficiaron mayormente del proceso de apertura que trajo el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) debido a su cercanía geográfica con los Estados Unidos de América –EUA- (Marzábal y López Arévalo, 2011).

Lo anterior resulta en que la ecuación (4.1) sea aplicada por separado a cada grupo de estados (sur, centro y norte), con la posibilidad de que las variables pertinentes ( $X_{jt}$ ) sean diferentes para cada grupo, ya que deben expresar las relaciones económicas de cada región.

#### **4.2.2. Metodología para modelar incrementos del consumo eléctrico sin afectar significativamente la producción**

La idea central detrás de esta metodología es que es posible estimar cambios en una variable, en este caso el gasto en electricidad, dada una condición en particular, que no afecte significativamente a la actividad económica del sector. De esta forma, una vez identificadas las relaciones económicas del PIB con el consumo energético, que se obtienen de la ecuación (4.1), se estima qué tanto es posible incrementar el consumo eléctrico del sector empresarial y paraestatal, condicionadas a que no afecten significativamente su producción. Para ello se lleva a cabo la siguiente regresión:

$$\begin{aligned} PIB &= \rho WPIB + \alpha + (E + \Delta E + N)\beta_1 + WE\theta_1 + X\beta' + WX\theta' + u, \\ u &= \lambda Wu + \epsilon \end{aligned} \tag{4.2}$$

Se observa que las únicas diferencias con la ecuación (4.1) es que se agrega un aumento del consumo de electricidad y una variable aleatoria pequeña en magnitud con respecto a esta variación, con el propósito de que genere un cambio tendencial.

Una de las aplicaciones más comunes de la prueba de Wald es detectar cambios estructurales en una serie o modelo temporal, es decir, cuando se sospecha que un evento en un periodo específico de tiempo cambió las relaciones económicas vigentes anteriormente (Stata, s.f.; Jouini y Boutahar, 2005; Casini y Perron, 2018). Otro uso es para especificar valores dados de los coeficientes de regresión (Eviews, 2020; Pustejovsky, 2022).

Derivado de esta última forma de uso, se propone aplicar la prueba Wald de restricciones de los coeficientes para comprobar que  $\beta_1$  de la ecuación (4.2) sea igual a  $\beta$  de la ecuación (4.1), con el propósito de garantizar que los aumentos en el consumo de electricidad, no afecten significativamente la producción de bienes y servicios del sector privado y paraestatal mexicano. Por ello, se aplicará la prueba Wald de restricciones de los coeficientes con la siguiente hipótesis nula:

$$H_0: \beta = \beta_1$$

La distancia Wald ( $W_k$ ) del coeficiente  $\beta$  al coeficiente hipotético  $\beta_1$  es la distancia lineal (medida en unidades de desviaciones estándares), esta distancia está dada como (Greene, 2012):

$$W_k = \frac{\beta - \beta_1}{\sqrt{\sigma^2 S^{kk}}} \quad (4.3)$$

Donde  $\sigma$  es la desviación estándar del coeficiente y  $S^{kk}$  es el k-ésimo elemento del elemento diagonal de la matriz  $(X'X)^{-1}$ , que es el inverso de la matriz transpuesta de la variable por la matriz original -de la variable a la que se le aplica la restricción-, el denominador de la ecuación (1.3) es de normalización (Greene, 2012). El elemento  $X'X$  también se puede describir cómo (Greene, 2012):

$$X'X = \sum_{i=1}^n x_i^2$$

De forma que  $(X'X)^{-1}$  es:

$$(X'X)^{-1} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n x_i^2}$$

En el caso de que  $\beta_1$  sea igual a  $\beta$ ,  $W_k$  tenderá a cero, entonces se rechaza la hipótesis nula cuando  $W_k$  es grande (Greene, 2011). En el caso en que no se conozca  $\sigma$  de la población, esto es, el caso muestral, donde la ecuación (2.3) cambia a (Greene, 2012):

$$t_k = \frac{\beta - \beta_1}{\sqrt{S^2 S^{kk}}}$$

Bajo el supuesto de que  $\beta$  sea igual a  $\beta_1$ ,  $t_k$  tiene una distribución con  $n - k$  grados de libertad, por lo que la prueba se construye para determinar el intervalo de confianza -cuyo valor estándar es al 95%-, esta probabilidad cae en el intervalo (Greene, 2011; Greene, 2012):

$$Prob\{-t_{(1-\alpha),[n-k]}^* < t_k < +t_{(1-\alpha),[n-k]}^*\}$$

Donde el valor  $t_{(1-\alpha),[n-k]}^*$  es el valor t de tabla (Greene, 2011). Con esta construcción no es probable que el valor de  $t_k$  se encuentre fuera de intervalo de confianza. Si esto pasa, lo más probable es que la hipótesis nula ( $\beta = \beta_1$ ) sea incorrecta (Greene, 2012). Cabe recordar que este mismo procedimiento de la prueba de Wald también se aplica a  $\theta_1$  y  $\theta$ , para garantizar que el cambio en consumo energético dado por el aumento en forma de la EF no afecte la producción.

### 4.2.3. Metodología para identificar el máximo aumento posible del consumo de electricidad, condicionado a no impactar significativamente la actividad económica

Una vez propuesta la prueba restricción establecida con la prueba de Wald, cabe cuestionarse ¿Cómo garantizar que el incremento del consumo de electricidad sea la máxima/óptima para el sector privado de México, dada cierta significancia estadística? Para contestar esta pregunta se usa un algoritmo que, una vez conocido el valor del coeficiente original  $\beta$  (de la regresión que no incluye el consumo de energía eléctrica-solar), realiza  $n$  regresiones, tales que:

$$\begin{aligned} PIB &= \rho WPIB + \alpha + (E + n * E + N)\beta_1 + WE\theta_1 + X\beta' + WX\theta' + u, \\ u &= \lambda Wu + \epsilon \end{aligned}$$

Donde  $n$  es una proporción porcentual de  $E$  en la que se va incrementando el consumo eléctrico en cada iteración. A cada regresión se le realiza la prueba Wald, de forma que se obtiene el estadístico correspondiente ( $t_k$ ) y su intervalo de confianza. Este valor se compara con el  $t$  de tabla y en el caso de que se acepte la hipótesis nula (de que el coeficiente  $\beta_1$  es igual a  $\beta$ ) se guarda el resultado, esto es las combinaciones de la variable de EF. Una vez que se tengan todos los resultados que pasen esta prueba se busca aquél que tenga el mayor uso de energía fotovoltaica, con cierto nivel de significancia estadística.

Cabe destacar que el algoritmo con el cual se realice este procedimiento puede ser condicionado, con  $n$ , para que este solo llegue a cierto nivel realista de consumo de EF.

### 4.2.4. Estimación de la cantidad máxima de EF que puede consumir el sector privado y paraestatal mexicano

En un periodo específico de tiempo, la producción de un sector tiene un requerimiento particular de energía, que está delimitado por los niveles tecnológicos intrínsecos de esa temporalidad, por lo cual, una vez estimado el máximo monto de consumo energético que este sector puede consumir sin afectar su producción y suponiendo que en su totalidad se debe a una transición al uso de EF, es necesario estimar la cantidad de EF asociada con este incremento, que estaría dada por un mayor precio de la EF con relación a la tarifa eléctrica promedio. Con este propósito se plantea la siguiente ecuación:

$$Q * (PEF - P) = \Delta CE \quad (4.4)$$

Donde  $Q$  es la cantidad de electricidad convencional sustituida por EF,  $P$  es el precio promedio de la electricidad,  $PEF$  es el precio promedio de la energía fotovoltaica y  $\Delta CE$  es el máximo aumento de consumo energético suponiendo que está dado por una transición a EF, que es el máximo incremento del gasto en electricidad que puede tener el sector sin afectar su actividad económica que se estimó usando la iteración de la prueba de Wald y la regresión en dos etapas.

Para la obtención de los costos de generación de electricidad vía el proceso fotovoltaico se recurre a IRENA (2019) donde los costos totales instalados, a 2018, son de 1,210 dólares por kW y el costo nivelado de electricidad, que es el costo por unidad de generación, es de 0.09 dólares por kWh. Lo cual es concordante con los precios mostrados en Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit -GIZ- (2018) para México. Estos últimos tienen la ventaja de tener desglose por sector, pero solo se presentan hasta 2016.

La ecuación (4.4) se elabora considerando que la parte correspondiente a precio convencional de la electricidad ya está integrada en el consumo energético del sector, por lo que el restante se estima midiendo la diferencia en precios de la EF y el promedio convencional, por lo que se le suma la tarifa promedio de electricidad para convertir los precios en cantidades.

Un supuesto importante es que el precio promedio de la electricidad refleja el agregado de las diferentes tarifas a los distintos tipos de consumo. Este último supuesto es importante, debido a que no se tienen datos desagregados sobre el tipo de tarifa de electricidad.

De forma que para estimar la cantidad de EF a la que corresponde el aumento de precios, se despeja Q, quedando:

$$Q = \frac{\Delta CE}{(PEF - P) + P} = \frac{\Delta CE}{PEF}$$

#### **4.3. Estimación de la máxima capacidad de captación de electricidad fotovoltaica, generada en Sonora, por el sector privado y paraestatal de México**

Ya que se estimó el monto máximo de energía fotovoltaica que puede ser consumida por el sector privado y paraestatal mexicano y qué tanta EF se puede generar en los sitios con condiciones con mayor factibilidad para la generación de esta energía, es posible establecer una relación de qué tanto potencial tiene Sonora para abastecer de esta energía a este sector, así como qué tanto puede captar el mismo. Esto es, en esta sección se define la metodología para relacionar la cantidad de energía generada en Sonora que puede ser consumida por el sector privado. Esta relación se puede establecer como:

$$CC = \frac{EF_{SI}}{EF_{SF}}$$

Donde CC es la capacidad de captación de energía fotovoltaica por el sector privado,  $EF_{SI}$  es el total de energía fotovoltaica que puede consumir el sector privado y  $EF_{SF}$  es la cantidad de EF generada en los sitios con mayor factibilidad para la generación de esta energía en Sonora. A su vez, si  $EF_{SF}$  es mayor que  $EF_{SI}$ , es posible encontrar cuántos de estos sitios son suficientes para abastecer de energía fotovoltaica al sector privado mexicano (lo cual es fácil de encontrar si igualamos  $EF_{SF}$  con  $EF_{SI}$ ).

## Capítulo 5: Generación de energía fotovoltaica en Sonora (Te recomiendo a método lo que resalte en azul)

### 5.1. Identificación de las zonas con mayor factibilidad para la generación de energía fotovoltaica en Sonora

El objetivo de esta subsección es la identificación de las zonas donde es más factible la generación de energía fotovoltaica para ello se presentan las variables más importantes para generar esta energía, los lugares donde no es posible construir, los valores relativos de los criterios de selección para ponderar su importancia relativa para la generación de energía y, por último, la identificación de las zonas más factibles para la generación en Sonora.

#### 5.1.1. Generación y presentación de variables más representativas para la generación de energía fotovoltaica (criterios de selección)

En este apartado se generan, en el caso que sea necesario, y presentan las variables más representativas para la generación de energía fotovoltaica (irradiancia, temperatura, entre otras). En algunos casos el proceso de generación puede ser largo, por lo que se menciona cómo se generó y el proceso se resume en los anexos, como es el caso de la irradiancia que debido a su importancia se investigó más ampliamente.

Sobre los datos de CESAVE-SIAFESON (2020), el comportamiento de la irradiancia es diferente a la mayoría de los demás fenómenos meteorológicos, ya que solo se tienen valores para ciertas horas del día. Se probaron distintos valores mínimos de irradiancia para observar el comportamiento de la irradiancia (watts/m<sup>2</sup>), horas de luz solar (horas) y la generación Watts-hora/m<sup>2</sup> y Watts-hora/m<sup>2</sup> por día. Los resultados se presentan en la Tabla 1. Las estaciones empleadas para este trabajo, separadas en estaciones para realizar interpolación espacial y para probar métodos, se observan en la siguiente figura:

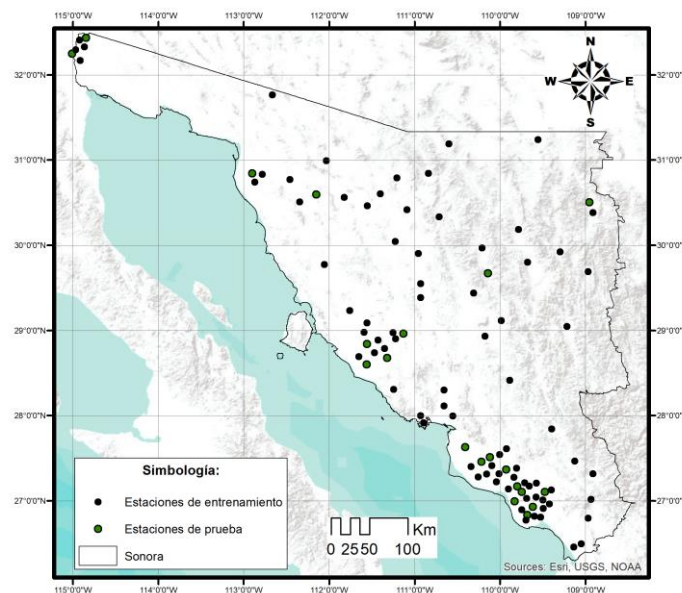


Figura 5.1. Estaciones meteorológicas de CESAVE-SIAFESON (2020) en Sonora

Fuente: Elaboración propia con datos de CESAVE-SIAFESON (2020)

De la Tabla 5.1 se aprecia que conforme aumenta el valor límite de irradiancia, mayor es la irradiancia promedio diaria, así como la generación de electricidad vía el proceso fotovoltaico en Watts/m<sup>2</sup>, sin embargo, las horas luz y la generación por día en Watts-hora/m<sup>2</sup> disminuye. Lo anterior tiene lugar debido a que conforme mayor es el límite, mayor es el promedio de irradiancia, pero disminuyen las horas diarias de luz a esos valores.

Los datos de irradiancia solar (watts/m<sup>2</sup>) se encuentran registrados por hora. Pero no existe un valor de horas luz para cada sensor. Sin embargo, este se puede estimar usando las horas que tienen valores de irradiancia solar (watts/m<sup>2</sup>). De la misma forma, el promedio de irradiancia (watts/m<sup>2</sup>) por hora se estima solo considerando para estas horas donde hay valores.

Sin embargo, al revisar los datos se encontró que algunos sensores tienen valores mínimos durante la noche y primeras horas del día. Por lo que se eligió un valor límite de 100 watts/m<sup>2</sup>. No debido a que es un valor alto, sino para poder estimar un promedio de irradiancia solar (watts/m<sup>2</sup>) que sea representativo de los datos con un registro mínimo.

Lo anterior con el objetivo de obtener un promedio más representativo de irradiancia por día (watts/m<sup>2</sup>), así como de la cantidad de horas luz que serian las mas productivas para las celdas solares. También porque se evitan los valores bajos de irradiancia medidos durante las primeras horas del día, que podrían dar problemas al procesar, manejar y usar los datos.

Tabla 5.1: Irradiancia solar promedio (watt/m<sup>2</sup>), horas de luz (horas) y generación de electricidad (Watts-hora/m<sup>2</sup> y Watts-hora/m<sup>2</sup> por día) en las estaciones meteorológicas con diferentes valores límites de irradiancia medida

	1 watt /m <sup>2</sup>	15 watt /m <sup>2</sup>	50 watt /m <sup>2</sup>	100 watt /m <sup>2</sup>	200 watt /m <sup>2</sup>	300 watt /m <sup>2</sup>	400 watt /m <sup>2</sup>	500 watt /m <sup>2</sup>	600 watt /m <sup>2</sup>	700 watt /m <sup>2</sup>
<b>Irradiancia solar (watts/m<sup>2</sup>)</b>	434.75	470.79	501.02	531.97	584.42	631.64	680.78	725.20	776.92	836.24
<b>Horas de luz (horas)</b>	12.73	11.70	10.88	10.09	8.84	7.76	6.66	5.64	4.46	3.31
<b>Generación (Watts-hora /m<sup>2</sup>)</b>	60.58	65.21	69.04	72.94	79.44	85.19	91.08	96.27	102.19	108.57
<b>Generación por día (Watts-hora/m<sup>2</sup>)</b>	772.55	764.20	752.58	737.56	703.86	663.62	609.16	545.82	458.62	361.85

Fuente: Elaboración propia con base en datos de CESAVE-SIAFESON (2020)

Un ejemplo de estos problemas es que había estaciones con datos cercanos a 0 en horas con poco o nula luz solar, que de incluirlo en los datos, haría que la estación tuviera horas de sola al día mayores a las que realmente tiene, por lo que la generación por día podría ser considerablemente más alta de la real.

Los promedios diarios de la temperatura, velocidad del viento y humedad relativa también corresponden solo a las horas en las cuales se tiene irradiación mayor a 100 watts. De forma que estas variables serán más representativas de la parte del día en las que estaría funcionando la tecnología fotovoltaica.

Para analizar la consistencia de los datos, primero se analizó el número de observaciones de cada estación, solo cuatro estaciones obtuvieron menos de 3,500 observaciones por hora, dos cerca de 3,000 y dos de 3,400, se mantuvieron debido a que se encuentran en zonas con pocas estaciones y que el promedio de sus variables era similar al de las demás.

#### 5.1.1.1. Irradiación

Los resultados de las métricas de error para los diferentes métodos se presentan en la tabla siguiente, donde se puede observar que el método de regresión kriging es el que tiene menores valores tanto para el ECP y EAP con respecto a los demás, y su  $R^2$  es la mayor junto con el kriging ordinario.

Tabla 5.2. Métricas de error para los diferentes métodos de interpolación espacial usados para estimar la irradiación

Métrica de error	Regresión kriging	Kriging simple	Kriging ordinario	IDW	Regresión-IDW
ECP	208.3720	268.8484	216.4485	229.1728	222.5986
EAP	10.4208	11.9342	10.7383	11.12146	11.0182
$R^2$	0.9993	0.9991	0.9993	0.9992	0.9992

Fuente: Elaboración propia con datos de Solargis (2017) y CESAVE-SIAFESON (2020)

Por lo anterior, la interpolación espacial de la irradiación media diaria se presenta usando el método de regresión kriging, que se puede observar en la siguiente figura. En una primera instancia, el cambio con respecto al kriging ordinario, que sería el segundo con mejores métricas de error, es que la interpolación no presenta conglomerados tan continuos, ya que las zonas son más homogéneas en el kriging.

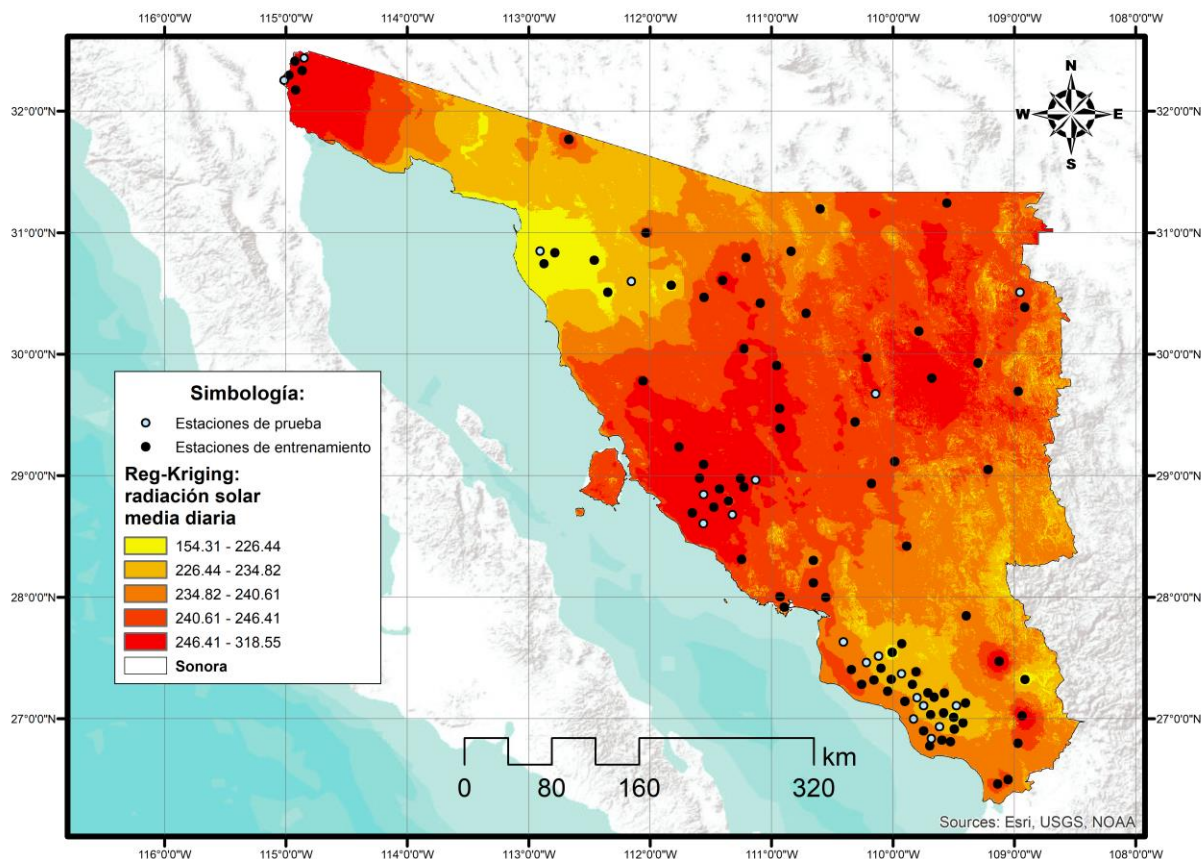


Figura 5.2. Interpolación espacial de la irradiancia solar media (Watts/m<sup>2</sup>) por hora usando el método de regresión kriging

Fuente: Elaboración propia con datos de Solargis (2017) y CESAVE-SIAFESON (2020)

Algunos aspectos que cabe mencionar de la Figura 5.2 es que las zonas con irradiancia media diaria más elevada en Sonora se localizan en el oeste, este y noreste, así como en el noroeste, con pequeñas islas en el sur con altos niveles de esta variable. Por otro lado, solo una franja en la frontera noroeste y algunas áreas en el sur del Estado se localizan en el menor intervalo de recepción de irradiancia.

### 5.1.1.2. Temperatura

Tabla 5.3. Métricas de error para los diferentes métodos de interpolación espacial usados para estimar la temperatura

Métrica de error	Regresión kriging	Kriging simple	Kriging ordinario	IDW	Regresión-IDW
ECP	0.3836	0.5472	0.8114	0.6027	0.3623
EAP	0.5004	0.4889	0.6229	0.4936	0.4551
R <sup>2</sup>	0.9995	0.9993	0.9989	0.9992	0.9995

Fuente: Elaboración propia con datos de Solargis (2017) y CESAVE-SIAFESON (2020)

En la Tabla 5.3 se resumen estos instrumentos y, en ella, se observa que el método con mejores métricas de error es la regresión-IDW, tanto por los menores ECP y EAP, así como por la bondad de ajuste que solo es igualada por la regresión kriging.

De estos, la temperatura de Solargis (2017) es el que presentó mejores métricas de error, por lo que es la que se presenta en la tabla anterior. En la Figura 5.3 se presenta el mapa de Sonora que representa la interpolación espacial de la temperatura diaria media empleando la regresión-IDW, así como las estaciones de entrenamiento y prueba de CESAVE-SIAFESON (2020) que se usaron para comparar los distintos procedimientos.

De la figura siguiente podemos decir que la mayor parte del centro y sur de Sonora presentan las temperaturas relativamente más elevadas, con pequeñas islas de menor temperatura. Por su parte, el noreste es la zona con menores valores de esta variable. A su vez, si se analizan en conjunto las figuras 5.2 y 5.3, es posible, que el noreste es donde hay mayor irradiancia y menor temperatura, junto con la franja del noroeste (aunque esta presenta mayores temperaturas), por lo que es factible que dichas áreas tengan sitios favorables para la producción de electricidad usando el proceso fotovoltaico.

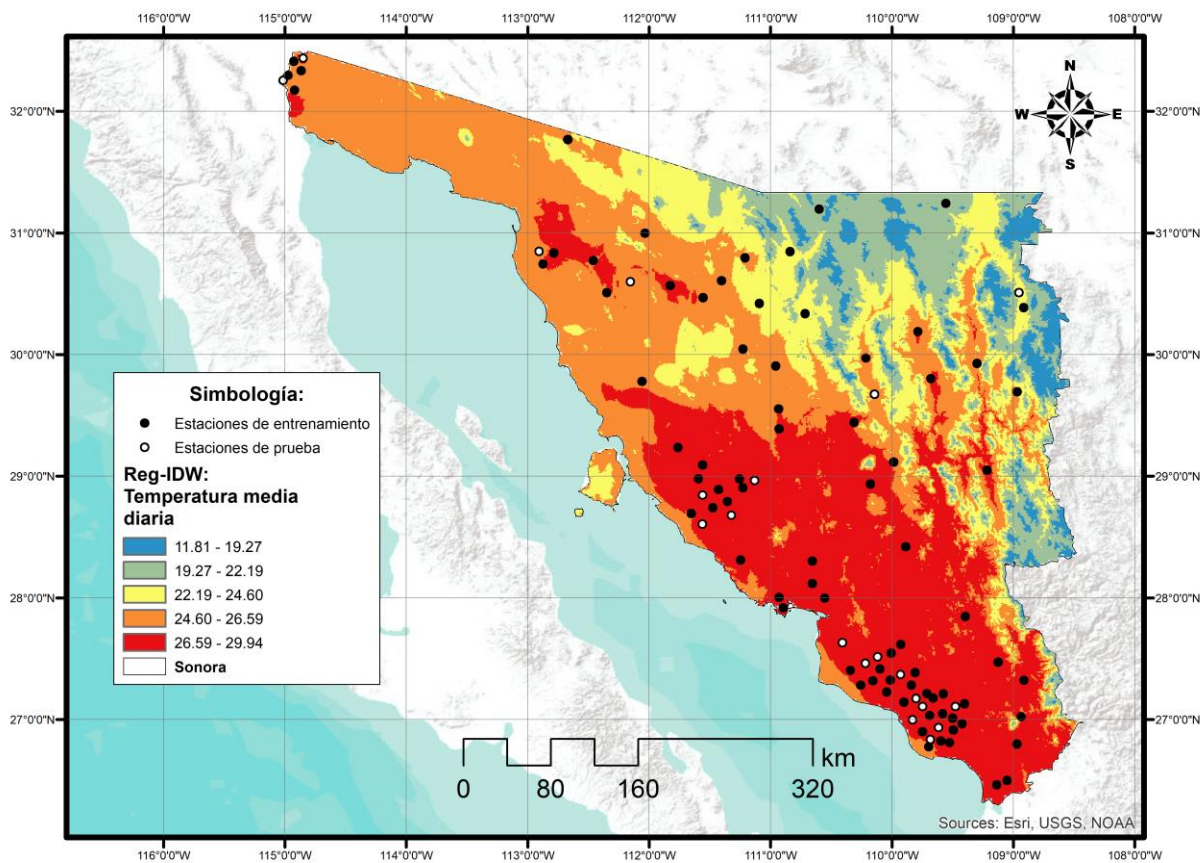


Figura 5.3. Interpolación espacial de la temperatura media diaria usando el método de regresión-IDW

Fuente: Elaboración propia con datos de Solargis (2017) y CESAVE-SIAFESON (2020)

### 5.1.1.3. Velocidad del viento

Las unidades en que se expresa la velocidad del viento son kilómetros sobre hora -Km/h- (CESAVE-SIAFESON, 2017). De los diferentes métodos de interpolación espacial, en este caso el que resultó con mejores métricas de error fue el de la kriging ordinario, tanto por sus menores ECP y EAP, así como por su mayor bondad de ajuste, lo cual se presenta en la Tabla 5.4.

Cabe mencionar que similar a la temperatura y irradiancia, no se agrega la constante de regresión para la parte determinística de la regresión kriging, ni para la  $R^2$  de las métricas de error, debido a que aparentemente la relación causal es directa.

El que se encontró con mayor relación causal y capacidad predictiva fue la temperatura de Solargis (2017) que es el que se emplea en la siguiente tabla.

Tabla 5.4. Métricas de error para los diferentes métodos de interpolación espacial utilizados para estimar la velocidad del viento

Métrica de error	Regresión kriging	Kriging simple	Kriging ordinario	IDW	Regresión-IDW
ECP	4.8171	4.6517	4.5201	5.4616	5.5719
EAP	1.7328	1.6581	1.6399	1.8608	1.8715
$R^2$	0.9472	0.9490	0.9506	0.9405	0.9394

Fuente: Elaboración propia con datos de Solargis (2017) y CESAVE-SIAFESON (2020)

En la Figura 5.4 se presenta el mapa de la interpolación espacial de la velocidad del viento diaria media usando el kriging ordinario, así como las estaciones que se usaron para el entrenamiento y prueba de dicho método. En una primera instancia se puede mencionar que el noroeste del estado es la zona con mayor área con altos valores de esta variable, seguido por pequeñas franjas en el centro-oeste y suroeste. El centro-este y parte del sureste es donde se encuentran las mediciones promedio menores.

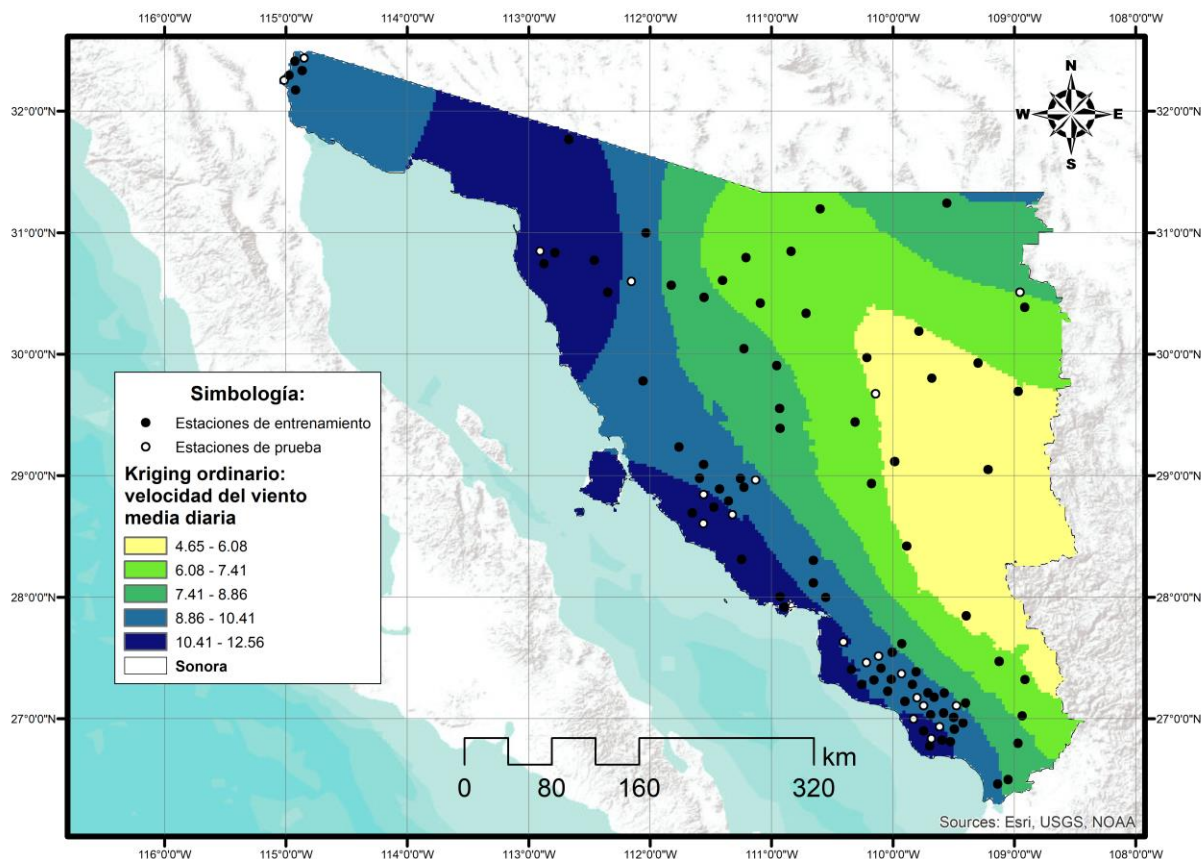


Figura 5.4. Interpolación espacial de la velocidad del viento media diaria usando el método de kriging ordinario

Fuente: Elaboración propia con datos de CESAVE-SIAFESON (2020)

#### 5.1.1.4. Humedad relativa

La siguiente variable meteorológica, es la humedad relativa cuyas unidades están en términos de porcentajes -%- (CESAVE-SIAFESON, 2017), específicamente, es el porcentaje del vapor del agua en cada m<sup>3</sup> de aire a una temperatura específica (Infoagro Systems, s.f.). En la Tabla 5.4 se presentan las diferentes métricas de error para los métodos empleados para llevar a cabo la interpolación espacial. Como se aprecia en la misma tabla, el kriging simple fue en este caso el que contó con mejores métricas, tanto menores ECP y EAP, así como una mayor bondad de ajuste para la regresión sin constante.

Los mejores resultados predictivos se lograron con la regresión de la imagen satelital del vapor de agua y sin constante de regresión, que es la presentada en la Tabla 5.5.

En la Figura 5.5 se presenta el mapa de la interpolación especial de la humedad relativa promedio diario con el método de kriging simple. De esta tabla se puede deducir que la mayoría de los valores bajos se encuentran en la parte norte del país, que coincide con las zonas desérticas, y

van aumentando los valores conforme se aleja de esta área. Con las zonas más húmedas en el sur del Estado.

Tabla 5.5. Métricas de error para los diferentes métodos de interpolación espacial utilizados para estimar la humedad relativa

Métrica de error	Regresión kriging	Kriging simple	Kriging ordinario	IDW	Regresión-IDW
ECP	7.8633	6.6648	7.6185	10.0522	9.1476
EAP	2.3727	2.0996	2.1589	2.4191	2.3668
R <sup>2</sup>	0.9964	0.9971	0.9968	0.9955	0.9957

Fuente: Elaboración propia con datos de The European Space Agency (s.f.) y CESAVE-SIAFESON (2020)

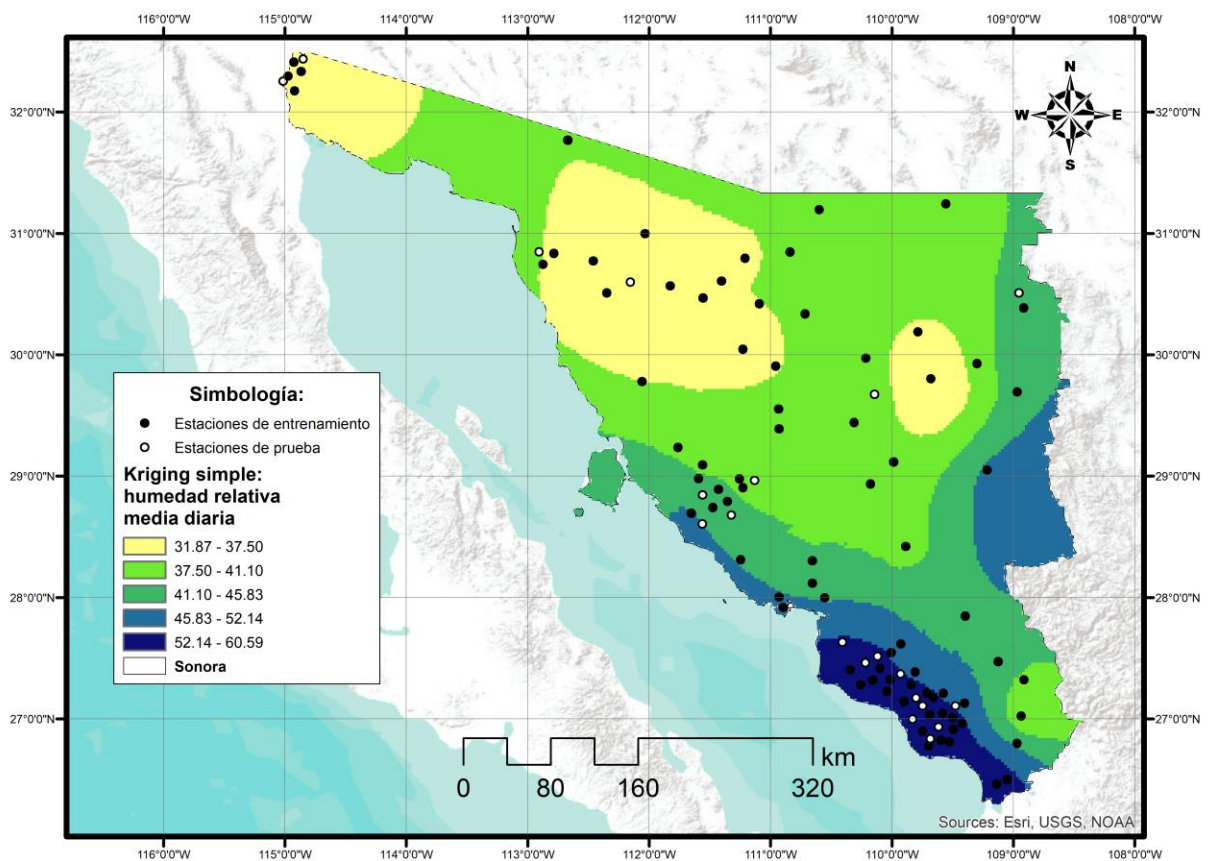


Figura 5.5. Interpolación espacial de la humedad relativa media diaria usando el método de kriging simple

Fuente: Elaboración propia con datos de CESAVE-SIAFESON (2020)

#### 5.1.1.5. Duración de la luz solar

Las métricas de error de los distintos métodos de interpolación espacial se presentan en la Tabla 5.6; donde se aprecia que el método de regresión-IDW es el que tiene menores ECP y EAP, así

como mayor bondad de ajuste. Sin embargo, la predicción usando la banda 11, que es la referente al infrarrojo térmico, contó con mejores métricas de error.

Tabla 5.6. Métricas de error para los diferentes métodos de interpolación espacial usados para estimar la duración de la luz solar

Métrica de error	Regresión kriging	Kriging simple	Kriging ordinario	IDW	Regresión-IDW
ECP	0.0735	0.0741	0.0790	0.0719	0.0690
EAP	0.1741	0.1667	0.1847	0.1803	0.1838
R <sup>2</sup>	0.9993	0.9993	0.9993	0.9993	0.9994

Fuente: Elaboración propia con datos de y USGS (s.f.) y CESAVE-SIAFESON (2020)

En la Figura 5.6 se muestra el mapa de la interpolación espacial de las horas de la luz promedio por día en 2019 usando el método de regresión-IDW. El comportamiento geográfico de la duración de la luz solar en Sonora es mayor conforme la localización se encuentra relativamente más al norte y menor mientras la ubicación va hacia el sur.

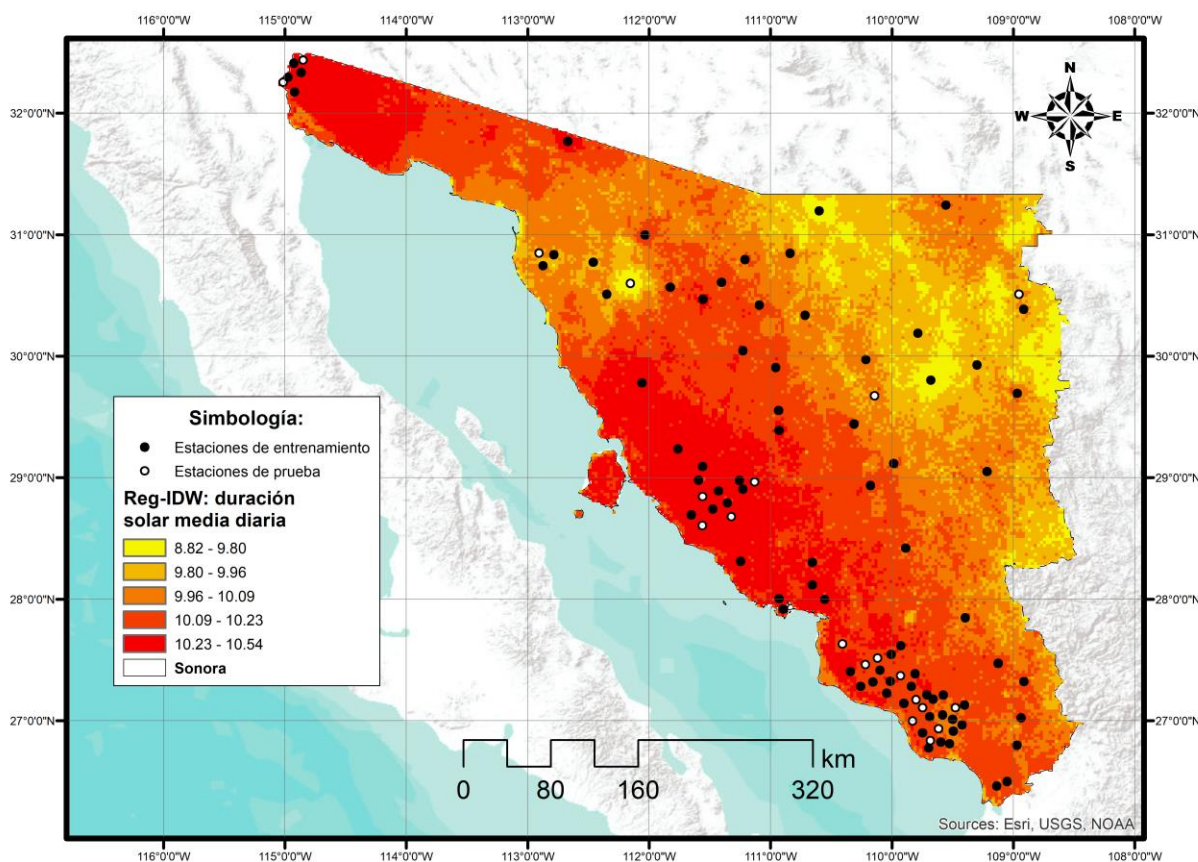


Figura 5.6. Interpolación espacial de las horas de la luz promedio (horas) por día en 2019 usando el método de regresión-IDW

Fuente: Elaboración propia con datos de USGS (s.f.) y CESAVE-SIAFESON (2020)

La zona con mayores valores de esta variable es la región noroeste que se encuentra más cercana a Baja California y Arizona, así como pequeños puntos en el norte y noreste del Estado. Este comportamiento parece tener cierta concordancia con el mapa mostrado en la Figura 2.6 para esta área, al menos en el comportamiento de la variable, si bien no necesariamente en los valores.

### 5.1.1.7. *Inclinación del terreno*

La inclinación del terreno se puede observar en la siguiente Figura:

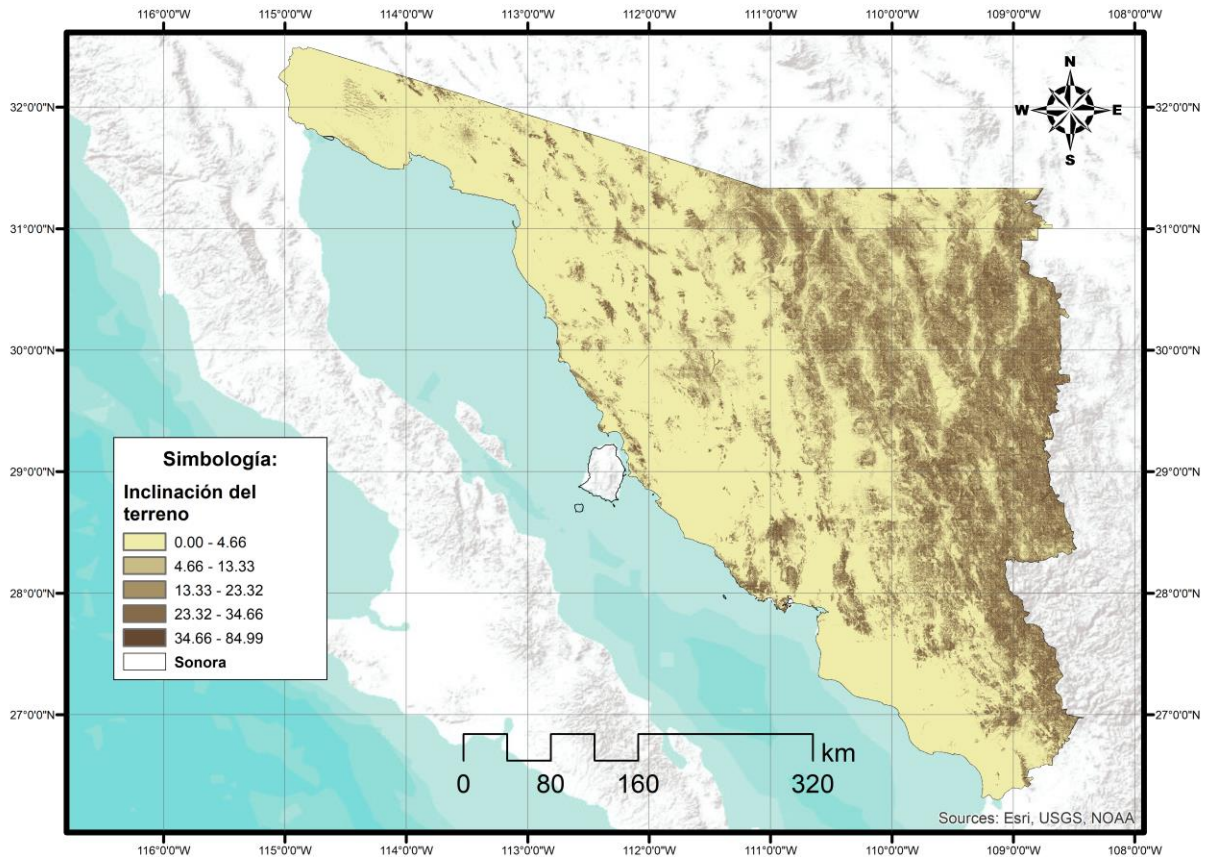


Figura 5.7. Inclinación del terreno

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (s.f.a)

En la literatura se ha establecido que lugares con inclinación mayor acierto umbral, que generalmente se maneja entre los 4 y 10 grados (véase Wheatbelt Development Commission, 2010; Charabi y Gastli, 2011; Alami Merrouni, Mezrhah y Mezrhah, 2016; Noorollahi, 2016; Al Garni y Awasthi, 2017; Doorga et al, 2018), no son adecuados para instalar plantas solares, debido a que las celdas proyectan sombra sobre las celdas cercanas (Wheatbelt Development Commission, 2010), lo que disminuye la cantidad de irradiancia recibida por las celdas.

En la siguiente figura se presenta la inclinación restringida a los 10 grados, lo que se obtuvo usando la calculadora de ráster de Arcmap con su herramienta condicional. Una primera

observación es que las zonas eliminadas, que se ven blancas, principalmente corresponden al oeste y noroeste de Sonora, donde se encuentra la sierra. Las zonas con una inclinación menor o igual a 10 grados parecen ser en gran parte relativamente planas con rangos más visibles de 0 a 3 grados.

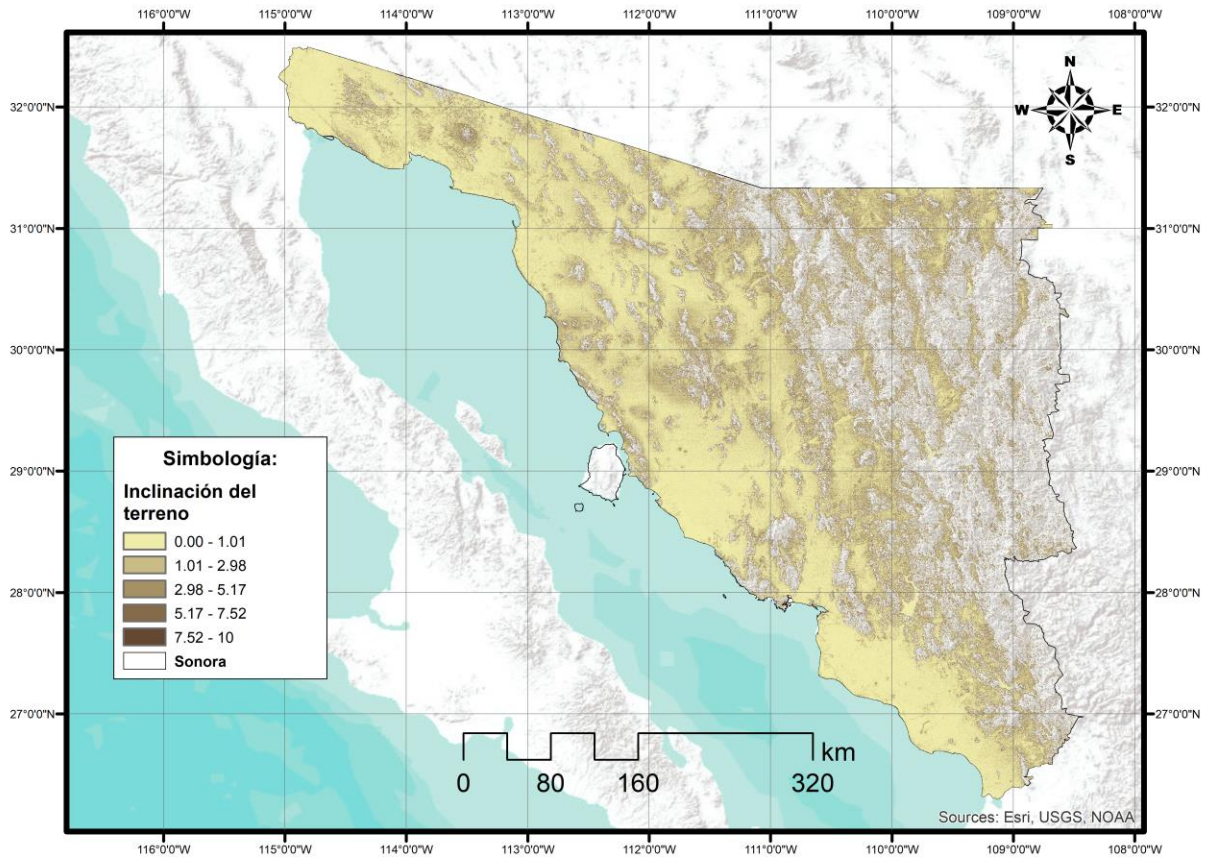


Figura 5.8. Inclinación del terreno menor o igual a 10 grados

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (s.f.a)

#### 5.1.1.6. Elevación

Las unidades de esta variable son metros (m). En la Figura 5.9 se presenta el mapa de elevaciones de Sonora usando estos datos. Como se puede apreciar, existen menores niveles de elevaciones conforme se localiza más cerca del golfo de California. Por otro lado, las elevaciones tienden a ser más altas en las zonas oeste y noroeste que correspondería con la proximidad a la sierra.

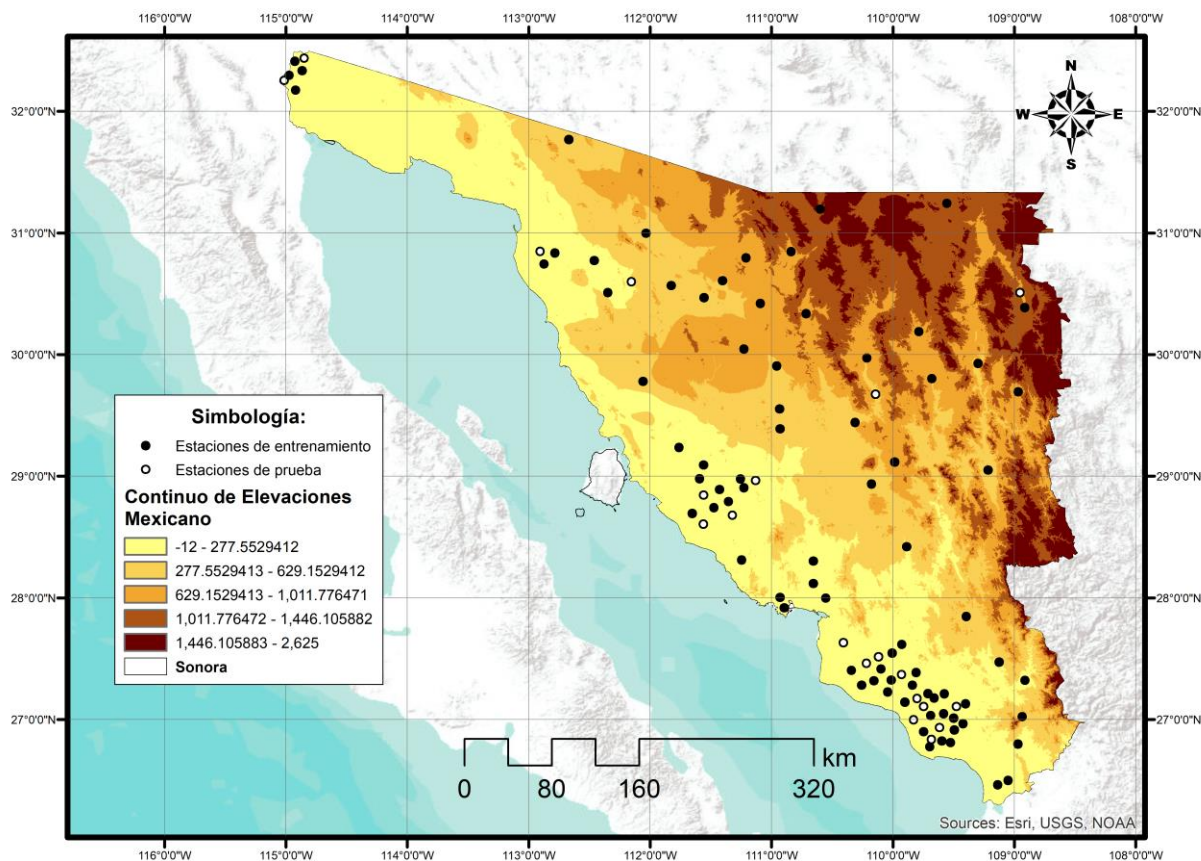


Figura 5.9. Continuo de Elevaciones Mexicano 3.0

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (s.f.a)

### 5.1.1.8. Orientación del terreno

La unidad de la orientación del terreno también se encuentra en ángulos.

El resultado de estos cálculos se presenta en la Figura 5.10, que aproxima la orientación del terreno. De acuerdo con Amin, Hanania, Stenhouse, Yelland y Donev (2018), la orientación más adecuada para instalar paneles solares en el hemisferio norte es el sur, debido a que estos reciben luz solar directa por mayor periodo del día. Lo anterior sucede porque el sol se localiza hacia esta dirección (Vivint Solar Developer, s.f.).

Como se aprecia en la Figura 5.10, la mayoría de las zonas que se encuentran orientadas hacia el sur, están localizadas al oeste y la franja noreste de Sonora. También cabe destacar que existen zonas planas importantes en la mayor parte de la franja del Estado que colinda con el golfo de California.

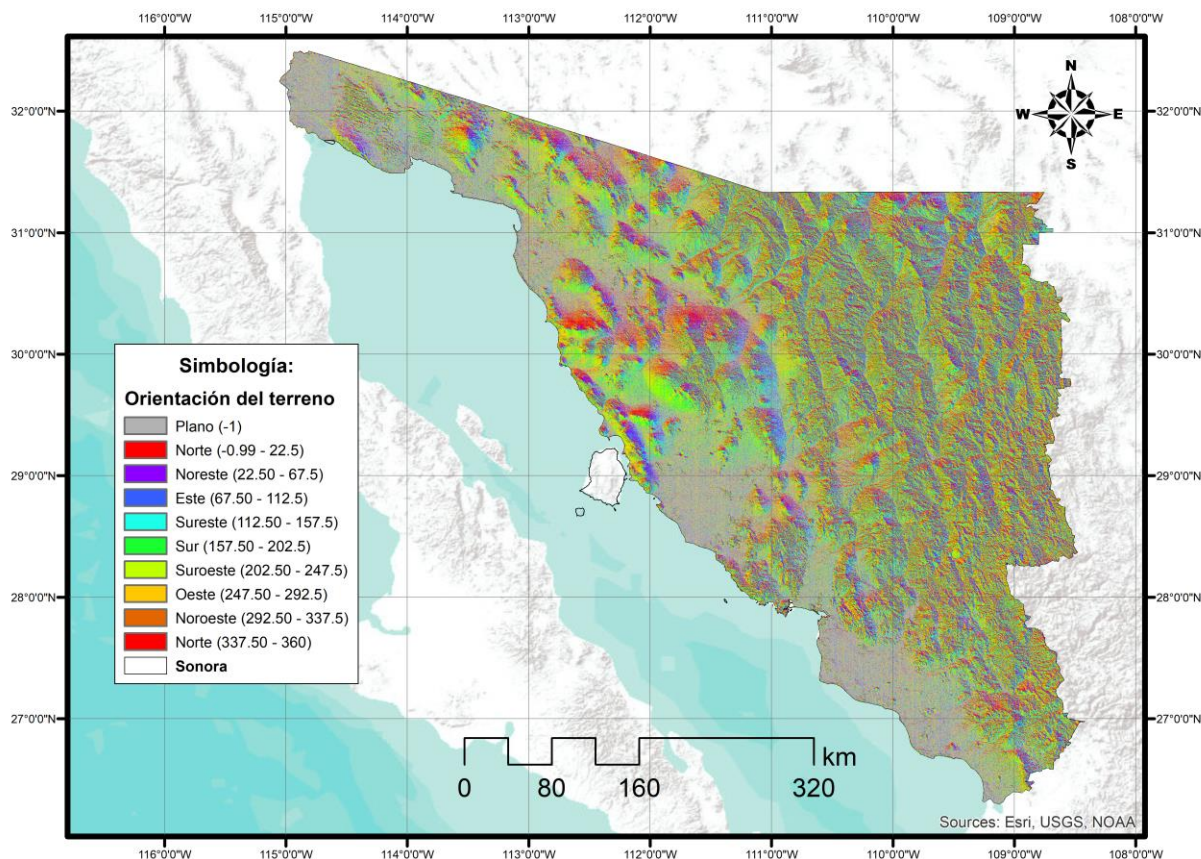


Figura 5.10. Orientación del terreno

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (s.f.a)

#### 5.1.1.9. Cercanía a vialidades

En la Figura 5.11 se ve el mapa del ráster de las carreteras.

Por último, en la Figura 5.12 se presenta el resultado de aplicar el algoritmo de camino-distancia de Arcmap con las carreteras como destino y usando como costo vertical al Continuo de Elevaciones Mexicano de INEGI (s.f.a). Se puede apreciar en una primera instancia que si bien las carreteras se encuentran relativamente presentes en la mayoría del territorio, las zonas con menores costos son las que se localizan más cercanas al golfo de California, lo que se originaría, como se ha mencionado anteriormente, en que son áreas con menor elevación.

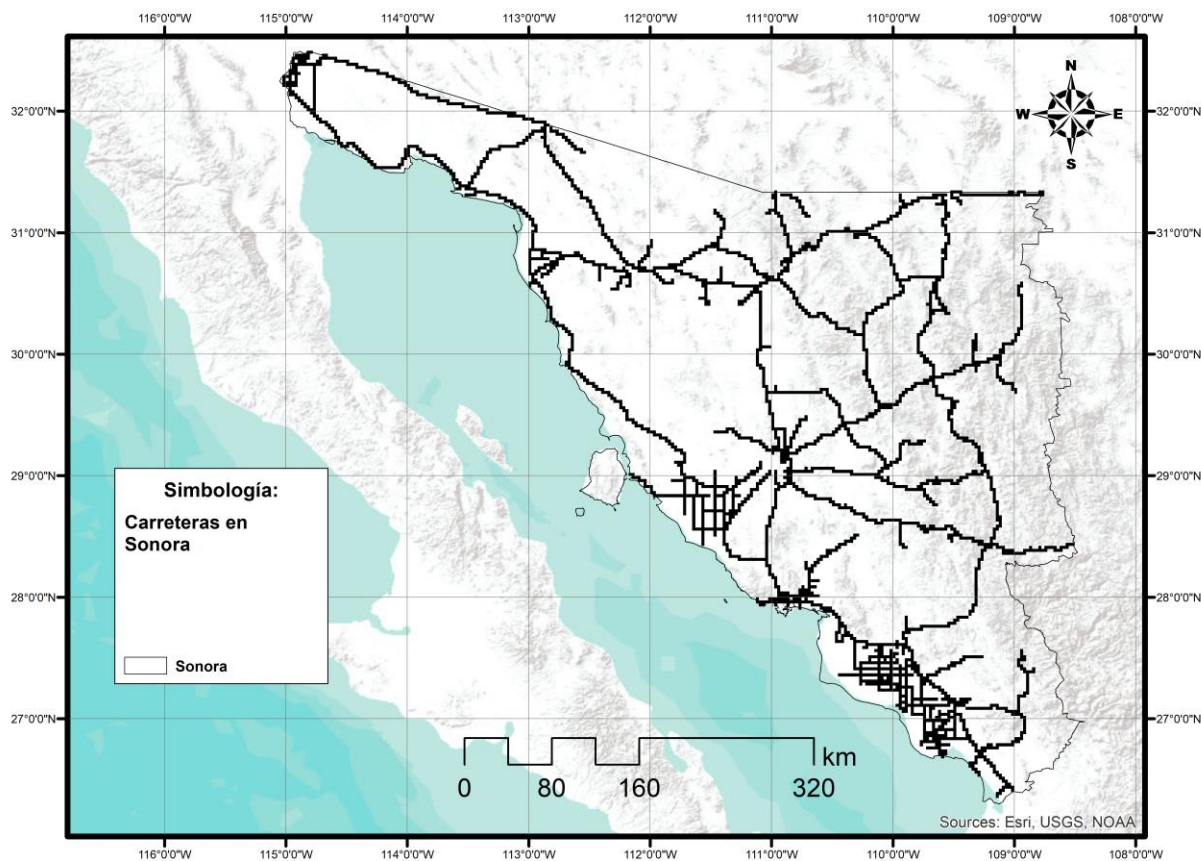


Figura 5.11. Carreteras en Sonora

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (2020c)

Las áreas en el oeste y noroeste de Sonora, son las que tienen mayores costos para llegar a las carreteras, aunque si existe una presencia importante de estos caminos. De forma que el origen de estos costos más elevados posiblemente tiene lugar debido a las mayores elevaciones que corresponden a la sierra.

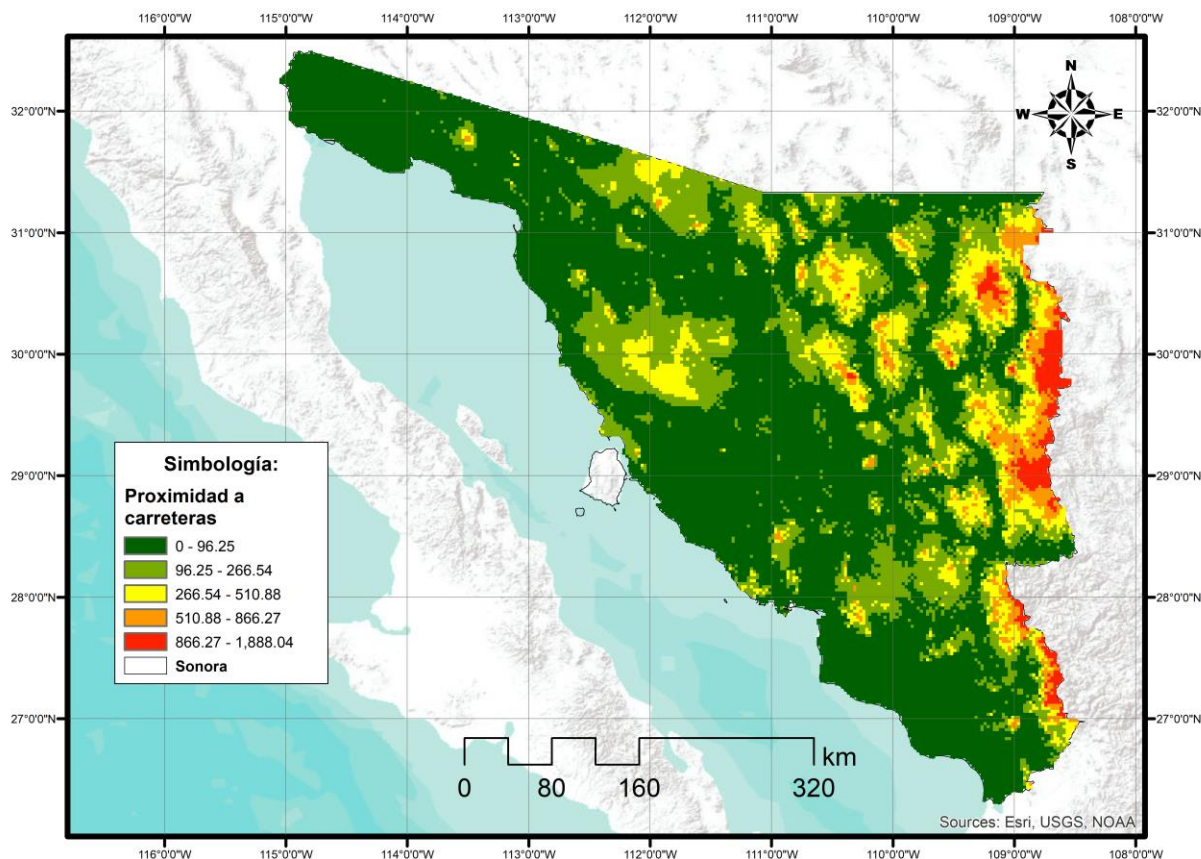


Figura 5.12. Proximidad a las carreteras en Sonora

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (s.f.a) e INEGI (2020c)

#### 5.1.1.10. Cercanía a manchas urbanas

La representación en ráster se presenta en la Figura 5.13. Los resultados en términos de la aplicación del algoritmo de camino-distancia a estas dos formas fueron bastante similares, por lo que se eligió la segunda representación que se presenta en la Figura 5.13, al considerarse una forma más similar que las manchas urbanas originales.

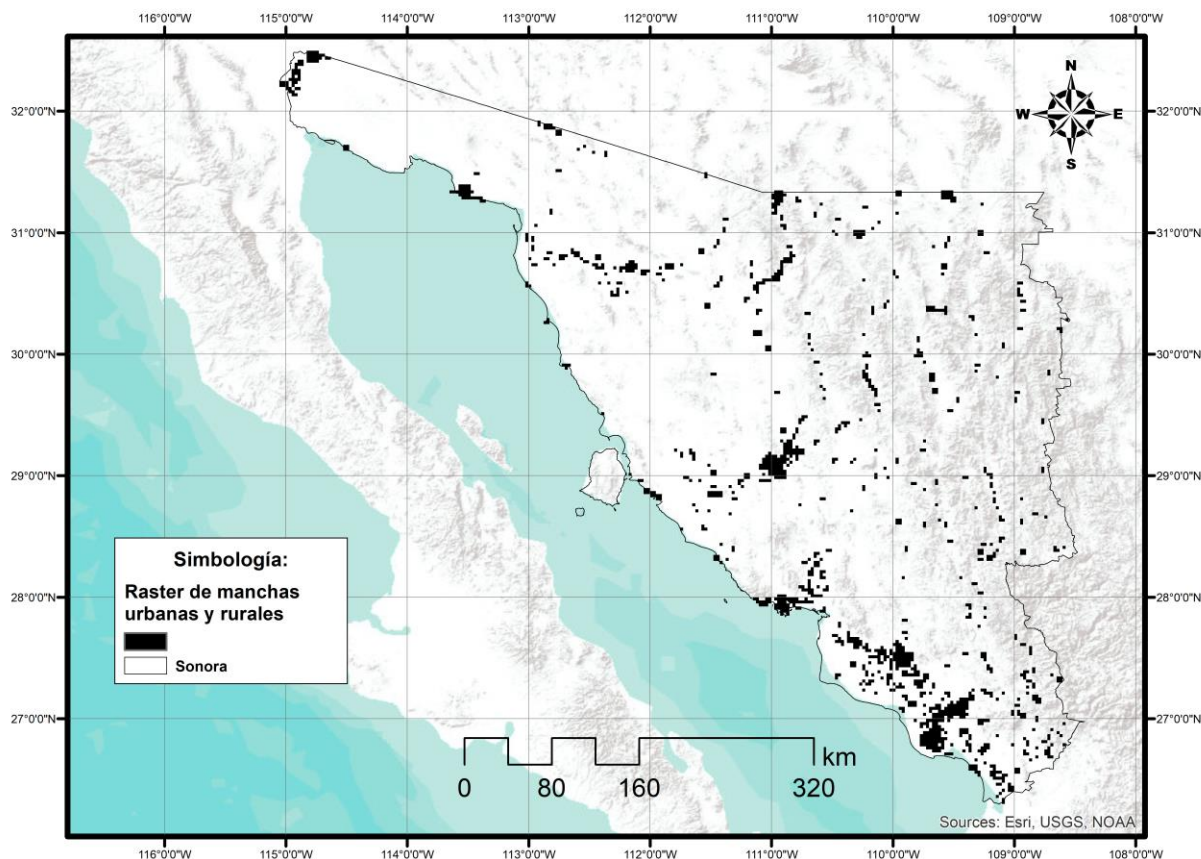


Figura 5.13. Manchas urbanas y rurales en Sonora en 2016

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (s.f.a) e INEGI (2016)

El resultado de aplicar el algoritmo de camino-distancia, se aprecia en la Figura 5.14, donde se presentan mayores niveles de costo en las zonas que corresponden a la sierra en el Estado; que serían en el oeste y noroeste de Sonora; sin embargo, la diferencia es que estos costos parecen cubrir áreas más grandes, lo que puede originarse por el hecho de que las manchas urbanas no tienen la continuidad de las carreteras.

Por otro lado, la parte este del territorio, que es la colindante con el golfo de California, tiene los valores con menores costos en términos de la proximidad a las manchas urbanas, lo que se origina en las bajas elevaciones que se tienen en esas ubicaciones, como se ha mencionado anteriormente.

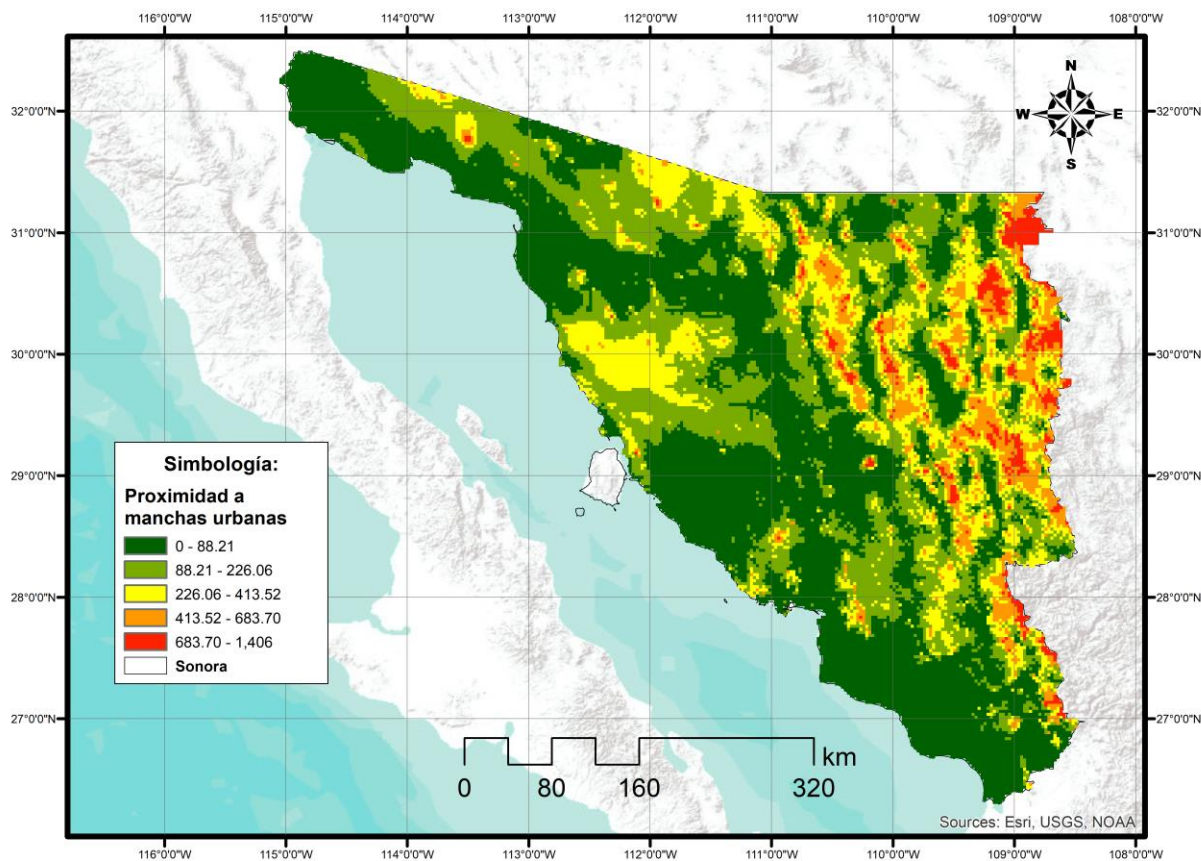


Figura 5.14. Proximidad a las manchas urbanas en Sonora en 2016

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (s.f.a) e INEGI (2016)

#### 5.1.1.11. Cercanía y acceso a las líneas de transmisión de electricidad en Sonora

Esta representación de las líneas de transmisión se muestra en la Figura 5.15, donde se mantienen para fines ilustrativos los máximos niveles de electricidad que pueden mover dicha infraestructura.

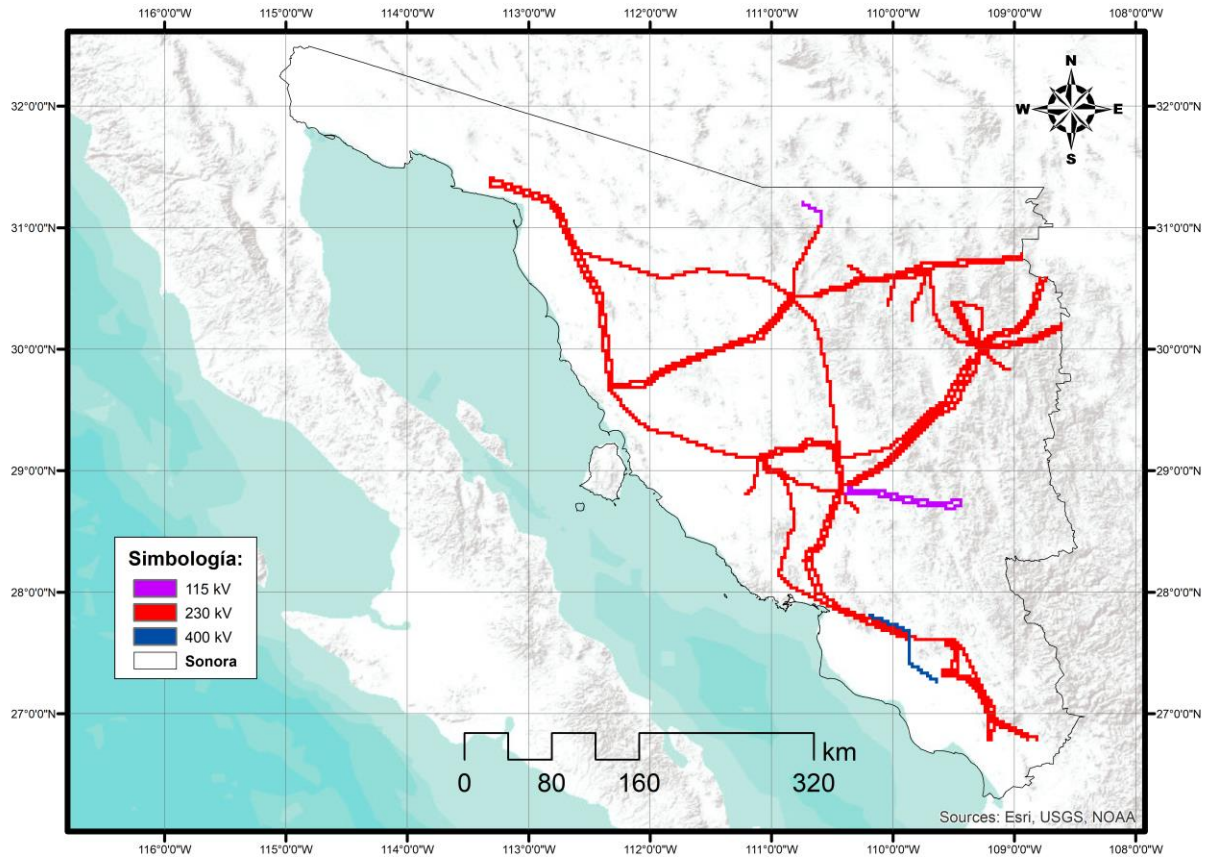


Figura 5.15. Líneas de transmisión en Sonora

Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE (2016)

Los resultados muestran patrones similares a los casos anteriores, esto es, mayores costos en el oeste y menores en el este, congruente con los niveles de altura en ambas zonas. La diferencia radica en que se tienen menores niveles aparentes en la zona oeste, lo cual posiblemente se origina en que las líneas de transmisión tienen varias líneas paralelas que recorren un área determinada.

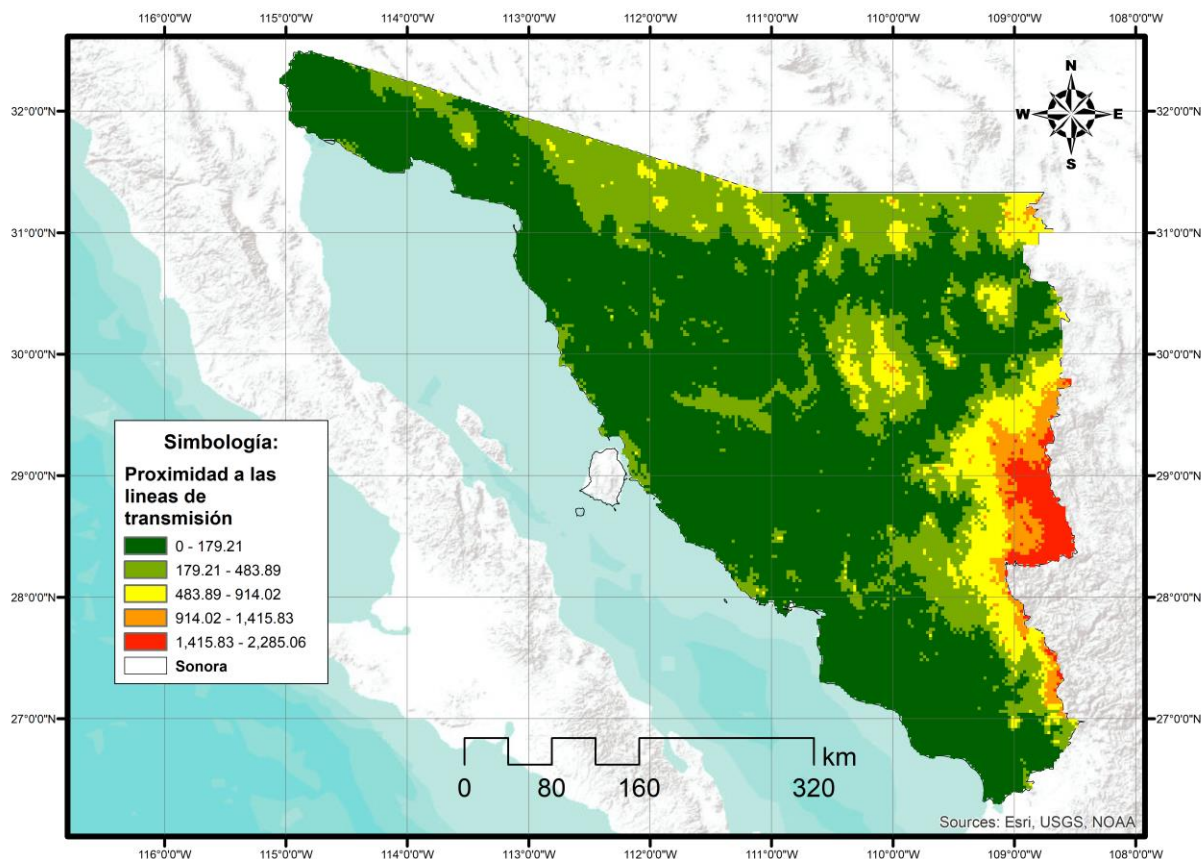


Figura 5.16. Proximidad a las líneas de transmisión en Sonora

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (s.f.a) y CENACE (2016)

### 5.1.2. Criterios de exclusión o zonas no aptas para la generación de la EF

Los criterios de exclusión corresponden a aquellas zonas que no son aptas para la instalación de plantas de EF (como lo son zonas arqueológicas, cuerpos de agua, centros urbanos, entre otros). En estos sitios no es posible construir porque ya existe algo construido (como los aeropuertos o zonas de asentamiento humano) o porque tienen un valor para la sociedad (sitios culturalmente importantes, cuerpos de agua, sitios con vegetación o vida animal, entre otras).

Los datos referentes a los criterios de exclusión encontrados en la literatura (véase Sánchez-Lozano et al., 2013; Noorollahi et al., 2016; Zoghi et al., 2017; Al Garni y Awasthi, 2017; Doljak y Stanojević 2017; Doorga et al., 2018) coyunturalmente en Sonora son:

- Las líneas de transmisión son las presentadas anteriormente de CENACE (2016), para poder unirlo a los polígonos de los criterios de exclusión, se llevó a cabo un buffer de 0.1 km alrededor de las líneas, que sería el área donde no es posible construir. Lo anterior siguiendo a Noorollahi et al. (2016).
- Los patrimonios de la humanidad incluyen las áreas destinadas voluntariamente a la conservación (CONANP, 2021a) y las áreas naturales protegidas (CONANP, 2021). En

donde se contemplan diferentes reservas, áreas y zonas protegidas. Las representaciones gráficas de dichos datos se presentan en los anexos 5.4 y 5.5, respectivamente.

- Los sitios de vegetación nativa y vida animal se encuentran a partir de la información de uso de suelo y vegetación de INEGI (2017). Principalmente para delimitar la vegetación a preservar se contemplaron los diferentes tipos de bosques, selvas, manglares y otras formas de vegetación, así como tierras destinadas a la producción agrícola y acuícola. En el Anexo 5.6 se mapean estas distintas formas de vegetación.
- Los cuerpos de agua incluyen lagos, lagunas ríos, estanques, canales, áreas inundables, entre otros continuos de agua que INEGI (2009) tiene sobre México y Sonora. El mapa de dichos datos se ubica en el Anexo 5.7.
- Los centros urbanos son las manchas urbanas y rurales (INEGI, 2016), mostradas anteriormente, que incluyen los asentamientos rurales y urbanos en el Estado. Estos se encuentran en la Figura 5.19 en su forma ráster y en el Anexo 5.8 de manera vectorial. Se incluye ambas representaciones debido a que es diferente la apreciación de agregarse la forma ráster de los datos, por el tamaño de algunos asentamientos.
- Los sitios turísticos, religiosos, aeropuertos y otros; se asemejan en los sitios de interés (INEGI, 2020c) que incluyen los sitios mencionados anteriormente, así como aduanas, estadios, universidades, zonas industriales y más. Debido a la naturaleza puntual de estos datos, para incluirse como sitios de exclusión, se realizó un buffer a 3 km de cada punto. La representación de estos datos se puede observar en el Anexo 5.9, donde solo se incluyen los lugares fuera de las manchas urbanas para disminuir la aglomeración, facilitar en análisis y manejo de los datos.
- El tipo de propiedad excluida para la construcción de plantas solares es la propiedad social que se encuentra en la carta catastral de Sonora (INEGI, 2016a). En México la propiedad social principalmente se compone por núcleos agrarios en la forma de ejidos y comunidades agrarias con derechos antiguos sobre la tierra, como el caso de diversas comunidades indígenas (CEDRSSA, 2015). En el Estado, según INEGI (2016a), este tipo de propiedad representa alrededor del 37.13% del territorio. En este caso, la representación de los datos es una imagen, por lo que fue necesario georreferenciarlos. Los resultados y la georreferenciación se presentan en el Anexo 5.10.
- La red vial abarca andadores, avenidas, bulevares, calles, callejones, caminos, carreteras, retornos, veredas y otros tipos de vialidades (INEGI, 2020c). Similar a las líneas de transmisión se hizo un buffer de 0.1 km alrededor de las líneas, similar a Noorollahi et. al. (2016), donde no sería posible construir.
- Lugares con una inclinación mayor a 10 grados, debido a que las celdas generan sombra sobre las celdas contiguas en sitios con inclinación mayor a 4 grados (Wheatbelt Development Commission, 2010). En general en la literatura no hay un acuerdo sobre el valor límite para esta variable, algunos autores lo ponen cerca de 10 grados (Noorollahi et al., 2016; Doorga et al., 2018), otros cerca de 5 (Charabi y Gastli, 2011; Alami Merrouni et al., 2016; Al Garni y Awasthi, 2017) y existen casos en que es mayor los anteriores (Doljak y Stanojević, 2017). En este caso se usaron 10 grados, siguiendo a los estudios más recientes y para no excluir tanto territorio del Estado.

En la Figura 5.17 se presenta tanto el polígono que representa a Sonora, así como los lugares donde sería posible poner plantas fotovoltaicas, es decir, se quitan los sitios de exclusión del polígono del Estado. El resultado es la pérdida de alrededor de 115,998,282,598.79 m<sup>2</sup> que no pueden ser empleados para este propósito. En total Sonora cuenta con 180,840,617,117 m<sup>2</sup> y 64.14% del territorio está fuera de los criterios de exclusión.

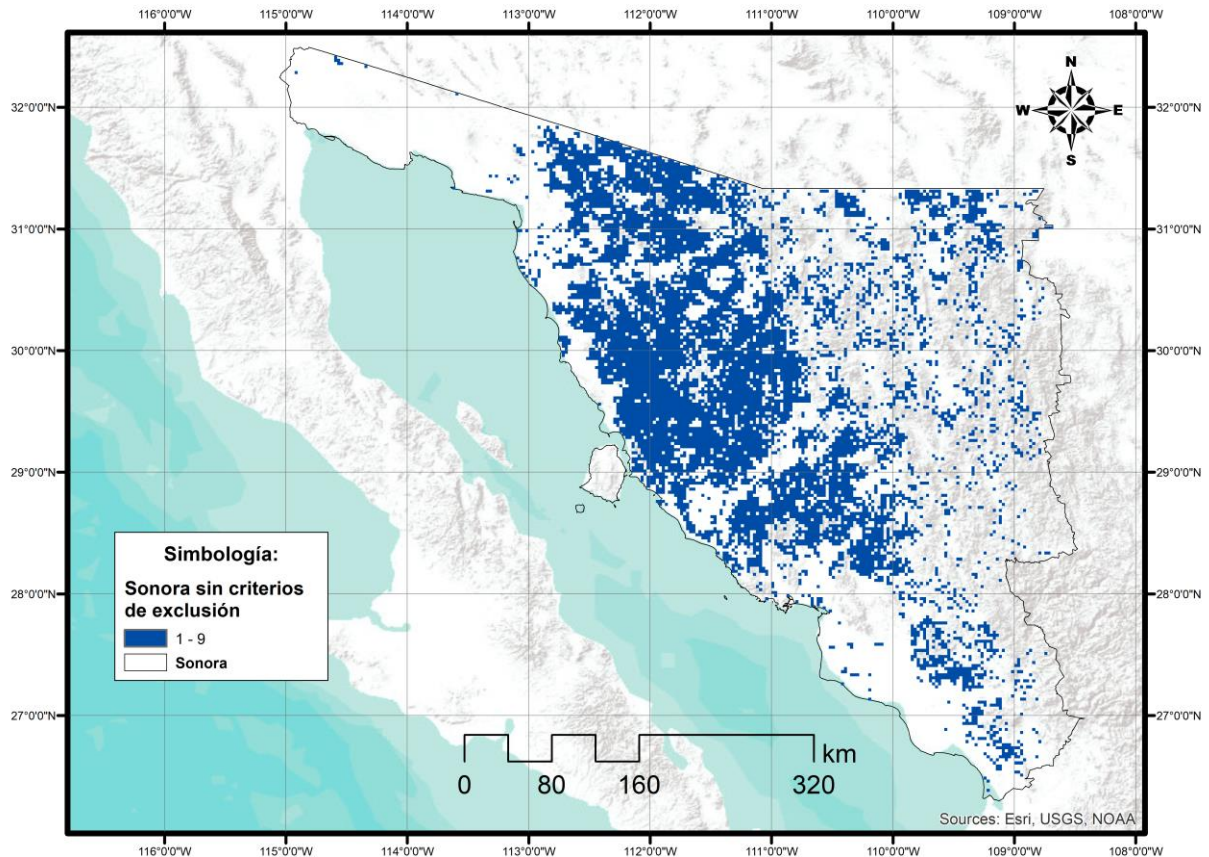


Figura 5.17. Sonora sin sitios de exclusión

Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE (2016), INEGI (2009, 2016, 2016a, 2017, 2020c) y CONANP (2021, 2021a)

### 5.1.3. Matriz de pesos relativos de las variables para la optimización de la generación de la EF

La matriz de pesos relativos es la importancia relativa que tienen los criterios de selección de los sitios con respecto a los demás criterios, es decir, es el peso relativo que estos criterios tendrán en la búsqueda de los sitios más factibles para la generación de esta energía. La construcción de estos pesos se realizará usando de referencia la literatura con respecto a este mismo proceso de optimización.

### 5.1.3.1. Criterios de selección reclasificados

Antes de comenzar con la matriz de pesos relativos de los criterios de selección, es necesario hacer una reclasificación de los valores de estas variables. Esto es requerido debido a que hace falta aplicar un proceso de estandarización para poder sobreponer las diferentes capas que representan a los criterios de selección y hacerlos comprables (Doljak y Stanojević, 2017; Doorga et al., 2018).

A su vez, la estandarización permite asignar los rangos de cada variable de acuerdo con su relación con el proceso fotovoltaico (Doorga et al, 2018). En este caso se siguió a Doorga et al. (2018) y se clasificaron las variables en un rango de 1 a 9. Esta reclasificación va progresivamente de menor a mayor idoneidad. Los rangos de clasificación se obtuvieron usando 9 clases de Jenks en Arcmap.

Las diferentes reclasificaciones de los criterios de selección se agrupan en la Tabla 5.7 (que consta de 4 partes). En esta tabla se incluyen los intervalos originales de los criterios, así como los reclasificados. En general existen tres tipos de reclasificaciones, que son:

- Positivas: aquellas condiciones en las que conforme se incrementan los valores de las variables, también aumenta la idoneidad del sitio para generar electricidad via el proceso fotovoltaico, esto es, causalidad positiva. Algunos ejemplos son la irradiancia, velocidad del viento, elevación del terreno y velocidad del viento.
- Negativas: son características de los lugares que al aumentar su cuantificación medible, la idoneidad del lugar disminuye, es decir, causalidad negativa. Ejemplos incluyen la temperatura, variables de proximidad, la inclinación del terreno, la humedad relativa, entre otras.
- Otras: en este caso la única variable que no se agrupa con las dos categorías mencionadas anteriormente, es la orientación del terreno. Como se mencionó anteriormente la orientación más adecuada para poner celdas solares en el hemisferio norte es apuntando hacia el sur (Vivint Solar Developer, s.f.; Amin et al., 2018). Por ende, sur es el valor mayor y norte la menor, la reclasificación se hizo siguiendo a Doorga et. al. (2018).

Por lo anterior el sentido de los criterios reclasificados en la siguiente tabla, varían dependiendo del tipo de reclasificación empleada.

Tabla 5.7. Valores originales y de reclasificación de los criterios de selección (parte 1)

Variable	Clasificación 1	Clasificación 2	Clasificación 3	Clasificación 4	Clasificación 5	Clasificación 6	Clasificación 7	Clasificación 8	Clasificación 9
Reg. Kriging: Irradiancia media diaria	437.84088 1 - 480.28490 6	480.284906 - 500.389971	500.389971 - 516.771875	516.771875 - 530.175252	530.175252 - 539.855468	539.855468 - 551.024948	551.024948 - 571.874645	571.874645 - 597.936765	597.936765 - 627.722046
Reg. Kriging: Irradiancia media diaria reclasificada	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Reg-IDW: temperatura diaria media	12.153718 - 16.961337	16.961337 - 19.051607	19.051607 - 20.723822	20.723822 - 22.326362	22.326362 - 23.789551	23.789551 - 25.043712	25.043712 - 26.158522	26.158522 - 27.273333	27.273333 - 29.921007
Reg-IDW: temperatura diaria media reclasificado	9	8	7	6	5	4	3	2	1
Reg-IDW: Duración solar media diaria	8.734674 - 9.506626	9.506626 - 9.738212	9.738212 - 9.850496	9.850496 - 9.941726	9.941726 - 10.025939	10.025939 - 10.110152	10.110152 - 10.201383	10.201383 - 10.299632	10.299632 - 10.524199
Reg-IDW: Duración solar media diaria	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Kriging simple: humedad relativa diaria media	31.875443 - 36.604173	36.604173 - 38.855949	38.855949 - 41.220314	41.220314 - 43.922446	43.922446 - 47.074933	47.074933 - 50.565186	50.565186 - 53.830261	53.830261 - 56.870159	56.870159 - 60.58559
Kriging simple: humedad relativa diaria media reclasificada	9	8	7	6	5	4	3	2	1

Fuente: Elaboración propia con datos de The European Space Agency (s.f.), USGS (s.f.), CENACE (2016), Solargis (2017), CESAVE-SIAFESON (2020) e INEGI (s.f.a, 2016 y 2020c)

Tabla 5.7. Valores originales y de reclasificación de los criterios de selección (parte 2)

Variable	Clasificación 1	Clasificación 2	Clasificación 3	Clasificación 4	Clasificación 5	Clasificación 6	Clasificación 7	Clasificación 8	Clasificación 9
Kriging ordinario: velocidad del viento diaria media	4.657775 - 5.494002	5.494002 - 6.299258	6.299258 - 7.104514	7.104514 - 7.971713	7.971713 - 8.869883	8.869883 - 9.768053	9.768053 - 10.604281	10.604281 - 11.440508	11.440508 - 12.555478
Kriging ordinario: velocidad del viento diaria media reclasificado	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Continuo de elevaciones mexicano	-12 - 143.117647 1	143.117647 2 - 349.941176 5	349.941176 6 - 577.447058 8	577.447058 9 - 794.611764 7	794.611764 8 - 1,032.45882 4	1,032.45882 5 - 1,270.30588 2	1,270.30588 3 - 1,508.15294 1	1,508.15294 2 - 1,797.70588 2	1,797.70588 3 - 2,625
Continuo de elevaciones mexicano reclasificado	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Inclinación del terreno	0.00000014 3 - 0.98039228 6	0.98039228 6 - 2.35294128 6	2.35294128 7 - 3.4117648	3.41176480 1 - 4.39215694 3	4.39215694 4 - 5.41176477 2	5.41176477 3 - 6.54901965 7	6.54901965 8 - 7.76470591 4	7.76470591 5 - 8.9019608	8.90196080 1 - 10
Inclinación del terreno reclasificado	9	8	7	6	5	4	3	2	1

Fuente: Elaboración propia con datos de The European Space Agency (s.f.), USGS (s.f.), CENACE (2016), Solargis (2017), CESAVE-SIAFESON (2020) e INEGI (s.f.a, 2016 y 2020c)

Tabla 5.7. Valores originales y de reclasificación de los criterios de selección (parte 3)

Variable	Clasificación 1	Clasificación 2	Clasificación 3	Clasificación 4	Clasificación 5	Clasificación 6	Clasificación 7	Clasificación 8	Clasificación 9
Orientación del terreno	Plano (-1)	Norte (0-22.5)	Noreste (22.5-67.5)	Este (67.5-112.5)	Sureste (112.5-157.5)	Sur (157.5-202.5)	Suroeste (202.5-247.5)	Oeste (247.5-292.5)	Noroeste (292.5-337.5)
Orientación del terreno reclasificado	6	1	3	5	7	9	7	5	3
Proximidad a carreteras	0 - 44.4243681 1	44.4243681 2 - 140.677165 7	140.677165 8 - 251.738085 9	251.738086 - 385.011190 3	385.011190 4 - 547.90054	547.9005401 - 747.8101965	747.8101966 - 969.932037	969.9320371 - 1,243.88230 7	1,243.88230 8 - 1,888.03564 5
Proximidad a carreteras reclasificado	9	8	7	6	5	4	3	2	1
Proximidad a las líneas de transmisión	0 - 89.6098345 6	89.6098345 7 - 232.985569 9	232.98557 - 385.322288 6	385.322288 7 - 555.580974 3	555.580974 4 - 761.683593 7	761.6835938 - 1,030.51309 7	1,030.51309 8 - 1,344.14751 8	1,344.14751 9 - 1,666.74292 3	1,666.74292 4 - 2,285.05078 1
Proximidad a las líneas de transmisión reclasificado	9	8	7	6	5	4	3	2	1
Proximidad a las manchas urbanas	0 - 48.9529497 9	48.9529498 - 130.541199 4	130.541199 5 - 217.568665 7	217.568665 8 - 310.035348 7	310.035348 8 - 418.819681 6	418.8196817 - 549.360881	549.3608811 - 707.0981637	707.0981638 - 908.3491795	908.3491796 - 1,387.00024 4
Proximidad a las manchas urbanas reclasificado	9	8	7	6	5	4	3	2	1

Fuente: Elaboración propia con datos de The European Space Agency (s.f.), USGS (s.f.), CENACE (2016), Solargis (2017), CESAVE-SIAFESON (2020) e INEGI (s.f.a, 2016 y 2020c)

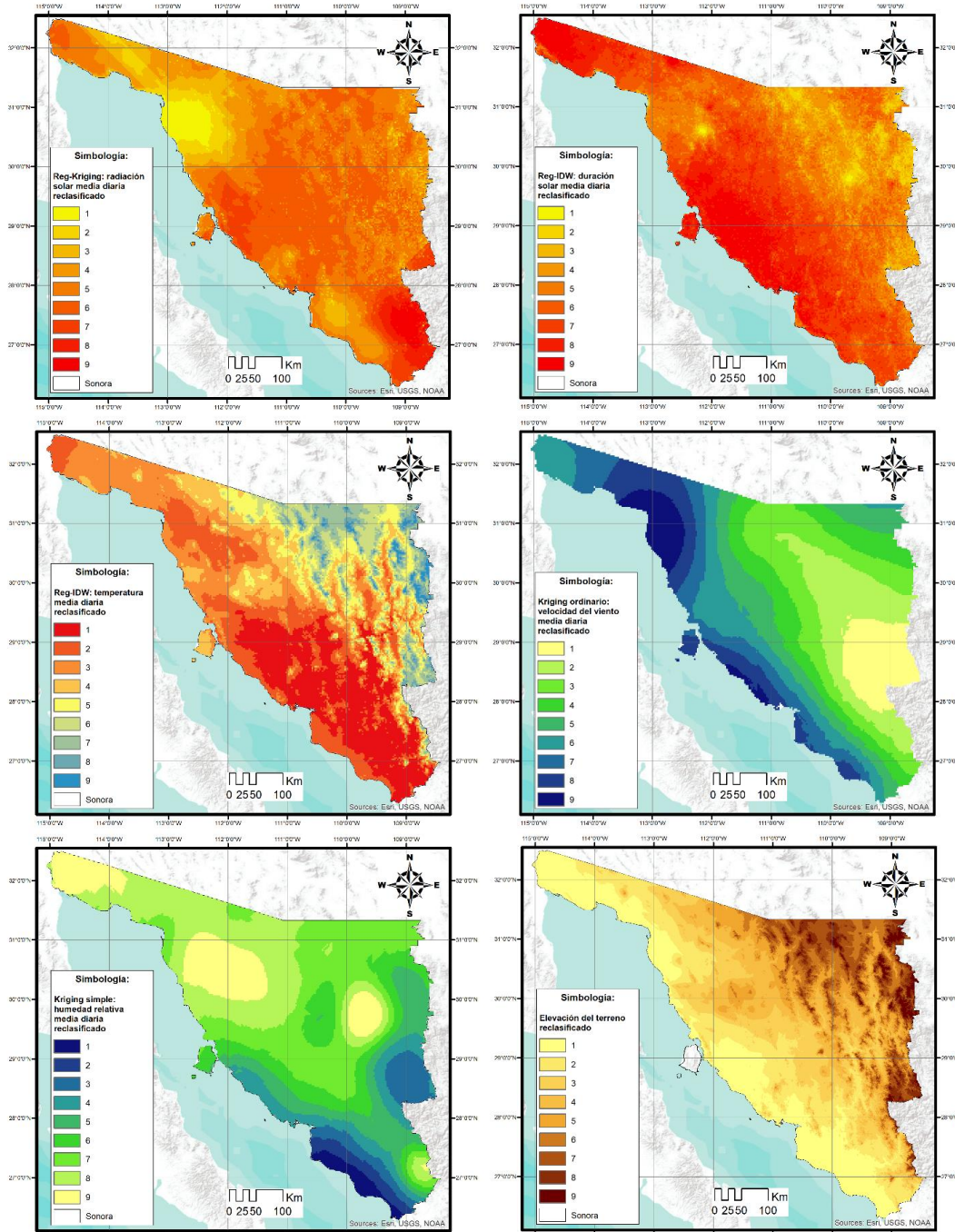


Figura 5.18. Criterios de selección reclasificados (parte 1)

Fuente: Elaboración propia con datos de USGS (s.f.), The European Space Agency (s.f.), CENACE (2016), Solargis (2017), CESAVE-SIAFESON (2020), INEGI (s.f.a, 2016 y 2020c)

Por su parte, los mapas de los criterios reclasificados se presentan en la Figura 5.18 (que consta de dos partes). Por consistencia, se trata de mantener las mismas paletas que las usadas en la sección 5.1.1. Si bien estas constan de 9 valores en lugar de los 5 clásicos, los que se realiza para que la ponderación de los criterios de selección tenga más capacidad de selección, el

sentido de las paletas se mantiene conforme a la usada anteriormente, aun si cambia el sentido original de la variable.

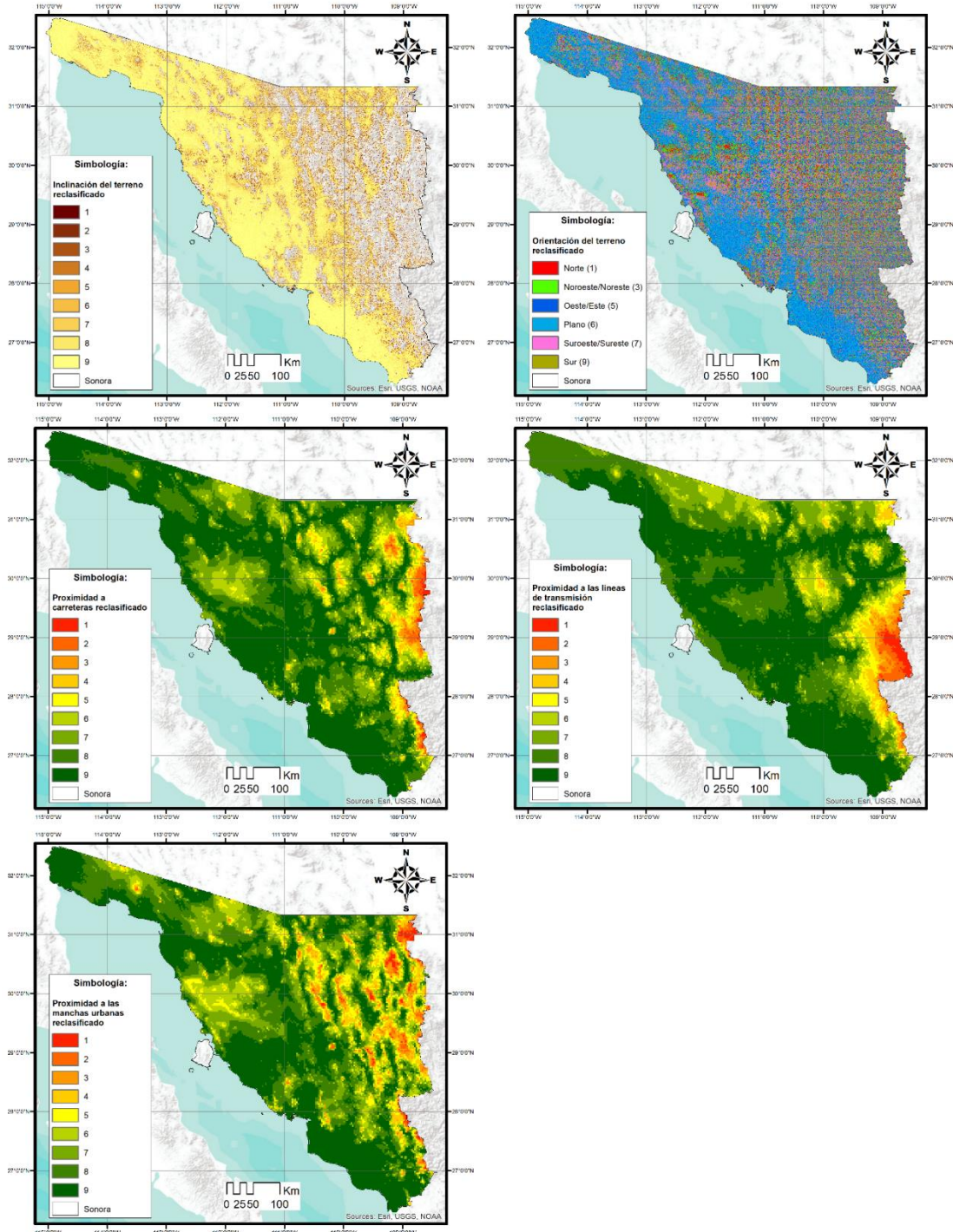


Figura 5.18. Criterios de selección reclasificados (parte 2)

Fuente: Elaboración propia con datos de USGS (s.f.), The European Space Agency (s.f.), CENACE (2016), Solargis (2017), CESAVE-SIAFESON (2020), INEGI (s.f.a, 2016 y 2020c)

En la Figura 5.18 se muestran los mapas de los diferentes criterios de selección en todo el estado, con excepción de la inclinación del terreno, que por sus características solo puede mapearse en los sitios con valores menores a los 10 grados. Pero si es de interés observar estas variables fuera de los sitios con criterios de exclusión, estos se presentan en el Anexo 5.12. Si bien no es posible hacer un análisis tan a profundidad del comportamiento de estas características al excluir ciertas partes del territorio, permiten ver los valores de las variables en los sitios donde es posible instalar plantas fotovoltaicas.

### 5.1.3.2. *Matriz de pesos relativos*

La elaboración de los pesos relativos es resultado de aplicar la escala de intensidad de nueve puntos de Saaty a los diferentes criterios de selección. Para establecer la importancia relativa de los criterios se basó en la literatura que realiza investigaciones similares como Sánchez-Lozano et al. (2013), Chen et al. (2014), Noorollahi et al. (2016), Zoghi et al. (2017), Doljak y Stanojević (2017), Al Garni y Awasthi (2017) y Doorga et al. (2018).

En cuanto a la literatura de las plantas fotovoltaicas en Sonora, si bien se encontró carente, si se tienen algunas referencias. Como es Engie (2018) que menciona la irradiancia promedio del sitio y la cercanía a la red eléctrica nacional. Por otro lado, los informes financieros de dos plantas, BDAN (2017) y BDAN (2017a), hacen alusión a la importancia de la alta irradiancia en el sitio como factor de selección.

En la siguiente tabla se presentan los pesos relativos de los criterios de selección después de usar la escala de Saaty. En la columna correspondiente a sitios, se encuentran la mayoría de las variables que se repiten en los diversos estudios mencionados anteriormente (Sánchez-Lozano et al., 2013; Chen et al., 2014; Noorollahi et al., 2016; Zoghi et. al., 2017; Doljak y Stanojević, 2017; Al Garni y Awasthi, 2017; Doorga et al., 2018).

Por su parte, la columna que se llama sitios con velocidad del viento agrupa a todos estos criterios, pero se agrega la velocidad del viento, como criterio de selección de los sitios más factibles. Debido a que, de acuerdo con la literatura encontrada, esta variable tiene un efecto directo sobre la generación de electricidad de las celdas fotovoltaicas, ya que esta variable junto con la temperatura del ambiente, determinan la temperatura de la celda (Koehl, Heck, Wiesmeier y Wirth, 2011; Huld y Gracia Amillo, 2015).

Como se ve en la tabla siguiente, existe una concordancia notable en cuanto al caso en que se agrega la velocidad del viento, con la que no la tiene. Aquí se agrega la velocidad del viento como ligeramente menos importante que la temperatura, porque están en una categoría similar, así como que se considera que la temperatura ambiente tendrá un efecto mayor sobre la celda que la velocidad del viento, especialmente por la cercanía al suelo de las celdas y que la mayoría de la región no tiene altos valores del movimiento del viento.

Un resumen de la Tabla 5.8 es que la irradiancia y duración solar son las variables relativamente más importantes, debido a su efecto directo en la generación de electricidad vía el proceso fotovoltaico. Les sigue la cercanía a las líneas de transmisión, por la importancia de tener infraestructura para colocar la electricidad. Después esta la inclinación del terreno (afecta por la

emisión de sombra de las celdas), la temperatura y la velocidad del viento (estas últimas afectan la temperatura de la celda).

Las variables con menor ponderación son la orientación del suelo (se relaciona con el posicionamiento del sol con respecto al suelo), la proximidad a las vialidades (que es especialmente importante durante la construcción), la elevación del terreno, la humedad relativa (estas dos últimas se relacionan con la irradiancia) y la proximidad a las manchas urbanas (cierta cercanía puede fomentar el desarrollo económico de la región).

Tabla 5.8: Pesos atribuidos a los criterios de selección

Criterio de evaluación	Sitios	Sitios con velocidad del viento
Irradiancia ( $W/m^2$ )	0.4007	0.3752
Duración de luz solar (horas)	0.1925	0.1857
Temperatura ambiente ( $^{\circ}C$ )	0.0697	0.0664
Velocidad del viento (km/hr)	N.A.	0.0591
Humedad relativa (%)	0.0137	0.0124
Elevación del terreno (m)	0.0236	0.0209
Inclinación del terreno (%)	0.0968	0.0941
Orientación de la inclinación (%)	0.0401	0.0346
Proximidad a red eléctrica	0.1114	0.1070
Proximidad a vialidades	0.0345	0.0295
Proximidad a zonas urbanas	0.0164	0.0147

Fuente: Elaboración propia

En ambos casos, tanto cuando se incluye la velocidad del viento como cuando no se agrega, el Ratio de Inconsistencia fue muy cercano a 0, por lo que se considera dentro del límite aceptable en términos de consistencia y se pueden usar estos pesos relativos para identificar los sitios con características más factibles para producir electricidad vía el proceso fotovoltaico.

Para poder obtener estos pesos relativos de los criterios de selección, así como para la aplicación del método GIS-AHP es necesario determinar congruentemente la importancia relativa de cada criterio de selección con referencia a los demás. El resultado de lo anterior con la escala de intensidad de nueve puntos de Saaty se presenta en la Tabla 5.9.

Tabla 5.9: Matriz de comparación pareada de los criterios de selección

	Radia- ción solar	Dura- ción de luz solar	Tempe- ratura ambiente	Hume- dad relati- va	Eleva- ción del terreno	Inclina- ción del terreno	Orien- tación de la inclina- ción	Proxi- midad a red eléctri- ca	Proxi- midad a viali- dades	Proxi- midad a zonas urbanas	Velo- cidad del viento
Radia- ción solar	1.00	6.00	7.00	9.00	9.00	7.00	8.00	6.00	9.00	9.00	7.00
Dura- ción de luz solar	0.17	1.00	5.00	8.00	7.00	4.00	6.00	3.00	7.00	8.00	5.00
Temp- e- ratura am- biente	0.14	0.20	1.00	6.00	4.00	0.33	3.00	0.33	5.00	6.00	2.00
Hume- dad relativ a	0.11	0.13	0.17	1.00	0.33	0.17	0.20	0.14	0.25	0.50	0.17
Eleva- ción del teren o	0.11	0.14	0.25	3.00	1.00	0.20	0.33	0.17	0.50	3.00	0.25
Inclin- a- ción del teren o	0.14	0.25	3.00	6.00	5.00	1.00	4.00	0.50	5.00	7.00	3.00
Orient- a- ción de la inclin- a- ción	0.13	0.17	0.33	5.00	3.00	0.25	1.00	0.17	2.00	4.00	0.33
Proxi- mi- dad a red eléctri- ca	0.17	0.33	3.00	7.00	6.00	2.00	6.00	1.00	3.00	4.00	3.00
Proxi- mi- dad a vialid- a-des	0.11	0.14	0.20	4.00	2.00	0.20	0.50	0.33	1.00	6.00	0.20
Proxi- mi- dad a zonas urban- as	0.11	0.13	0.17	2.00	0.33	0.14	0.25	0.25	0.17	1.00	0.17
Velo- ci- dad del viento	0.14	0.20	0.50	6.00	4.00	0.33	3.00	0.33	5.00	6.00	1.00

Fuente: Elaboración propia

#### 5.1.4. Proceso Analítico Jerárquico para identificar las zonas más factibles para la generación de la EF

Después, se aplica el Proceso Analítico Jerárquico para identificar estas zonas que es una forma de superposición ponderada de mapas para encontrar sitios donde los criterios de selección son “mejores” o “mayores” o más cercano. Esto es caracterizar los mapas en zonas con mejores condiciones para cumplir el objetivo en específico, en este caso, la generación de energía fotovoltaica.

En la Figura 5.19 se ven los resultados de aplicar el AHP usando los criterios de ponderación mostrados en el apéndice anterior. Una primera apreciación es que los valores y rangos de los dos casos son bastante similares, aunque existen pequeñas diferencias en términos de los sitios que se adjudican a cada intervalo.

Un ejemplo es en el oeste del estado, donde algunos sitios que estarían en el cuarto intervalo de idoneidad de no considerarse la velocidad del viento pasan a estar en el quinto lugar. Y si bien este análisis no es estrictamente válido, ya que se requeriría de un análisis más extensivo tanto en datos históricos más longevos, aplicación de diferentes métodos y análisis puntuales del lugar. Podemos sospechar que la velocidad del viento cambia el índice de factibilidad.

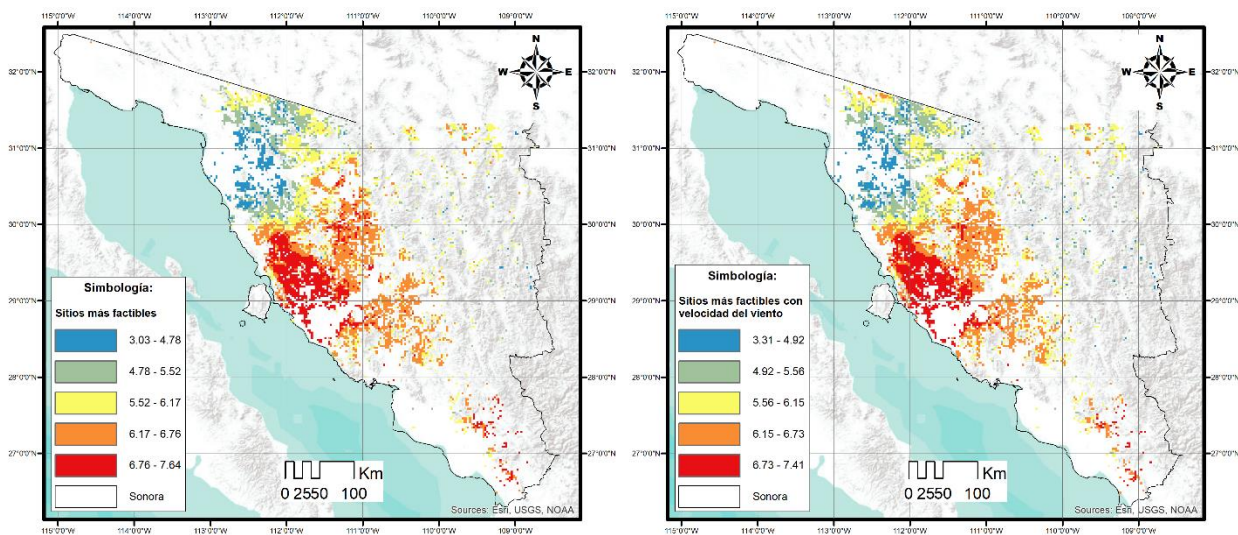


Figura 5.19. Sitios con condiciones más factibles para generar energía fotovoltaica

Fuente: Elaboración propia con datos de USGS (s.f.), The European Space Agency (s.f.), CESAVE-SIAFESON (2020), CENACE (2016), Solargis (2017), INEGI (s.f.a , 2009, 2016, 2016a, 2017 y 2020c) y CONANP (2021, 2021a),

Nota: La imagen de la izquierda usa todos los criterios de selección con excepción de la velocidad del viento y la de la derecha usa todos

Lo anterior sucede principalmente en los intervalos menos y más idóneos, en los sitios sin incluir la velocidad del viento. Esto se puede apreciar principalmente en el norcentro de Sonora, que corresponderían con sitios con baja velocidad del viento promedio, así como en el centro que

tiene las mismas características. En el primer caso aumenta el intervalo menor y en el segundo disminuye el mayor.

De esta forma, es posible inferir que la inclusión de la velocidad del viento como criterio de selección bajo propósito de encontrar sitios con mejores condiciones para generar energía fotovoltaica, principalmente tiene un efecto significativo en los lugares donde esta variable tiene valores bajos.

## **5.2. Estimación de la generación de energía fotovoltaica de los sitios con mayor factibilidad**

El objetivo esta subsección es estimar la energía eléctrica que puede ser generada en las zonas con mayor factibilidad para la generación de la EF, así como el costo de esta generación energética. Para ello se plantea como variables cómo la irradiancia, temperatura, velocidad del viento, entre otras afectan la generación de energía por las celdas solares y se usa esta aritmética para calcular cuanta energía se puede generar. Después, usando los costos vigentes para 2019, se calcula el costo de generación.

Los resultados de la generación por  $m^2$  se presentan en la Figura 5.20, tanto para Sonora como para los sitios más factibles. Una diferencia notable es el área que cubren los mapas, en el caso de Sonora en su totalidad se cuenta con 27,107 pixeles, cada píxel mide alrededor de 6,771.07  $km^2$ , por lo que el área cubierta sería alrededor de 183,543  $km^2$  en el espacio del mapa. Por su parte, los sitios cuentan con 5,325 pixeles, que corresponderían a 36,055  $km^2$ . Los sitios, entonces, representan 19.64% del total de Sonora.

Otra distinción importante es el intervalo de la capacidad de generación entre los mapas de Sonora y de los sitios más idóneos, mientras el intervalo del estado va de alrededor de 580 a poco más de 832 Watts-hora/ $m^2$  por hora, lo sitios están entre 597 y 821 Watts-hora/ $m^2$  por hora. Estos valores son coherentes con la eficiencia promedio de los paneles solares según diferentes fuentes, como Lane (2021), Howell (2021), Stenhouse (2021) y Svarc (2022).

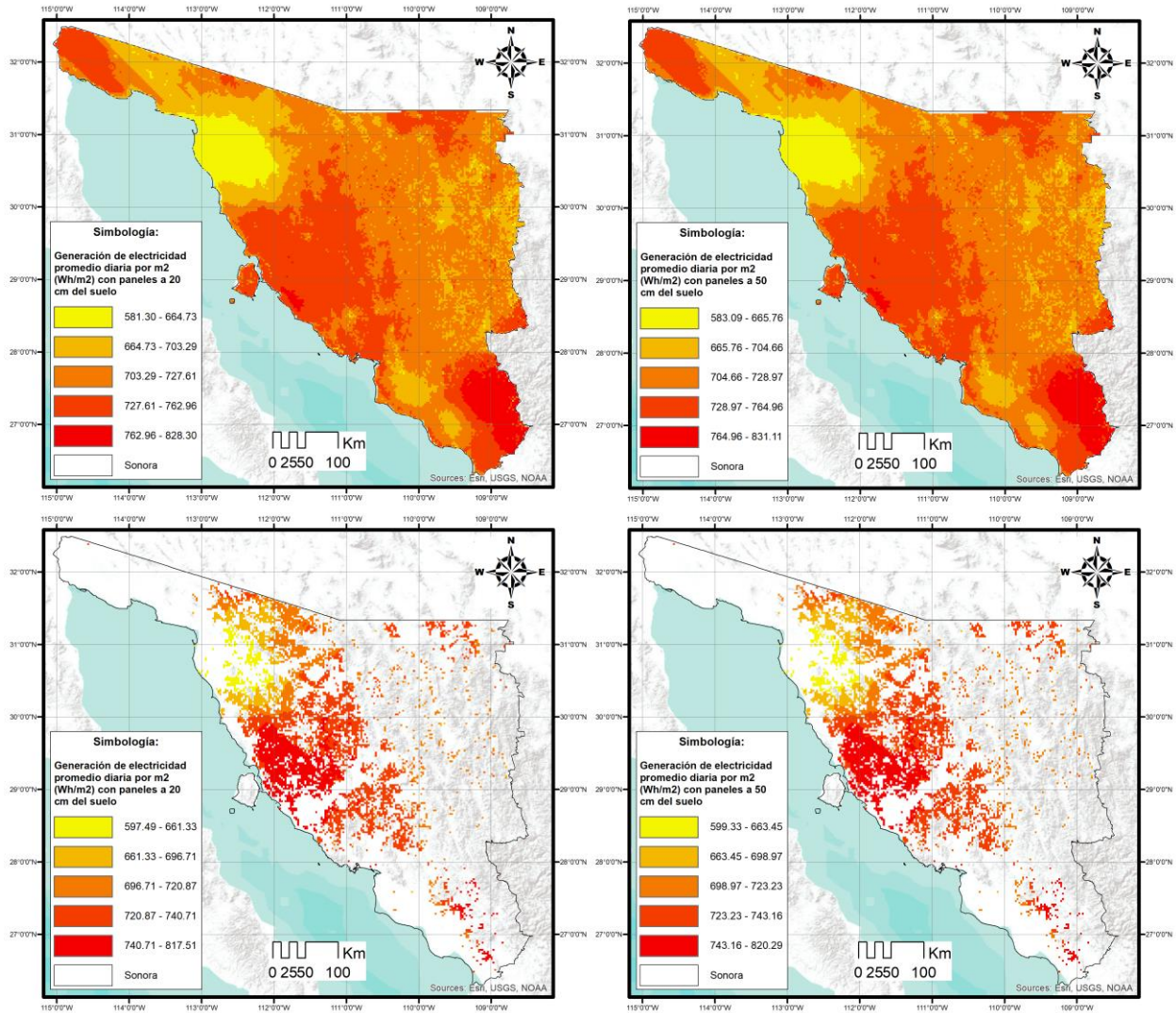


Figura 5.20. Potencial promedio de generación de electricidad diario por m<sup>2</sup> en Sonora y los sitios más factibles a 20 y 50 cm de altura del suelo

Fuente: Elaboración propia con datos de USGS (s.f.), The European Space Agency (s.f.), CENACE (2016), Solargis (2017), CESAVE-SIAFESON (2020), INEGI (s.f.a, 2009, 2016, 2016a, 2017, 2020c) y CONANP (2021, 2021a),

También es posible estimar la cantidad de Watts por hora que se pueden generar en todo el territorio al multiplicar la generación de electricidad promedio diaria por m<sup>2</sup> por el área de la celda. De esta forma, en los sitios se puede generar en total 260,86 GWH en promedio por día (suponiendo que toda el área tiene celdas solares). México consumió 267,340 GWH en 2020 (Expansión, s.f.), por lo que le tomaría alrededor de 11 días a los sitios para cubrir la demanda total de consumo de electricidad mexicano o usando alrededor del 3% de los sitios o 0.58% de la superficie del territorio del estado de Sonora, equivalente a 1,081 km<sup>2</sup>, para abastecer el consumo eléctrico total del país.

## **Capítulo 6: Estimación de la capacidad de consumo de energía fotovoltaica del sector privado de México**

### **6.1. Regresiones del consumo de energía eléctrica y producción del sector privado de México**

En esta subsección se identifica la relación del consumo energético con la producción del sector empresarial y paraestatal mexicano. Esto se realiza debido a que se requieren modelos robustos de estas variables para poder identificar cómo afecta el consumo de energéticos a la producción de este sector, que es necesario para poder variar el consumo y encontrar qué tanto es posible cambiar el consumo sin afectar la producción.

#### **6.1.1. Datos y regionalización**

El objetivo de la regionalización es separar los datos en unidades discretas similares, en cuanto a sus características y relaciones económicas, para obtener mejores resultados con las regresiones. Un primer aspecto por notar es que la autocorrelación espacial no se encontró estadísticamente significativa para la totalidad del país a desagregaciones estatal y municipal. Sin embargo, este sí se encontró para las tres regiones. La selección de regiones se da agrupando las regiones planteadas por INEGI (2020a), en las siguientes tres regiones:

- La región norte incluye a Baja California, Baja California Sur, Coahuila de Zaragoza, Chihuahua, Nuevo León, Sinaloa, Sonora y Tamaulipas.
- La región centro comprende a Aguascalientes, Ciudad de México, Colima, Durango, Estado de México, Guanajuato, Hidalgo, Jalisco, Michoacán de Ocampo, Morelos, Nayarit, Puebla, Querétaro, San Luis Potosí, Tlaxcala y Zacatecas.
- La región sur integra a Campeche, Chiapas, Guerrero, Oaxaca, Quintana Roo, Tabasco, Veracruz de Ignacio de la Llave y Yucatán.

Otra característica por notar es que la región norte cuenta con 338 municipios, la centro con 994 y la sur con 1,131. Esto es importante a denotar, debido a que son el tamaño de observaciones por regresión y en todos los casos son de tamaño relativamente grande.

El único cambio importante con las regiones de INEGI (2020a) y las mencionadas anteriormente, es la agrupación en estas tres categorías y que se movió Guerrero del centro al sur, por considerarse una entidad económicamente más afín. En la siguiente figura se presentan los datos, empezando con la producción de este sector en su forma geográfica y mostrando estas regiones.

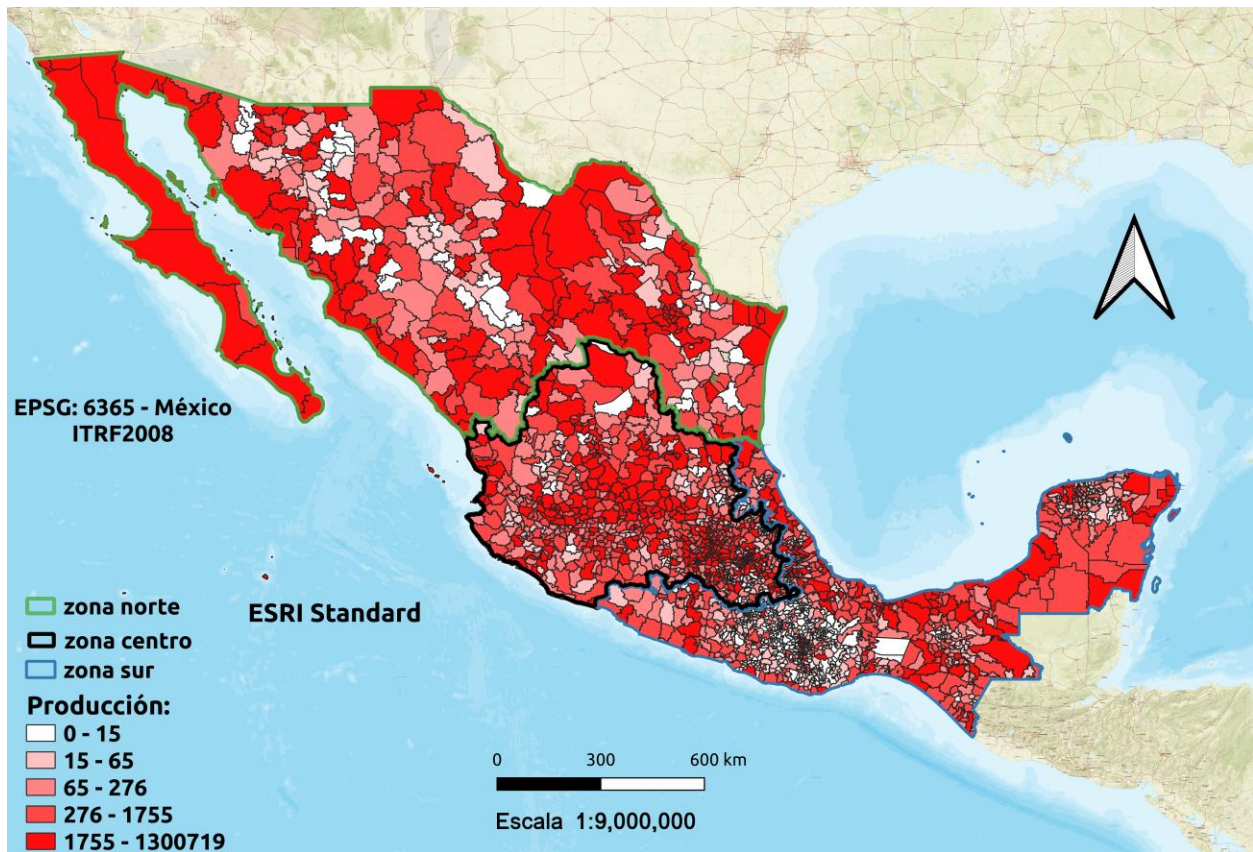


Figura 6.1: Mapa de la producción del sector empresarial y paraestatal en 2019 a nivel municipal y regionalizado

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (2020)

Nota: El valor de los datos es a millones de pesos de 2019

Cabe mencionar las siguientes cualidades de las regiones:

- La región norte se puede caracterizar por tener municipios con alta producción que parecen de cierta forma “lineal” apuntando o dirigiéndose a la frontera. También se pueden notar valores altos de producción en fronteras, sin tener municipios vecinos con valores altos en la cercanía.
- La zona centro parece tener una dinámica notoriamente diferente, gran parte parece tener un comportamiento direccionado hacia el centro, muy posiblemente a las alcaldías de la Ciudad de México, que contienen algunos de los municipios con mayor producción, así como una dinámica importante con la zona metropolitana.
- La región sur es la más heterogénea, en el sentido en que existen partes notorias que tienen niveles muy bajos de producción y otras con niveles altos, pero con pequeñas agrupaciones de valores bajos en la cercanía. En general no se observa un patrón específico como en las otras zonas. Lo que posiblemente se debe a una mayor heterogeneidad.

En la siguiente figura se muestra un mapa similar, pero para el consumo de electricidad de este sector. Un primer aspecto por denotar es que parecen tener comportamientos muy similares a los de la producción, lo cual es coherente al pensar que, si un municipio tiene una alta producción,

posiblemente tendrá un alto consumo energético. No se repetirá la explicación de los patrones por región, debido a que parecen tener un comportamiento muy similar.

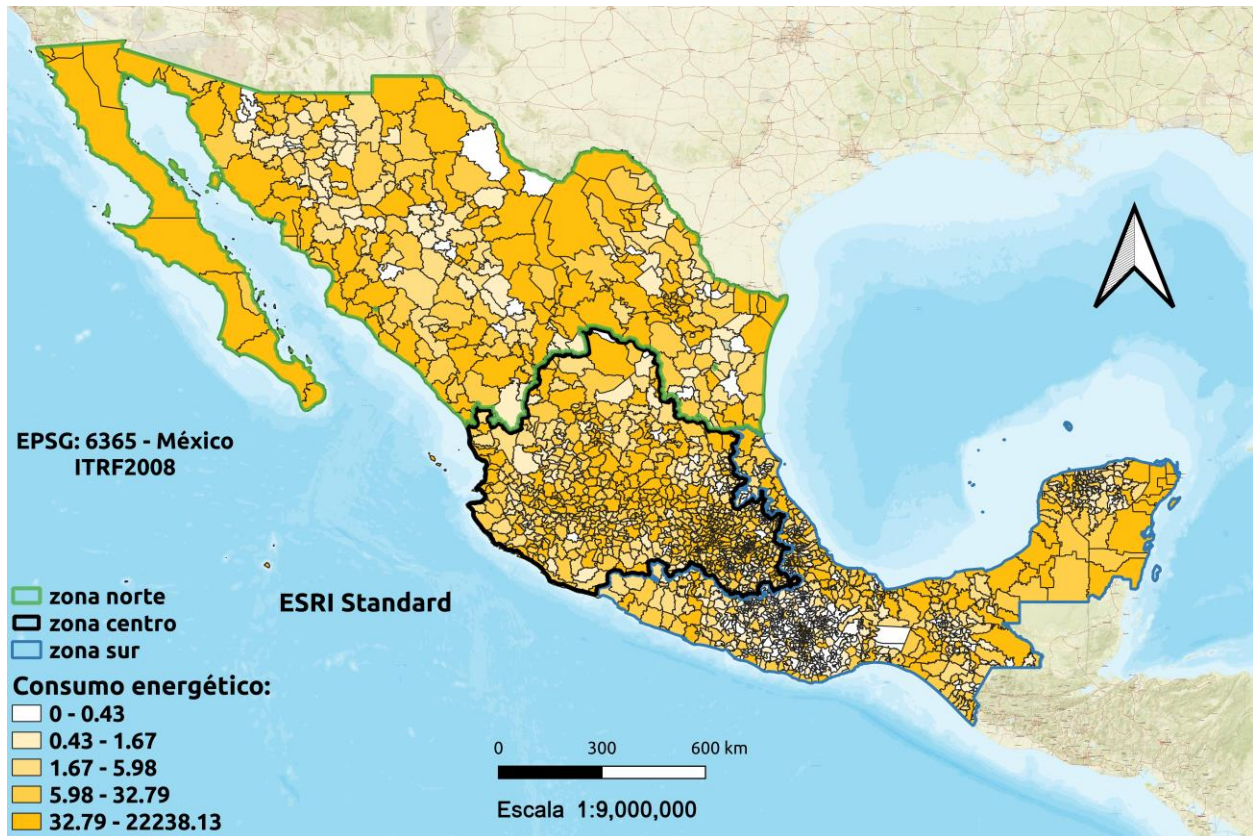


Figura 6.2: Mapa del consumo eléctrico del sector empresarial y paraestatal en 2019 a nivel municipal y regionalizado

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (2020)  
 Nota: El valor de los datos es a millones de pesos de 2019

### 6.1.2. Resultados de la selección de los modelos regionales

Como puede notarse en los mapas mostrados anteriormente, cada región tiene características diferentes y esto se nota en los modelos que resultaron ser “estables” para cada zona. Debido a que tienen formas diferentes siendo el modelo más sencillo el de la zona norte (que era medio esperado debido a que es una zona menos heterogénea) al más complicado en la sur. A continuación, se presentan la forma, en ecuación, de cada modelo que resultó en una regresión estable (no heteroscedasticidad, ni autocorrelación, variables estadísticamente significativas, etcétera).

El modelo de la zona norte es:

$$\ln(PIB) = \rho W \ln(PIB) + \alpha + \ln(E) \beta + D \beta' + \ln\left(\frac{\text{Activos fijos}}{PIB}\right) + \epsilon \quad (6.1)$$

Donde lo único a notar es que  $\ln$  es el logaritmo natural y  $D$  es una variable dicótoma que es 1 si existe 1 unidad económica del sector 22 y 0 si existen más de 1. Esta última variable se usó para

contextualizar el tamaño de los municipios, debido a que la mayoría solo tenían 1 unidad y los municipios grandes tenían más de 1.

En el caso de la región centro, la ecuación es:

$$\ln(PIB) = \alpha + \ln(E)\beta + W\ln(E)\theta + \ln(AF + 1)\theta_1 + \ln(PIB_{S21} + 1)\theta_2 + \ln(OVSAE + 1)\theta_3 + \ln(OVSEE + 1)\theta_4 + u, \quad u = \lambda Wu + \epsilon \quad (6.2)$$

En este caso el cambio a notar es que las variables auxiliares son los Activos Fijos (AF) del sector empresarial y paraestatal, la producción del sector 21 (minería), el porcentaje de ocupantes en viviendas sin agua entubada (OVSAE) y sin energía eléctrica (OVSEE). Por disponibilidad, las últimas dos variables son de 2015 de CONAPO (2015).

Este modelo tiene la característica de que el rezago espacial se explica con el error, que no pasa con los otros modelos. Una última cualidad por denotar que en este es el único modelo en el que el consumo energético de los municipios vecinos tiene un efecto estadísticamente significativo y, por ende, es un modelo Durbin de error espacial.

Por último, el de la región sur tiene la forma:

$$\ln(PIB) = \rho W\ln(PIB) + \alpha + E\beta + \sum X_i\beta_i' + \epsilon \quad (6.3)$$

Este modelo como era de presumirse resultó el más complicado, la relación que se encontró más significativa fue la logarítmica-lineal. Por otra parte, las variables auxiliares para estabilizar el modelo resultaron ser alrededor de 50 variables dicótomas que comparan la diferencia entre la existencia de 0 unidades del sector 54 (referente a los servicios profesionales, científicos y técnicos) con 1 unidad, 2 unidades, etcétera hasta llegar a 25 unidades seguido diferentes agrupaciones. Cabe mencionar que, aunque el número de variables es muy grande, todas resultaron estadísticamente significativas y tratar de reducir el número conllevaba la existencia de heteroscedasticidad en la región.

Se puede notar que en todas las regresiones se usó la forma de rezago espacial. Esto se hace debido a que en general este modelo resultó ser bueno en todas las regresiones, aunque cuando se muestren los resultados se mostrarán dos regresiones para cada ecuación.

#### 6.1.2.1. Autocorrelación espacial en las tres regiones

Se observó que en general tanto la producción, como el consumo eléctrico tuvieron valores estadísticamente significativos al 1% de autocorrelación espacial en todas las regiones. En el caso del modelo de y Mínimos Cuadrados Ordinarios en la región centro y sur resulto significativo al 1% mientras en la norte al 5%. Por lo anterior es posible concluir que existe autocorrelación espacial tanto para los datos, como para las regresiones lineales mostradas en la subsección anterior, aunque menor en magnitud para las regresiones lineales básicas y para el consumo eléctrico de la región sur. Los resultados se pueden observar en la siguiente tabla:

Tabla 6.1: Índice de Moran I para la producción, consumo eléctrico y el modelo de Mínimos Cuadrados Ordinarios para cada región

	Índice de Moran	Estadístico del Índice de Moran (Tipo Z-score)	Valor P	Región
ln(Producción)	0.3710	10.6890	< 2.2e-16	Norte
ln(Consumo Elec.)	0.3501	10.0900	< 2.2e-16	
MCO	0.0253	2.3015	0.0106	
ln(Producción)	0.4434	22.9640	< 2.2E-16	Centro
ln(Consumo Elec.)	0.4480	23.2050	< 2.2E-16	
MCO	7.1346E-02	8.2115	< 2.2e-16	
ln(Producción)	0.5206	28.2810	< 2.2E-16	Sur
Consumo Elec.	0.0418	2.6141	4.47E-03	
MCO	6.9813E-02	12.0430	< 2.2E-16	

Nota: Las pruebas se realizaron usando Rstudio

### 6.1.2.2. Selección del modelo usando las pruebas de los multiplicadores de Lagrange

Las pruebas LM dan un indicio del tipo de autocorrelación espacial que se debería usar en el modelo. Los resultados de estas pruebas se muestran en la siguiente tabla. Para la región norte parece existir una notoria inclinación hacia el modelo de rezago espacial mientras en las otras regiones no parece haber una clara diferencia entre los dos modelos, por lo que la selección del modelo se realiza considerando las características de cada modelo y su criterio de información de Akaike (AIC por sus siglas en inglés).

Tabla 6.2: Pruebas de los multiplicadores de Lagrange para los modelos de Mínimos Cuadrados Ordinarios por región

Región		LMerr	LMlag	RLMerr	RLMlag	SARMA
Norte	Estadístico	3.3255	8.3154	1.6404	6.6303	9.9558
	Valor P	0.0682	0.0039	0.2003	0.0100	0.0069
Centro	Estadístico	59.7600	22.5040	51.0270	13.7630	73.5310
	Valor P	1.06e-14	2.09e-06	9.11e-13	0.0002	<2.2e-16
Sur	Estadístico	123.9200	40.6980	107.6300	24.4010	148.3300
	Valor P	<2.2e-16	1.77e-10	<2.2e-16	7.82e-07	<2.2e-16

Nota: Las pruebas se realizaron usando Rstudio

### 6.1.2.3. Regresiones espaciales elegidas para las diferentes regiones

La selección del modelo de acuerdo con la significancia de sus coeficientes (gasto en consumo de electricidad y auxiliares) y coeficientes espaciales, presencia de heterocedasticidad, autocorrelación, significancia conjunta (estadístico de Wald), bondad de ajuste y criterios de información se presenta en las tablas 6.3, 6.4 y 6.5. En estas tablas MCO es mínimos cuadrados ordinarios, SLX es el modelo de retardo espacial en la variable independiente, Err es el modelo de rezago espacial, Lag es el modelo de error espacial, Lag Durbin es el modelo Durbin de rezago espacial, Err Durbin es el modelo Durbin de error espacial, Manski es el modelo Manski y Sarar es el modelo Sarar.

Tabla 6.3: Pruebas de selección de las regresiones de la región Norte

Método	MCO	SLX	Err	Lag	Err Durbin	Lag Durbin	Manski	Sarar
Constante	< 2e-16	< 2e-16	< 2.2e-16	< 2.2e-16	< 2.2e-16	2.829e-05	0.037423	< 2.2e-16
ln(E)	< 2e-16	< 2e-16	< 2.2e-16	< 2.2e-16	< 2.2e-16	< 2.2e-16	< 2.2e-16	< 2.2e-16
D. Unidades S22	5.77e-05	0.0311	0.0020	0.0006	0.0027	0.0025	0.0063	0.0024
ln(Activos fijos/PIB)	9.67e-09	1.26e-08	4.947e-09	1.326e-09	1.811e-09	2.260e-09	2.704e-09	1.793e-09
Resagos espaciales	NA	No significativos	Significativo	Significativo	Mixto	Mixto	No significativos	Mixto
Estadístico Wald	< 2.2e-16	< 2.2e-16	0.0262	0.0042	0.0677	0.0810	NA	NA
AIC	753	750	752	747	749	748	750	748
R2/Pseudo R2	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94
Prueba Heteroscedasticidad	0.4987	0.6814	0.4851	0.4249	0.4458	0.4095	0.4089	0.4328
Prueba autocorrelación	0.0971	0.1679	NA	0.3615	NA	0.9816	NA	NA

Nota: Las pruebas se realizaron usando Rstudio

Nota 1: NA significa que la prueba no está disponible para ese tipo de regresión

Nota 2: Todos los valores numéricos son valores P

Nota 3: Mixto en los rezagos espaciales significa que hay más de un rezago, y algunos eran significativos pero otros no

Tabla 6.4: Pruebas de selección de las regresiones de la región Centro

Método	MCO	SLX	Err	Lag	Err Durbin	Lag Durbin	Manski	Sarar
Constante	< 2e-16	0.0025	< 2e-16	< 2e-16	< 2e-16	0.0288	0.0001	0.0001
ln(E)	< 2e-16	< 2e-16	< 2e-16	< 2e-16	< 2e-16	< 2e-16	< 2e-16	< 2e-16
ln(Activos fijos+1)	< 2e-16	< 2e-16	< 2e-16	< 2e-16	< 2e-16	< 2e-16	< 2e-16	< 2e-16
ln(PIBS <sub>21</sub> +1)	0.0047	0.028	0.0052	0.0294	0.0246	0.0389	0.0252	0.0252
ln(OVSAE+1)	0.0113	0.1180	0.0316	0.2094	0.1145	0.0719	0.1150	0.1150
ln(OVSEE+1)	0.0002	0.0034	0.0003	1.137e-05	0.0001	0.0008	0.0001	0.0001
Resagos espaciales	NA	Mixto	Significativo	Significativo	Significativos	Significativos	Mixto	Mixto
Estadístico Wald	2.2e-16	< 2.2e-16	3.6347e-10	2.1057e-06	8.6622e-10	2.5338e-08	NA	NA
AIC	1445	1443	1411	1425	1402	1403	1404	1404
R2/Pseudo R2	0.95	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96
Prueba Heteroscedasticidad	0.7930	0.2513	0.9027	0.6209	0.2352	0.1877	0.2514	0.2514
Prueba autocorrelación	0.05127	0.1125	NA	1.5287e-10	NA	0.8207	NA	NA

Nota: Las pruebas se realizaron usando Rstudio

Nota 1: NA significa que la prueba no está disponible para ese tipo de regresión

Nota 2: Todos los valores numéricos son valores P

Nota 3: Mixto en los rezagos espaciales significa que hay más de un rezago, y algunos eran significativos pero otros no

Tabla 6.5: Pruebas de selección de las regresiones de la región Sur

Método	MCO	SLX	Err	Lag	Err Durbin	Lag Durbin	Manski	Sarar
Constante	< 2e-16	< 2e-16	< 2e-16	< 2e-16	< 2e-16	4.981e-07	0.0016	0.0016
ln(E)	< 2e-16	< 2e-16	< 2e-16	< 2e-16	< 2e-16	< 2e-16	< 2e-16	< 2e-16
Variables auxiliares	Significativas	Significativas	Significativas	Significativas	Significativas	Significativas	Significativas	Significativas
Resagos espaciales	NA	Mixta	Significativa	Significativa	Significativas	Significativas	Mixta	Mixta
Estadístico Wald	< 2.2e-16	< 2.2e-16	< 2.22e-16	4 .9028e-10	1.088e-14	4.3721e-13	NA	NA
AIC	2350	2287	2290	2315	2284	2279	2281	2281
R2/Pseudo R2	0.92	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93
Prueba Heteroscedasticidad	0.2290	0.1854	0.4116	0.3248	0.3039	0.3311	0.3160	0.3160
Prueba autocorrelación	0.0938	0.5248	NA	1.2546e-14	NA	0.6971	NA	NA

Nota: Las pruebas se realizaron usando Rstudio

Nota 1: NA significa que la prueba no está disponible para ese tipo de regresión

Nota 2: Todos los valores numéricos son valores P

Nota 3: Mixto en los rezagos espaciales significa que hay más de un rezago, y algunos eran significativos, pero otros no

Nota 4: Debido a que la regresión de la región sur tenía más de 50 variables que no entran al marco de este trabajo, la regresión en esta tabla solo muestra la variable de consumo energético y si las variables auxiliares son significativas

Aunque las ecuaciones (6.1), (6.2) y (6.3) expresan el modelo que se consideró más adecuado para expresar las relaciones espaciales planteadas para cada región, lo que se puede expresar como que las regiones económicas son diferentes al nivel que los modelos econométricos y variables auxiliares son diferentes. En la Tabla 6.6 se presentan los dos modelos que se consideraron econométricamente más robustos de los presentados en las tablas 6.3 a 6.5, debido a que el objetivo de esta sección es obtener el modelo más robusto posible para llevar a cabo las estimaciones correspondientes.

Algunas características por denotar de la región norte incluyen:

- El cambio de una unidad de  $\ln(E)$ , incrementa en poco más de una unidad el  $\ln(\text{producción})$  del sector estudiado.
- La variable del sector 22 sirve como una dicótoma para caracterizar o diferenciar pequeños municipios de los más grandes (debido que la mayoría solo tiene una unidad de este sector).
- En este caso, el modelo Durbin solo incluye la variable dicótoma como regresora espacial debido a que  $\ln(E)$  no tuvo un efecto significativo sobre la variable dependiente. En general parece que el modelo empeora ligeramente en la significancia en el estadístico de Wald,  $\rho$  y la variable dicótoma. Aun así, la magnitud y el sentido de los coeficientes se mantiene estable.
- Ningún modelo parece presentar autocorrelación o heteroscedasticidad.
- Aunque el modelo Durbin tiene menores valores del Criterio de Información de Akaike (AIC por sus siglas en inglés) y Log likelihood, el de regresión espacial parece más robusto por sus significancia individual y conjunta. Ambos modelos tienen valores consistentes y altos del pseudo  $R^2$ .

De la región centro:

- Un incremento en de 1% en el consumo energético, conlleva un aumento de 0.5377% en la producción y un aumento de 1% en el consumo de electricidad de municipios vecinos, cambia en 0.0291% la producción del municipio.
- Ambos modelos tienen significancia estadística en conjunto (véase el estadístico de Wald y la prueba LR como corresponda).
- Ningún modelo parece presentar heteroscedasticidad y aunque no tienen pruebas de autocorrelación, se observó que en el modelo de rezago espacial y Durbin de rezago espacial no existía autocorrelación, así que es bastante coherente asumir que en estos tampoco está presente.
- Ambas regresiones tienen valores altos y consistentes del pseudo  $R^2$ . Los valores del AIC y Log likelihood de los dos modelos son bastante similares.

Tabla 6.6: Regresiones espaciales elegidas para las diferentes regiones

	Norte				Centro				Sur			
	Modelo de rezago espacial		Modelo de error espacial		Modelo Durbin de rezago espacial		Modelo Durbin de error espacial		Modelo Durbin de rezago espacial		Modelo Durbin de error espacial	
Variable dependiente	ln(producción)				ln(producción)				ln(producción)			
Variable independiente	Coeficiente	Valor P	Coeficiente	Valor P	Coeficiente	Valor P	Coeficiente	Valor P	Coeficiente	Valor P	Coeficiente	Valor P
constante	2.5591	< 2.2E-16	3.2322	< 2.2e-16	0.5591	0.0288	1.9210	< 2.2e-16	1.4557	4.981e-07	3.5694	<2.2e-16
ln(E)	1.0193	< 2.2E-16	1.0247	< 2.2e-16	0.5512	< 2.2e-16	0.5525	< 2.2e-16	0.8208	< 2.2e-16	0.8209	<2.2e-16
Lag (lnE)					-0.3450	4.151e-06	0.0683	0 .0007	-0.4742	3.633e-09	0.0895	0.0035
D. Unidades S22	0.3116	0.0007	0.3090	0.0020								
D. Marginalidad												
ln(Activos fijos/PIB)	-0.3458	1.326e-09	-0.3339	4.947e-09								
ln(Activos fijos+1)					0.5214	< 2.2e-16	0.5194	< 2.2e-16				
ln(OVSEE+1)					-0.0864	0.0009	-0.1111	0.0001				
ln(OVSAE+1)					-0.0678	0.0719	-0.0688	0.1145				
ln(PIBS <sub>21</sub> +1)					-0.0253	0.0389	-0.0279	0.0246				
λ			0.3667	0.0668			0.4705	2.405e-09			0.6095	1.957e-12
ρ	0.1114	0.0056			0.3709	3.667e-09			0.5433	2.024e-13		
Estadístico Wald	8.171	0.0051	4.9409	0.0262	31.035	2.533e-08	37.605	8.662e-10	52.469	4.372e-13	59.723	1.088e-14
Log likelihood	-367.8875		-370.0472		-692.507		-692.0962		-1103.935		-1106.16	
AIC	747.78		752.09		1403		1402.2		2279.9		2284.3	
Pseudo R2	0.9435		0.9430		0.9617		0.9619		0.9340		0.9339	
Prueba Breusch-Pagan	2.7914	0.4249	2.4459	0.4851	8.7575	0.1877	8.0392	0.2352	35.972	0.3311	36.6320	0.3039
Prueba LM de autocorrelación	0.8328	0.3615	NA	NA	0.05136	0.8207	NA	NA	0.1514	0.6972	NA	NA

Nota: Las pruebas se realizaron usando Rstudio

Nota 1: NA significa que la prueba no está disponible para ese tipo de regresión

Nota 2: Debido a que la regresión de la región sur tenía más de 50 variables que no entran al marco de este trabajo, la regresión en esta tabla solo muestra la variable de consumo energético. Para ver las regresiones completas se puede consultar el anexo 6.1

De la región sur:

- Si el consumo energético varía en un millón de pesos (que es su unidad), la producción cambia en 0.12%.
- Los dos modelos presentan significancia estadística en conjunto (véase el estadístico de Wald y la prueba LR como corresponda).
- El modelo de rezago espacial no presenta autocorrelación (aunque el Modelo SAC no tiene esta prueba es coherente asumir que tampoco la presenta por su congruencia con la otra regresión) y ninguno presenta heteroscedasticidad.
- La pseudo  $R^2$  es relativamente elevada y congruente en los dos modelos. El AIC y Log likelihood son prácticamente iguales.

## 6.2. Capacidad de consumo de la EF usando la prueba de Wald

En esta subsección se itera la prueba de Wald, bajo la condición de que el coeficiente encontrado antes de variar el consumo energético sea igual después de variarlo. Se selecciona la máxima cantidad de aumento de esta variable cumpliendo esta condición como la mayor cantidad de energía fotovoltaica que puede consumir este sector. Para que el aumento del consumo energético no sea uniforme se agrega una pequeña variable de ruido aleatorio al incremento del consumo energético por energía fotovoltaica.

Los resultados se presentan en la siguiente tabla para las diferentes regiones, con diferentes valores para el intervalo de confianza, la desviación estándar del parámetro, dada por el valor P. El consumo de electricidad es el valor original de la variable, el factor de incremento es el máximo valor de incremento generalizado, sin incluir el factor aleatorio. De estos valores se obtiene el máximo incremento y el nuevo consumo de electricidad, así como la razón de cambio con respecto al valor original.

Tabla 6.7: Consumo de electricidad, máximo incremento del consumo de electricidad de cada región por valor P y tasa de crecimiento de este consumo

Región	Valor P	Consumo de electricidad	Factor de incremento	Máximo incremento del consumo de electricidad	Nuevo Consumo de electricidad	Razón de cambio
Norte	0.99	122,105	3.1	186,409	308,515	152.66%
	0.95		2.1	131,957	254,063	108.07%
Centro	0.99	176,611	1	71,000	274,118	55.21%
	0.95		0.91	97,506	247,612	40.20%
Sur	0.99	33,634	1.17	19,559	53,193	58.15%
	0.95		0.88	14,170	47,804	42.13%

Nota: Las pruebas se realizaron usando Rstudio

Nota 1: La unidad del consumo eléctrico y del PIB es millones de pesos de 2019

Es importante remarcar que los valores estimados en la Tabla 6.7 son promedios resultados de iterar 50 veces esta metodología, con el objetivo de evitar posibles desviaciones particulares de aplicar el método una sola vez o con pocas iteraciones.

El incremento mostrado en la tabla anterior puede parecer muy grande de solo considerar las tasas de crecimiento, sin embargo, si se pone en perspectiva con relación al PIB, como se presenta en la Tabla 6.8, es fácil notar que el porcentaje del gasto en consumo eléctrico por el sector privado y paraestatal mexicano es poco con relación a su PIB. Tanto el valor original, como los nuevos valores estimados.

Tabla 6.8: Consumo de electricidad original y estimado con relación al PIB

Región	Consumo eléctrico/PIB	Consumo eléctrico estimado/PIB (Valor P=0.95)	Consumo eléctrico estimado/PIB (Valor P=0.99)
Norte	1.89%	3.93%	4.77%
Centro	1.39%	1.54%	1.95%
Sur	1.11%	1.58%	1.76%

### 6.3. Estimación de la capacidad de captación de energía eléctrica-solar, generada en Sonora, por el sector privado de México.

Por último, se estima qué tanto potencial tiene Sonora para abastecer de energía fotovoltaica a este sector u otra forma de decirlo es qué tanta de la energía generada en Sonora puede consumir el sector empresarial y paraestatal mexicano. Esta solo es una relación de qué tanta energía se puede consumir este sector con relación a la que se puede generar en los sitios más factibles en Sonora. También es posible hacer desagregaciones de cuantos sitios son necesarios para satisfacer el consumo de energía fotovoltaica de este sector, así como el consumo de energía fotovoltaica que este sector puede tener por Estado.

Por su parte, la obtención de los costos de generación de electricidad vía el proceso fotovoltaico se recurre a IRENA (2020) donde los costos totales instalados en 2019, son de 995 USD/kW y el costo nivelado de electricidad, que es el costo por unidad de generación, es de 0.068 USD/kWh.

Los costos anteriores son por generación, pero para complementar se deben considerar los precios de transmisión de electricidad. En México en 2019, estos fueron de 0.0580 pesos/kWh para tensión mayor o igual a 220 kV y de 0.1051 pesos/kWh para tensión menor a 220 kV. Suponiendo un precio promedio de 0.08155 pesos/kWh.

Considerando que el tipo de cambio promedio en 2019 fue de 19.24 ppd (Gobierno de México, 2020). Por lo que 0.068 USD/kWh serían equivalentes 1.30832 pesos/kWh. Sumando a este último los precios de transmisión quedaría en 1.38987 pesos/kWh. Convirtiéndolo a pesos/gWh 1,389,870 pesos/gWh.

De forma que para estimar la cantidad de EF a la que corresponde el aumento de precios, se despeja Q, quedando:

$$Q = \frac{\Delta CE}{PEF} = \frac{\Delta CE}{1,308,320}$$

En la ecuación anterior se presupone que  $\Delta CE$  esta a pesos, no millones de pesos. La estimación para las diferentes regiones de esta cantidad se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 6.9: Cantidad de electricidad correspondiente al nuevo consumo de electricidad

Región	Valor P	Factor de incremento	Máximo incremento del consumo de electricidad	Cantidad de electricidad
Norte	0.99	3.1	186,409,000,000	134,119
	0.95	2.1	131,957,000,000	94,941
Centro	0.99	1	71,000,000,000	51,083
	0.95	0.91	97,506,000,000	70,154
Sur	0.99	1.17	19,559,000,000	14,072
	0.95	0.88	14,170,000,000	10,195

Nota: La unidad del consumo eléctrico es pesos de 2019 y la cantidad de electricidad en gWh

El total de cantidad de electricidad referente al máximo incremento de consumo de electricidad estimado en este estudio en México para los valores P de 0.99 y 0.95 son 199,276 gWh y 175,291 gWh respectivamente.

Entonces, la capacidad de captación de energía fotovoltaica por el sector privado (CC) es:

$$CC = \frac{EF_{SI}}{EF_{SF}}$$

Y que los sitios, donde es posible generar electricidad vía el proceso fotovoltaico, tienen una capacidad de 26,086 GWh en promedio por día (suponiendo que toda el área tiene celdas solares). Entonces la CC es:

Tabla 6.10: Capacidad de captación de energía fotovoltaica por el sector privado

Valor P	Incremento en la cantidad de electricidad	Capacidad de generación de EF en Sonora	CC
0.99	199,276 gWh	9,495,304 gWh	2.09%
0.95	175,291 gWh	9,495,304 gWh	1.84%

En perspectiva, los sitios con condiciones para generar energía solar en Sonora representan el 19.64% del territorio. Entonces para el valor P de 0.99, se requeriría de 739 km<sup>2</sup> para abastecer en un año este incremento en la cantidad de electricidad, que sería equivalente a 0.41% del territorio de la Entidad Federativa o 2.09% de los sitios. Estos números cambian a 650 km<sup>2</sup>, 0.36% de Sonora y 1.84% de los sitios para el valor P de 0.95.

## 7. Discusión

### 7.1. Discusión sobre la generación de energía fotovoltaica en Sonora

En el presente trabajo se utilizó el método de GIS-AHP como metodología para identificar los sitios con mejores condiciones para la generación de electricidad con el proceso fotovoltaico, complementado con álgebra de mapas para aplicar ecuaciones con el objetivo de estimar la cantidad teórica de electricidad que podría ser producida en estos sitios.

El primer paso para poder aplicar esta metodología es espacializar las variables determinísticas del proceso fotovoltaico, en este caso se compararon diferentes métodos de interpolación espacial para poder elegir el método que tenga menores métricas de error y se propone el método de Regresión basado en Distancia Inversa Ponderada (IDW), ya que se encontró más apto para estimar algunas variables, posiblemente porque existe una relación espacial determinística de las variables, así como que existe evidencia de que ligeras mejoras en este instrumento aumentan su eficiencia (véase Barrios et al., 2018).

Las variables seleccionadas se determinan por la disponibilidad y especificidad del caso de estudio, así que no todos los estudios usan las mismas variables. Un caso particular es la velocidad del viento que no se incluye en todos los estudios de esta índole, como es el caso de Sánchez-Lozano et al. (2013), Chen et al. (2014), Noorollahi et al. (2016), Zoghi et al. (2017), Doljak y Stanojević (2017), Al Gani y Awasthi (2017) y Doorga et al. (2018). Se identificó que los resultados sin y con esta variable son similares, pero sí existen ligero cambios en las categorías más y menos factibles, que en general se pueden relacionar con espacios con baja velocidad del viento.

Teniendo en consideración el marco de análisis propuesto para identificar los mejores sitios para generar energía fotovoltaica, el presente trabajo tiene la utilidad de que los actores públicos y privados en México puedan usar esta información para tomar decisiones de una manera consciente y lógica con material pertinente sobre la generación de energía fotovoltaica en Sonora y cómo podría desarrollarse con relación al gasto en consumo de electricidad de uno de los sectores más importantes del país.

En este caso las variables espaciales usaron datos del 2019, por lo que es importante mencionar una limitante del trabajo y área de oportunidad para futuros estudios es incluir análisis históricos de las variables meteorológicas para realizar pronósticos más robustos. En un sentido similar, estaciones meteorológicas con una distribución más homogénea en el área de estudio podría permitir que las interpolaciones espaciales sean más robustas, así como un mayor número de estaciones por área.

En cuanto al uso de datos históricos para proyectos futuros. Cabe destacar la importancia de estudios en distintos periodos de tiempo en los mismos lugares con el objetivo de poder analizar la evolución de estos factores a lo largo del tiempo y así poder hacer un pronóstico más robusto. En el caso de que se haga un análisis temporal en el cual se haga un periodo más extenso. Sería relevante considerar como la evolución de las variables meteorológicas cambia en el tiempo, por

lo que posiblemente un promedio ponderado con valores mas recientes con mayores pesos seria más apropiado que solo calcular una media temporal.

Si bien no existen estudios públicos específicos para la identificación de sitios con mejores condiciones para la localización de plantas fotovoltaicas, Sonora cuenta con 10 Parques Solares Fotovoltaicos (COEES, 2018), 11 si se agrega la planta de Puerto Peñasco, que actualmente está en sus procesos iniciales de construcción y cuya ubicación se aproximó con Zarco (2022) y Flores (2022). En la Figura 8 se observa la distribución de las 11 plantas y su relación con los sitios más factibles, así como la generación de electricidad. De las cuales, 4 plantas se encuentran dentro del área de influencia de 5 km y 9 dentro de un área de 10 km. Contrariamente, solo 3 de las 10 plantas parecen ubicarse en zonas con un potencial de generación de electricidad relativamente bajo (zonas amarillas).

Hay diferentes razones para esta discrepancia, una es que el gobierno facilita las zonas para las plantas solares sin considerar estos criterios de exclusión, por ejemplo, el caso de la nueva planta en Puerto Peñasco que está localizada cerca de vegetación desértica, propiedad social, carreteras y un aeropuerto (INEGI, 2016a, 2017, 2020), que es construida por la CFE y donde se tuvo que construir una línea de transmisión para garantizar el funcionamiento de la planta (Hernández, 2022).

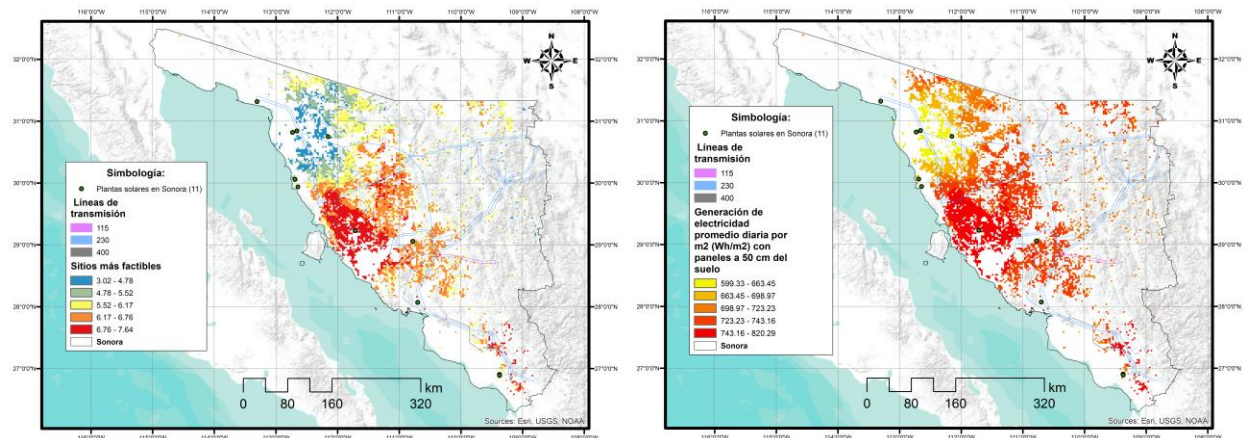


Figura 7.1. Potencial promedio de generación de electricidad diario por m2, lo sitios más factibles, líneas de transmisión y plantas solares en Sonora

Fuente: Elaboración propia con datos de USGS (s.f.), The European Space Agency (s.f.), CENACE (2016), Solargis (2017), CESAVE-SIAFESON (2020), INEGI (s.f., 2009, 2016, 2016a, 2017, 2020) y CONANP (2021, 2021a)

De esta forma, podemos afirmar que considerando el consumo eléctrico total de México en 2020 (Expansión, s.f.), se requeriría de alrededor de 1,081 km<sup>2</sup> del territorio de Sonora para abastecer al país usando tecnología fotovoltaica y esto solo representaría el 3% de todo el espacio disponible en la Entidad para emplear EF. Así, es posible afirmar que el potencial fotovoltaico en Sonora es privilegiado y presenta un área de oportunidad para la entidad y el país.

En cuanto a la estimación teórica de la electricidad que se puede generar en Sonora, el presente trabajo encontró que es posible abastecer de energía eléctrica a México con alrededor de 650 km<sup>2</sup>, lo que representaría 0.36% del territorio de Sonora, lo cual concuerda con lo concluido por

Arancibia-Bulnes et al. (2014) pero con mayor detalle (los autores concluyen que es menos del 1% del territorio).

En ese sentido, es importante seguir trabajando, específicamente, en la búsqueda de ecuaciones más precisas para estimar la electricidad que sería posible generar bajo ciertas condiciones; por ejemplo, incluir variables como sombra, humedad relativa, entre otros; y comparar estas predicciones contra valores específicos de sitio en esta región geográfica.

También, queda la posibilidad de realizar análisis similares con metodologías diferentes a las presentadas en este artículo; como es el caso del GIS-Fuzzy AHP, GIS-AHP-Topsis, GIS-Boolean Fuzzy, GIS-Best Worst Method, GIS-Fuzzy Topsis, métodos que utilicen redes neuronales o inteligencia artificial, entre otros (para más detalle puede revisarse Suprova et. al., 2020; Malemnganbi y Shimray, 2020); con el objetivo de poder realizar comparaciones en cuanto a la efectividad de cada método para este caso en específico.

En cuanto al método AHP es importante incluir que los resultados podrían cambiar dependiendo de como se asignen los pesos relativos de las variables. Por ejemplo, si se prioriza la baja temperatura sobre la altura, la temperatura sería el factor de selección para lugares con una misma irradiancia. Ya que este es el factor subjetivo del método. Sin embargo, en la literatura se encontró consistencia en cuanto a la importancia relativa de la mayoría de las variables, donde la irradiancia fue el peso relativo más importante (Véase Sánchez-Lozano et al., 2013; Chen et al., 2014; Noorollahi et al., 2016; Zoghi et al., 2017; Doljak y Stanojević, 2017; Al Garni y Awasthi, 2017; Doorga et al., 2018).

Conectado con la generación de electricidad, los medios de distribución o traslado de la electricidad son un área de oportunidad para futuros estudios que se encuentra fuera del marco de esta investigación. Ya que, si bien solo se requiere conectar las plantas a la red nacional eléctrica, para plantas grandes el proceso puede ser más complicado y requerir de análisis adicional para poder llevarse a cabo.

Este estudio delimitó su referencia temporal al año 2019, por lo que valdría la pena hacer estudios con datos históricos que nos permitan analizar las tendencias futuras en temas de generación de EF. Otra limitación es que, si bien Sonora cuenta con condiciones favorables para producir este tipo de energía, otros estados, como Durango y Chihuahua, podrían beneficiarse de estudios similares.

En lo macro sería relevante hacer estudios complementarios en el sentido que incluyan otros estados o regiones de México. Con lo que eventualmente se podría lograr hacer un mapeo completo del país. Lo que sería relevante para la toma de decisiones ligadas al uso de este recurso. Aunque si cabe mencionar que la mayor limitante sería la obtención y homogeneización de los datos.

En el aspecto micro valdría la pena considerar análisis en sitio que comparen los diferentes tipos de tecnologías fotovoltaicas, sistemas activos de seguimiento solar y sus costos, costos reales de instalación y conexión a la red eléctrica nacional, evaluaciones de impactos ambientales, costos de operación, posibles impactos en urbes cercanas, entre otros. También valdría la pena estudiar los posibles efectos negativos y positivos en el uso de suelo social (como es el caso del

suelo ejidal) y ambientales en los sitios identificados con alta factibilidad o incluso en plantas ya existentes.

De forma similar, el presente trabajo se limita a la generación de electricidad fotovoltaica a Sonora con datos de las estaciones meteorológicas de CESAVE-SIAFESON (2020) y otras variables espaciales y al gasto en consumo de electricidad por el sector privado y paraestatal mexicano en 2019 con datos del Censos Económicos 2019 (INEGI, 2020). De forma que las limitaciones no incluyen otras entidades federativas de México o a los demás sectores mexicanos que consumen electricidad, como es el caso del consumo residencial, aspecto que podría ser analizado más adelante.

De esta forma, tanto el sector académico -con relación a los diferentes aspectos científicos elaborados en el trabajo y la información contenida-, como el sector público y privado, pueden tomar aspectos relevantes del estudio para relacionarlo con sus actividades la información generada coadyuve al desarrollo de energía fotovoltaica y de esta forma a una transición energética informada.

Aun así, es relevante que estudios futuros involucren tanto a tomadores de decisiones como al sector energético privado y público en materia de tecnología fotovoltaico para obtener elementos que permitan hacer investigaciones con mayor nivel de profundidad y que estén conectadas con las necesidades presentes de estos actores.

## **7.2. Discusión sobre la capacidad de consumo de energía fotovoltaica del sector empresarial y paraestatal**

Con el objetivo de estimar la cantidad de electricidad fotovoltaica que el sector privado y paraestatal mexicano puede captar, se empleó econometría espacial junto con la iteración de la prueba de coeficientes de Wald, para identificar la máxima cantidad en la cual se puede aumentar el consumo eléctrico, sin afectar la producción de bienes y servicios.

La aplicación de la econometría espacial, tiene como requerimiento que exista autocorrelación espacial en la variable dependiente, en este caso la producción, donde se identificó que usando como unidad de análisis los municipios, no existe autocorrelación espacial para la producción en México. No obstante, la autocorrelación sí existe regionalizando al país, lo cual es resultado de las diferentes condiciones económicas que existen en las regiones económicas que normalmente se denominan como sur, centro y norte. La regionalización también permite que los resultados de la regresión sean más consistentes, ya que los municipios son más similares comparados por región que a nivel país.

En este caso se siguió la regionalización económica planteada por INEGI (2020a), pero otros estudios podrían aprovechar técnicas de regionalización espacial, especialmente cuando los objetos de estudio no tienen delimitaciones importantes reconocidas con respecto al objeto de estudio, como puede ser la capacidad económica o su orientación, niveles de ingreso, aspectos sociales o de población, entre otros.

Los efectos espaciales de la producción en si misma parecen ser consistentes en las tres regiones, debido a que son positivos. En las zonas centro y norte este valor es pequeño dando

a entender que hay un efecto pequeño en la producción al estar rodeados por municipios con baja o alta producción, es decir, que en estas regiones hay un valor bajo de sinergia en la producción de los municipios. Por otro lado, la zona sur tiene un valor alto de  $\rho$ , que posiblemente es consecuencia de las aglomeraciones de la producción que se pueden observar en el mapa de esta variable en dicha región.

Una vez encontrada la autocorrelación espacial, se debe identificar la relación entre la producción y el consumo electrónico. En este caso, los impactos del consumo de electricidad en la producción varían por región, ya que parecen más altos en el norte y menores en el centro y sur (en este último se podrían dar el caso donde sí tengan altos efectos si hay lugares con alta producción relativa a la unidad de un millón de pesos). Esto puede ser resultado de que la tecnología usada en el norte sea más intensiva en electricidad que la del centro y sur, así como condiciones meteorológicas (como mayor temperatura que requiera de refrigeración).

La variable independiente, en este caso el consumo de electricidad, afecta positivamente a la dependiente, la producción. Lo cual concuerda con los hallazgos de autores como Cheng (1997), Soytaş y Sari (2003), Lee (2006) y Apergis y Payne (2009). En un sentido económico, esto significa que el consumo representa un factor de producción que está ligado al estado tecnológico en este tiempo, por lo que generalmente lugares con alto consumo eléctrico tendrán alta producción.

Futuros estudios se podrían beneficiar de aplicar modelos paneles (temporal y transversal) para incluir tanto el efecto de las pequeñas unidades espaciales (ya sea estado, municipio u otros), así como la evolución de esta variable en el tiempo. Existen modelos econométricos de panel espacial. Aunque existen posibles limitantes como es la similitud de las variables en los distintos censos económicos, ajuste de precios adecuado, heterogeneidad de las variables espaciales en el tiempo, entre otros.

En el caso de la posible dual causalidad entre el consumo eléctrico y la producción, este podría ser evaluado con modelos de ecuaciones simultáneas. Estas últimas tienen la limitante de que no existían modelos de econometría espacial de ecuaciones simultáneas mientras se elaboraba este estudio. Por lo que estos modelos serían apropiados cuando el objeto de estudio sea la relación entre el consumo eléctrico y la producción.

De esta forma, la creación de modelos econométricos espaciales permite visualizar que existen diferencias económicas importantes en las regiones económicas del país, así como que es posible usar herramientas estadísticas para hacer estimaciones de qué tanto es posible cambiar una variable condicionada a un aspecto en específico, lo que permite hacer estimaciones del cambio de una variable cuando no se tienen datos históricos para estudiar un posible cambio en la variable independiente.

El presente estudio encontró que la metodología planteada estima que es posible incrementar el gasto en consumo de electricidad en 91% y 65% con relación a su referente en 2019, con intervalos de confianza de 99% y 95% respectivamente. Si bien este aumento puede parecer grande en una primera instancia, se encontró evidencia de que este tipo de gasto está altamente subsidiado en México (IEA, 2020), así como que sigue representando un costo mínimo con

relación al PIB del mismo periodo (2.7% y 2.6% para los intervalos de confianza de 99% y 95%, respectivamente).

Recapitulando que los sitios con mejores condiciones para generar energía fotovoltaica en Sonora representan el 19.64% del suelo disponible. Para el valor P de 0.99, se puede utilizar 739 km<sup>2</sup> de territorio para generar suficiente electricidad para proveer al sector privado y paraestatal mexicano, suponiendo una transición importante a este tipo de electricidad. Esto sería equivalente a 0.41% del suelo de Sonora o 2.09% de los sitios. Estos números para el intervalo de confianza de 95%, son 650 km<sup>2</sup>, 0.36% de Sonora y 1.84% de los sitios.

Lo anterior significa que solo Sonora tiene el suficiente territorio, así como las condiciones espaciales, para alimentar de manera importante al sector privado y paraestatal mexicano, que es el encargado de la producción de bienes y servicios en el país. De esta forma, es posible afirmar que la tecnología fotovoltaica, en la forma de plantas fotovoltaicas, es una alternativa viable para suplir de electricidad al país.

## 8. Conclusiones

Sonora tiene tanto potencial de generación de electricidad con paneles solares, que con menos de 0.6% del territorio, es suficiente para satisfacer la totalidad del consumo total de electricidad de México en 2020 (Expansión, s.f.). Para llegar a estos resultados, primero es necesario plantear que método es el más apto para identificar estos sitios. En la literatura se identificó que el AHP es una de las metodologías más empleadas para la selección de sitios para la producción de diferentes tipos de energías solares (Al Garni y Awasthi, 2017; Solangi et al., 2019; Suprova et al., 2020; Malemnganbi y Shimray, 2020).

Donde la mezcla del GIS y AHP es un submétodo más apto para identificar estos sitios y aplicarles condiciones específicas (Chandio et al., 2012), en este caso ecuaciones usando algebra de mapas para estimar la producción teórica de electricidad con el proceso fotovoltaico. De aquí, que la primera tarea fue espacializar las variables determinísticas del proceso fotovoltaico, así como los sitios donde no es posible producir esta energía.

Con esto se tenía tanto las variables determinísticas, como los sitios no aptos para instalar plantas solares. Para identificar la importancia relativa de las variables determinísticas se utilizaron estudios similares como son Doljak y Stanojević (2017), Al Garni y Awasthi (2017), Doorga et al. (2018), entre otros.

Dado esto se aplicó el método de AHP a los datos espaciales y en los resultados se aplicaron ecuaciones específicas para observar los efectos de la temperatura y velocidad del viento en la eficiencia de las celdas para estimar la electricidad que es posible generar en el sitio con el proceso fotovoltaico. Las ecuaciones se encuentran en Ropp et al. (1997), Faiman (2008), Huld y Gracia Amillo (2015), así como Obukhov et al. (2017), y se usan para estimar los diferentes efectos de la temperatura, velocidad del viento, horas de sol al día y irradiancia en la eficiencia de las celdas solares.

De acuerdo con los resultados del presente estudio, el consumo eléctrico del sector privado y paraestatal mexicano puede aumentar al menos en un 65% en 2019, pasando de 332,350 a 549,479 millones de pesos, sin afectar significativamente a la producción. Para encontrar estos resultados, se plantea identificar la relación entre la producción y el gasto en consumo de electricidad del sector con econometría espacial.

El primer requisito para ello es la autocorrelación espacial, que se encontró significativa al regionalizar los municipios, usando las consideraciones de INEGI (2020a). Luego, se pasa a planear los modelos econométricos para cada región, donde el modelo de cada región resultó diferente, lo que refleja las grandes diferencias económicas de las regiones.

Una vez identificada la relación de causalidad entre la producción y el gasto en consumo de electricidad, es posible incrementar este gasto condicionándolo a que el coeficiente entre las dos variables sea estadísticamente el mismo, para lo que se usa la prueba de restricción de los coeficientes de Wald.

Seguido se estima el máximo incremento posible en el gasto en consumo de electricidad sin afectar significativamente a la producción y como este gasto es una unidad monetaria. El gasto se transforma en cantidad de electricidad suponiendo que es una transición totalmente hacia energía fotovoltaica y que no afecta la cantidad de electricidad consumida, solo aumenta por un mayor precio de la energía fotovoltaica con relación a la convencional.

Se pueden relacionar estos resultados de la investigación, referido a la generación y consumo de electricidad fotovoltaica, suponiendo que la transición a electricidad fotovoltaica se da con Sonora como el productor de electricidad con esta tecnología. De forma que, con un intervalo de confianza de 95%, se requieren de 650 km<sup>2</sup>, 0.36% del territorio de Sonora o 1.84% del total de los sitios para abastecer totalmente el incremento del gasto en consumo de electricidad estimado para el sector privado y paraestatal mexicano, que presenta una tasa de crecimiento del 65% con este intervalo de confianza.

Estos hallazgos ponen en la mesa algunas problemáticas para lograr la transición energética. Una importante, es que la construcción de plantas solares en cada sitio requiere de una investigación específica que incluye la realización de un plan ambiental, financiero y técnico. Ya que cada lugar geográfico tiene condiciones específicas que deben ser consideradas para la construcción y diseño de una planta solar.

Así mismo, un tema no abordado en este trabajo de tesis, son las posibles problemáticas socioambientales que la construcción de una planta solar específica puede traer a la zona. Donde se requiere de un estudio puntual para verificar la viabilidad de cada caso.

También existe la problemática de realizar estudios similares para la generación de electricidad fotovoltaica en otras entidades federativas de México, como Durango y Baja California, que también tienen condiciones óptimas para producir de este tipo de energía.

Para el consumo de electricidad sería relevante hacer estudios equivalentes para otros sectores que también consumen grandes cantidades de electricidad en el país, como es el caso del sector residencial.

Por último, es necesario involucrar a los actores políticos, a través de las políticas públicas para que los sectores consumidores de electricidad acepten mayores precios de este servicio con el fin de poder transicionar hacia energías renovables, donde no solo la academia o estudios deben estar involucrados, sino que los sectores públicos y privados también deben tomar un rol fundamental.

## Referencias

- Abdullahi, B.; AL-Dadah, R. K.; Mahmoud, S. & Hood, R. (2015) Optical and thermal performance of double receiver compound parabolic concentrator. *Applied Energy*. 159, 1–10.
- AF-Mercados EMI (2011) About Electricity Markets. Power Markets and Trade in South Asia: Opportunities for Nepal. ESMAP. [online] <https://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/Session1-About%20Electricity%20Markets.pdf> consultado el 19 de abril de 2021.
- Afloresm (2007) SOLUCAR PS10 (2). Flickr. [online] <https://www.flickr.com/photos/afloresm/1448540890/> consultado el 29 de enero de 2021.
- Al Gani, H.Z. & Awasthi, A. (2017) Solar PV power plant site selection using a GIS-AHP based approach with application in Saudi Arabia. *Applied Energy*. 206, 1225–1240.
- Al Gani, H.Z., & Awasthi, A. (2018) Solar PV Power Plants Site Selection: A Review. *Advances in Renewable Energies and Power Technologies*. 57–75.
- Alami Merrouni, A.; Mezrhab, A. & Mezrhab, A. (2016) PV sites suitability analysis in the Eastern region of Morocco. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 18, 6–15.
- Alami Merrouni, A.; Elwali Elalaoui, F.; Mezrhab, A.; Mezrhab, A. & Ghennioui, A. (2018) Large scale PV sites selection by combining GIS and Analytical Hierarchy Process. Case study: Eastern Morocco. *Renewable Energy*. 119, 863-873.
- AlDarraji, H. & Bakir, A. (2020) The Impact of Renewable Energy Investment on Economic Growth. *Journal of Social Sciences (COES&RJ-JSS)*. 9(2), 234-248.
- AlphaZee Systems (2018) How are photovoltaic cells used to produce electricity? Medium. [online] <https://medium.com/@alphazee17/how-are-photovoltaic-cells-used-to-produce-electricity-41a00abe00aa> consultado el 2 de febrero de 2021.
- AlphaZee Systems (2018a) How an ON-GRID solar power system works? Medium. [online] <https://medium.com/@alphazee17/how-an-on-grid-solar-power-system-works-162a395f01ae> consultado el 3 de febrero de 2021.
- Amba, M. & Mbratana, T. (2017) Simultaneous Equation Models with Spatial Lag in Incomplete Panels. Munich Personal RePEc Archive. Paper No. 82395.
- Amin, S.; Hanania, J.; Stenhouse, K.; Yyelland, B. & Donev, J. (2018) Solar panel orientation. *Energy Education*. [online] [https://energyeducation.ca/encyclopedia/Solar\\_panel\\_orientation](https://energyeducation.ca/encyclopedia/Solar_panel_orientation) consultado el 22 de octubre de 2021.
- Amini, S. & Amin Asoodar, M. (2016) Selecting the most appropriate tractor using Analytic Hierarchy Process – An Iranian case study. *Information Processing in Agriculture*. 3, 223–234.
- Amini, S. & Amin Asoodar, M. (2016) Selecting the most appropriate tractor using Analytic Hierarchy Process – An Iranian case study. *Information Processing in Agriculture*. 3, 223–234.
- Amusan, J.A. & Igbudu, O. (2017) The effect of pole's height on the output performance of solar power system. *Scientia Africana*. 13(2).
- Anderson, K. & Mikofski, M. (2020) Slope-Aware Backtracking for Single-Axis Trackers. National Renewable Energy Laboratory. [online] <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/76626.pdf> consultado el 2 de agosto de 2021.
- AMSO Solar (s.f.) 36 cells mono solar panels 165w175w190w. AMSO Solar. [online] <https://www.amsosolar.com/36-cells-mono-solar-panels-165w175w190w-product/> consultado el 22 de marzo de 2022.
- Anselin, L. (1988) *Spatial econometrics: methods and models*. Springer Netherlands.
- Anselin, L. (2007) *Spatial Regression Analysis in RA Workbook*. Center for Spatially Integrated Social Science.
- Apergis, N. & Payne, J. E. (2009) Energy consumption and economic growth in Central America: Evidence from a panel cointegration and error correction model. *Energy Economics*. 31(2), 211–216.
- Arancibia-Bulnes, C.A.; Peón-Anaya, R.; Riveros-Rosas, D.; Quiñones, J.J.; Cabanillas, R.E. & Estrada, C.A. (2014) Beam solar irradiation assessment for Sonora, Mexico. *Energy Procedia*. 49, 2290–2296.
- Arista, L. (2020) Las sospechas de corrupción alcanzan a la reforma energética de Peña Nieto. *Expansión Política*. [online] <https://politica.expansion.mx/mexico/2020/07/15/las-sospechas-de-corrupcion-alcanzan-a-la-reforma-energetica-de-pena-nieto> consultado el 29 de marzo de 2021.
- Arshad, R.; Tariq, S.; Niaz, M. & Jamil, M. (2014) Improvement in Solar Panel Efficiency Using Solar Concentration by Simple Mirrors and by Cooling. *International Conference on Robotics and Emerging Allied Technologies in Engineering. iCREATE 2014 – Proceeding*, 292-295.

- ASF (2016) Las Reformas Estructurales: Reforma Energética. Auditoría Superior de la Federación. [online] [https://www.asf.gob.mx/uploads/61\\_Publicaciones\\_tecnicas/4\\_Las\\_Reformas\\_Estructurales\\_Reforma\\_Energetica.pdf](https://www.asf.gob.mx/uploads/61_Publicaciones_tecnicas/4_Las_Reformas_Estructurales_Reforma_Energetica.pdf) consultado el 29 de marzo de 2021.
- ASOLMEX (2021) Centrales. Asolmex Centrales Solares en Operación Comercial. ASOLMEX. [online] <https://www.asolmex.org/es/centrales> consultado el 29 de marzo de 2021.
- Ávila, S.; Muñoz, C.; Jaramillo, L. & Martínez, A. (2005) Un análisis del subsidio a la tarifa 09. *Gaceta Ecológica*. 75, 65-76.
- Ávila-Zárraga, J. (2018) Síntesis fotoquímica mediante luz solar. *Educación Química por Universidad Nacional Autónoma de México* [online] <https://www.revistas.unam.mx/index.php/req/article/view/64404> consultado el 29 de diciembre de 2024.
- Baltagi, B.H. & Deng, Y. (2015) Ec3sls estimator for a simultaneous system of spatial autoregressive equations with random effects. *Econometric Reviews*. 34(6-10), 659–694.
- Banco de Desarrollo de América del Norte -BDAN- (2017) Propuesta de certificación y financiamiento parque de energía fotovoltaica “Puerto Libertad” en el municipio de Pitiquito, Sonora. BDAN. [online] [http://server.cocof.org/CertProj/Spa/BD%202018-02%20Puerto%20Libertad%20Solar%20Park%20Project%20\(Span\).pdf](http://server.cocof.org/CertProj/Spa/BD%202018-02%20Puerto%20Libertad%20Solar%20Park%20Project%20(Span).pdf) consultado el 10 de diciembre de 2019.
- BDAN (2017a) Propuesta de certificación y financiamiento proyecto de energía fotovoltaica “Orejana” en el municipio de Hermosillo, Sonora. BDAN. [online] [http://server.cocof.org/CertProj/Spa/BD%202017-16%20Orejana%20Solar%20Park%20Project%20Proposal%20\(Span\)%20PUBLIC.pdf](http://server.cocof.org/CertProj/Spa/BD%202017-16%20Orejana%20Solar%20Park%20Project%20Proposal%20(Span)%20PUBLIC.pdf) consultado el 10 de octubre de 2020.
- Barasa, M.J. & Olanrewaju, O.A. (2022) Sustainable Energy Transition for Renewable and Low Carbon Grid Electricity Generation and Supply. *Frontiers in Energy Research*. 9. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.743114>
- Barreto Nieto, C.A. & Campo Robledo, J. (2012) Relación a largo plazo entre consumo de energía y PIB en América Latina: Una evaluación empírica con datos panel. *Ecós de Economía*. 16(35).
- Barrios, A.; Trincado, G. y Garreaud, R. (2018) Alternative approaches for estimating missing climate data: application to monthly precipitation records in South-Central Chile. *Ecosystems*. 5(28), 1-10. <https://doi.org/10.1186/s40663-018-0147-x>
- Behera, J. (2015) Energy Consumption and Economic Growth in India: A reconciliation of Disaggregate Analysis. *Journal of Energy Technologies and Policy*. 5(6), 15-27.
- Bell Laboratories Record (1955) 166.
- Bellini, E. (2019) Mexico wants to review contracts awarded in energy auctions. *PV magazine*. [online] <https://www.pv-magazine.com/2019/03/29/mexico-wants-to-review-contracts-awarded-in-energy-auctions/> consultado el 29 de marzo de 2021.
- Belmont, E. (2002) Organización, Identidad y Acción Colectiva: El Sindicato Mexicano de Electricistas frente a la iniciativa de privatización del sector eléctrico (1999-2001). México: Instituto de Investigaciones. Dr. José Ma. Luis Mora, tesis de maestría.
- Belmont, E. (2011) Luz y Fuerza del Centro: política energética y resistencia electricista. *Iztapalapa Revista de Ciencias Sociales y Humanidades*. 70(32), 127-157.
- Belmont, E. (2012) Luz y Fuerza del Centro: ejes del conflicto entre el Sindicato Mexicano de Electricistas y el Gobierno Federal. *Estudios Sociológicos XXX*. 89, 331-365.
- Beltrán-Telles, A.; Morera-Hernández, M.; López-Monteaquedo, F.E. & Villela-Varela, R. (2017) Prospectiva de las energías eólica y solar fotovoltaica en la producción de energía eléctrica. *CienciaUAT*. II(2), 105-117.
- Berumen, S.A. & Llamazares Redondo, F. (2007) La utilidad de los métodos de decisión multicriterio (como el ahp) en un entorno de competitividad creciente. *Cuadernos de Administración*. 20(34), 68-87.
- Besant-Jones, J.E. (2006) Reforming Power Markets in Developing Countries: What Have We Learned? *World Bank Washington, DC*. [online] <http://documents1.worldbank.org/curated/en/483161468313819882/pdf/380170REPLACEMENT0Energy19.pdf> consultado el 19 de abril de 2021.
- Bhattacharya, A.B.; Kar, S.K. & Bhattacharya, R. (1996) Diffuse solar radiation and associated meteorological parameters in India. *Ann. Geophysicae*. 14, 1051—1059.

- Bielecki, A.; Ernst, S.; Skrodzka, W. & Wojnicki, I. (2020) The externalities of energy production in the context of development of clean energy generation. *Environmental Science and Pollution Research International*. 27(11), 11506–11530.
- Bloomberg Finance L.P. –Bloomberg- (2018) Un aumento de 53GW en capacidad solar en China impulsó la inversión global en energía limpia. [online] <https://www.bloomberg.com/latam/blog/un-aumento-de-53gw-en-capacidad-solar-en-china-impulso-la-inversion-global-en-energia-limpia/> consultado el 10 de octubre de 2020.
- Bolat, F.; Bulut, S.; Günlü, A.; Ercanli, I. & Şenyurt, M. (2020) Regression kriging to improve basal area and growing stock volume estimation based on remotely sensed data, terrain indices and forest inventory of black pine forests. *New Zealand Journal of Forestry Science*. 50.
- Bolton, J. R. (1995) The photochemical conversion and storage of solar energy: An historical perspective. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 38(1-4), 543–554.
- Bottero, M.; Comino, E. & Riggio, V. (2011) Application of the Analytic Hierarchy Process and the Analytic Network Process for the assessment of different wastewater treatment systems. *Environmental Modelling & Software*. 26, 1211-1224.
- Bradshaw, A. (1997) Restoration of mined lands—using natural processes. *Ecological Engineering*. 8(4), 255–269.
- Brown, A.C. & Lembo, C. (2016) Electricity Markets: Interface between Regulation and Trade. Multi-Year Expert Meeting on Trade, Services and Development. Fourth Session. Genova.
- Caballero Güendolain, K. & Galindo Paliza, L.M. (2006) El consumo de energía en México y sus efectos en el producto y los precios. *Problemas del desarrollo*. 38(148).
- Camara de Diputados (2001) Evolución y Perspectiva del Sector Energético en México, 1970-2000. H. Congreso de la Unión. Centro de Estudios de las Finanzas Públicas. [online] <https://www.cefp.gob.mx/intr/edocumentos/pdf/cefp/cefp0512001.pdf> consultado el 05 de mayo de 2021.
- Camara de Diputados (2012) LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Dirección General de Servicios de Documentación, Información y Análisis [online] [https://www.senado.gob.mx/comisiones/energia/docs/marco\\_LSPEE.pdf](https://www.senado.gob.mx/comisiones/energia/docs/marco_LSPEE.pdf) consultado el 07 de mayo de 2021.
- Campbell Scientific (s.f) LP02 Pyranometer. Campbell Scientific. [online] <https://www.campbellsci.eu/lp02> consultado el 20 de febrero de 2023.
- Campos y Saez, C.A. (1984) Técnica y sociedad en los siglos XVII y XVIII. Dialnet. [online] <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwi5pbi5vHuAhXF3J4KHVh0DsYQFjACegQIBxAC&url=https%3A%2F%2Fdialnet.unirioja.es%2Fdescarga%2Farticulo%2F587749.pdf&usq=AOvVaw1m7110V11qtPRqQ3oV8BJZ> consultado el 17 de febrero de 2021.
- Canadian Solar INC. (2019) Report of foreign private issuer pursuant to rule 13a-16 or 15d-16 under the securities exchange act of 1934. Canadian Solar INC. [online] <http://canadiansolar.gcs-web.com/static-files/b515741d-e154-458c-be34-a5c9f7f34171> consultado el 10 de octubre de 2020.
- Cao, Q.-W. & Wu, J. (2009) Research on Hybrid Multiple Attribute Decision-Making Problems Based on Subjective Weight and Objective Weight Integrated. 2009 International Conference on Management and Service Science.
- Carreón, V.G. (2010) La arquitectura de mercado del sector eléctrico mexicano. CIDE. 499. [online] <http://www.economiamexicana.cide.edu/RePEc/emc/pdf/DTE/DTE499.pdf> consultado el 06 de mayo de 2021.
- Carreón-Rodríguez, V.; Jiménez, A. & Rosellón, J. (2007) The Mexican Electricity Sector: Economic, Legal and Political Issues. *The Political Economy of Power Sector Reform: The Experiences of Five Major Developing Countries*.
- Casini, A. & Perron, P. (2018) Structural Breaks in Time Series. arXiv:1805.03807.
- Castro Loaiza, J. (2016) Crecimiento económico, consumo de energía eléctrica y comercio. Un análisis de causalidad para México 1968-2013. Tesis de maestría. Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo.
- CEDRSSA (2015) La propiedad social rural y su perfil productivo. Camara de diputados. [online] <http://www.cedrssa.gob.mx/files/b/13/74Reporte%2030%20La%20Propiedad%20Social%20Rural.pdf> 03 de noviembre de 2021.
- CEE (2013) Una guía de la industria eléctrica en México. Center for Energy Economics. [online] <https://www.energiaadebate.com/wp-content/uploads/2014/02/electricidad2013tecdemonterreyutexas.pdf> consultado el 26 de marzo de 2021.

- CENACE (2016) Diagramas unifilares del sistema eléctrico nacional. Programa de ampliación y modernización 2016-2030. CENACE. [online] <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/ModGralPlaneacion/Mod%20Gral%20Planeaci%C3%B3n%202016-2021%20Diagramas%20Unifilares%20RNT%20y%20RGD%20del%20MEM.pdf> consultado el 10 de octubre de 2020.
- CENACE (2019) Acuerdo de suspensión de la Subasta a Largo Plazo SLP-1/2018. CENACE: Ciudad de México. [online] [https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/2018/39\\_Acuerdo%20de%20suspensi%C3%B3n%20de%20la%20SLP%20No.1%202018%20v03%2012%202018.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/2018/39_Acuerdo%20de%20suspensi%C3%B3n%20de%20la%20SLP%20No.1%202018%20v03%2012%202018.pdf) consultado el 29 de marzo de 2021.
- CENACE (2019a) Acuerdo de suspensión de la Subasta a Mediano Plazo SMP-1/2018. CENACE: Ciudad de México. [online] [https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/MedianoPlazo/2018/02\\_04062019.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/MedianoPlazo/2018/02_04062019.pdf) consultado el 29 de marzo de 2021.
- CENACE (s.f.) Mercado para el Balance de Potencia (MBP). CENACE. [online] <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/MercadoBalance.aspx> consultado el 26 de marzo de 2021.
- CENACE (s.f.a) Mercado de Certificados de Energías Limpias (MCEL). CENACE. [online] <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/MercadoCEL.aspx> consultado el 26 de marzo de 2021.
- CENACE (s.f.b) Derechos Financieros de Transmisión (DFT). CENACE. [online] <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/DerechosFT.aspx> consultado el 26 de marzo de 2021.
- CENACE (s.f.c) Subastas de Largo Plazo (SLP). CENACE. [online] <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/SubastasLP.aspx> consultado el 26 de marzo de 2021.
- CENACE (s.f.d) Subastas de Mediano Plazo (SMP). CENACE. [online] <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/SubastasMP.aspx> consultado el 26 de marzo de 2021.
- CENACE (s.f.e) Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista. PRODESEN 2019-2033. [online] <https://www.cenace.gob.mx/Docs/Planeacion/ProgramaRNT/Programa%20de%20Ampliacion%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202019%20-%202033.pdf> consultado el 26 de abril de 2021.
- CENACE (s.f.g) Demanda del Sistema Eléctrico Nacional. CENACE. [online] <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/Info/DemandaRegional.aspx> consultado el 28 de abril de 2021.
- CESAVE-SIAFESON (2017) REMAS. Aplicativo móvil. [online] [http://www.siafeson.com/remas/assets/documentos/manual\\_movil.pdf](http://www.siafeson.com/remas/assets/documentos/manual_movil.pdf) consultado el 5 de octubre de 2021.
- CESAVE-SIAFESON (2020) Red de Estaciones Meteorológicas Automáticas de Sonora [online] [www.siafeson.com/remas](http://www.siafeson.com/remas) consultado el 7 de julio de 2020.
- CESAVE-SIAFESON (s.f.). Documentos. [online] <https://www.siafeson.com/remas/index.php/home/documentos> consultado el 2 de febrero de 2023.
- CESAVE-SIAFESON (s.f.) Documentos. [online] <https://www.siafeson.com/remas/index.php/home/documentos> consultado el 2 de febrero de 2023.
- CFE (s.f.) Esquema tarifario vigente. Industria. CFE. [online] <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Industria.aspx> consultado el 24 de mayo de 2021.
- CFE (s.f.a) Tarifa 7 (2020 - 2021). CFE. [online] [https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas\\_negocio.asp?Tarifa=7&Anio=2021&mes=5](https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_negocio.asp?Tarifa=7&Anio=2021&mes=5) consultado el 24 de mayo de 2021.
- CFE (s.f.b) Tarifas. Tarifas con cargos fijos. CFE. [online] <https://www.cfe.mx/industria/tarifas/Pages/tarifas-con-cargos-fijos.aspx> consultado el 31 de mayo de 2021.
- CFE (s.f.c) Esquema tarifario vigente. Negocio [online] <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRENegocio/Negocio.aspxconsultado> el 28 de abril de 2022.
- Chandio, I.A.; Matori, A.N.B.; WanYusof, K.B.; Talpur, M.A.H.; Balogun, A.-L. & Lawal, D.U. (2012) GIS-based analytic hierarchy process as a multicriteria decision analysis instrument: a review. Arabian Journal of Geosciences. 6(8), 3059–3066.

- Chapin, D. M.; Fuller, C. S. & Pearson, G. L. (1954) A New Silicon p-n Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power. *Journal of Applied Physics*. 25(5), 676–677.
- Charabi, Y. & Gastli, A. (2011) PV site suitability analysis using GIS-based spatial fuzzy multi-criteria evaluation. *Renewable Energy*. 36(9), 2554–2561.
- Chen, C.J. (2011) *Physics of Solar Energy*. Ney Jersey (USA): John Wiley & Sons.
- Chen, C.-R.; Huang, C.-C. & Tsuei, H.-J. (2014) A hybrid MCDM model for improving GIS based solar farms site selection. *International Journal of Photoenergy*. Article ID 925370, 1-9.
- Cheng, B.S. (1997) Energy Consumption and Economic growth in Brazil, Mexico and Venezuela: A Time Series Analysis. *Applied Economics Letters*. 4, 476-674.
- Chikate, B.V. & Sadawarte, Y.A. (2015) The Factors Affecting the Performance of Solar Cell. *IJCA Proceedings on International Conference on Advancements in Engineering and Technology (ICAET 2015)*. ICQUEST 2015(1), 4-8.
- Chontanawat, J. & Pierse, R. (2006) Causality between Energy Consumption and GDP: Evidence from 30 OECD and 78 non-OECD Countries. *Surrey Energy Economics Discussion Paper Series (SEED)*.
- Christensen, R. (1991) *Linear Models for Multivariate, Time Series, and Spatial Data*. Springer Texts in Statistics.
- Chu, E. & Tarazano, D.L. (2019) A Brief History of Solar Panels. *Smithsonian*. [online] <https://www.smithsonianmag.com/sponsored/brief-history-solar-panels-180972006/> consultado el 17 de febrero de 2021.
- Chuai, X.; Chuai, X.; Wang, W.; Wen, J.; Chen, Q. & Peng, J. (2012) Spatial econometric analysis of carbon emissions from energy consumption in China. *Journal of Geographical Sciences*. 22(4), 630–642.
- Chung, M. H. (2020) Estimating Solar Insolation and Power Generation of Photovoltaic Systems Using Previous Day Weather Data. *Advances in Civil Engineering*. 2020, 1–13.
- Clark, W.W. (2018) Afterword. *Sustainable Cities and Communities Design Handbook*. 573–583.
- Clark, I. & Harper, W.V. (2001) *Practical geostatistics 2000*. Geostokos (Ecosse) Limited.
- Clifton, J. & Boruff, B. (2010) WDC, Site Options for Concentrated Solar Power Generation in the Wheatbelt Final Report. [online] [https://www.wheatbelt.wa.gov.au/files/9413/9711/1915/Concentrated\\_Solar\\_Power\\_Generation\\_in\\_the\\_Wheatbelt\\_Report.pdf](https://www.wheatbelt.wa.gov.au/files/9413/9711/1915/Concentrated_Solar_Power_Generation_in_the_Wheatbelt_Report.pdf) consultado el 10 de octubre de 2020.
- Climate Science Investigations (2019) Energy: The Driver of Climate. Temperature and Radiation. Correlation Between Temperature and Radiation. *Climate Science Investigations*. [online] <http://www.ces.fau.edu/nasa/module-2/correlation-between-temperature-and-radiation.php> consultado el 24 de agosto de 2021.
- COEES (2018) Proyectos de Energía fotovoltaica en Sonora. COEES. [online] <http://www.coees.sonora.gob.mx/noticias-coees/208-proyectos-de-energia-solar-en-sonora.html> consultado el 10 de octubre de 2020.
- Colak, H.E.; Memisoglu, T. & Gercek, Y. (2019) Optimal site selection for solar photovoltaic (PV) power plants using GIS and AHP: A case study of Malatya Province, Turkey. *Renewable Energy*. 149, 565-576.
- Columbia University (2019) Kriging Interpolation. Columbia University Mailman School of Public Health. [online] <https://www.publichealth.columbia.edu/research/population-health-methods/kriging-interpolation> consultado el 17 de agosto de 2021.
- Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (2014) ¿Qué es la generación distribuida? -Grandes Usuarios de la Energía-. Gobierno de México. [online] <https://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/que-es-la-generacion-distribuida-estados-y-municipios> consultado el 18 de mayo de 2021.
- Comisión Reguladora de Energía –CRE- (2015) Preguntas frecuentes sobre la nueva regulación en temas eléctricos. CRE. [online] <https://www.cre.gob.mx/documento/faq-regulacion-electricos.pdf> consultado el 26 de marzo de 2021.
- Comité de Energía de la Comisión Sonora- Arizona (2017) Ruta Estratégica de Energía de la Megarregión Sonora-Arizona. Comisión Arizona-México | Comisión Sonora- Arizona. [online] [http://www.coees.sonora.gob.mx/images/archivos/Ruta\\_Estrategica\\_de\\_Energia\\_de\\_la\\_Megarregion\\_Sonora\\_-\\_Arizona\\_Final\\_final\\_.pdf](http://www.coees.sonora.gob.mx/images/archivos/Ruta_Estrategica_de_Energia_de_la_Megarregion_Sonora_-_Arizona_Final_final_.pdf) consultado el 10 de octubre de 2020.
- CONANP (2021) Información Espacial. Áreas Naturales Protegidas. Gobierno de México. [online] [http://sig.conanp.gob.mx/website/pagsig/info\\_shape.htm](http://sig.conanp.gob.mx/website/pagsig/info_shape.htm) consultado el 26 de octubre de 2021.

- CONANP (2021a) Información Espacial. Áreas Destinadas Voluntariamente a la Conservación. Gobierno de México. [online] [http://sig.conanp.gob.mx/website/pagsig/info\\_shape.htm](http://sig.conanp.gob.mx/website/pagsig/info_shape.htm) consultado el 26 de octubre de 2021.
- CONAPO (2015) Datos Abiertos del Índice de Marginación. SEGOB. [online] [http://www.conapo.gob.mx/es/CONAPO/Datos\\_Abiertos\\_del\\_Indice\\_de\\_Marginacion](http://www.conapo.gob.mx/es/CONAPO/Datos_Abiertos_del_Indice_de_Marginacion) consultado el 15 de noviembre de 2020.
- Conceição, R.; Silva, H. G.; Mirão, J.; Gostein, M.; Fialho, L.; Narvarte, L. & Collares-Pereira, M. (2018) Saharan dust transport to Europe and its impact on photovoltaic performance: A case study of soiling in Portugal. *Solar Energy*. 160, 94–102.
- Corella Puente, J. (2018) Historia de la Electricidad en México. Centro de Inteligencia en Ahorro de Energía. [online] <https://ciae.teachable.com/blog/20042/electricidad-en-mexico> consultado el 30 de abril de 2021.
- Corkish, R. (2013) Solar Cells. Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences.
- Coronado Arvayo, L. (2017) Apertura económica, acumulación y distribución funcional del ingreso en México, 1994-2014. Tesis de maestría. Universidad de Sonora.
- Cotal, H.L.; Lillington, D.R.; Ermer, J. H.; King, R.R.; Karam, N.H.; Kurtz, S.R.; Friedman, D.J.; Olson, J.M.; Ward, J.S.; Duda, A.; Emery, K.A. & Moriarty, T. (2000) Triple-junction solar cell efficiencies above 32%: the promise and challenges of their application in high-concentration-ratio PV systems. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference – 2000. Cat. No.00CH37036.
- Copernicus (2021) ERA5 hourly data on single levels from 1979 to present. Copernicus. [online] <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-single-levels?tab=overview> consultado el 5 de octubre de 2021.
- Coronado, L. & Galeana, M. (2024) Una aproximación geoespacial para la estimación de la generación de energía fotovoltaica en Sonora. *Investigaciones Geográficas*. 113. <https://doi.org/10.14350/ig.60765>
- CRE (2017) La Comisión Reguladora de Energía precisa las actividades que comprenden el abasto aislado. Gobierno de México. [online] <https://www.gob.mx/cre/prensa/la-comision-reguladora-de-energia-precisa-las-actividades-que-comprenden-el-abasto-aislado?idiom=es> consultado el 18 de mayo de 2021.
- Cressie, N. (1993) *Statistics for Spatial Data*. Revised Ed. Wiley: New York.
- Christensen, R. (1991) *Linear Models for Multivariate, Time Series, and Spatial Data*. Springer Texts in Statistics.
- Dautaj Şenerdem, E. & Akkemik, K.A. (2020) Evaluation of the reform in the Turkish electricity sector: a CGE analysis. *International Journal of Economic Policy Studies*. 14, 389–419.
- Daya, A.A. & Bejari, H. (2014) A comparative study between simple kriging and ordinary kriging for estimating and modeling the Cu concentration in Chehlkureh deposit, SE Iran. *Arabian Journal of Geosciences*. 8(8), 6003–6020.
- Deane, P.M. (1979) *The First Industrial Revolution*. Cambridge (UK): Cambridge University Press.
- de Castro, C.; Mediavilla, M.; Miguel, L.J. & Frechoso, F. (2013) Global solar electric potential: A review of their technical and sustainable limits. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 28, 824-835.
- de la Fuente, A. (2004) Estructura Tarifaria del Sector Eléctrico Mexicano. Procesos y Procedimientos de Revisión de Tarifa Periódica. VIII Reunión Anual Iberoamericana de Reguladores de la Energía. [online] <https://www.ariae.org/sites/default/files/2017-05/Estructura%20tarifaria%20del%20sector%20el%C3%A9ctrico%20mexicano%20.pdf> consultado el 24 de mayo de 2021.
- del Rio, P. (2017) Auctions for Renewable Support in Mexico: Instruments and lessons learnt. AURES. [online] [https://auresproject.eu/sites/auresproject.eu/files/media/documents/mexico\\_final.pdf](https://auresproject.eu/sites/auresproject.eu/files/media/documents/mexico_final.pdf) consultado el 29 de marzo de 2021.
- del Rio, P. (2019) Auctions for the support of renewable energy in Mexico. AURES 2. [online] [http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2019/12/AURES\\_II\\_case\\_study\\_Mexico.pdf](http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2019/12/AURES_II_case_study_Mexico.pdf) consultado el 29 de marzo de 2021.
- Diario Oficial (2009) DECRETO por el que se extingue el organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro. Diario Oficial. [online] <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regla/n237.pdf> consultado el 07 de mayo de 2021.
- Diario Oficial de la Federación (2018) ACUERDO por el que se establece la circunscripción territorial de las Gerencias de Control Regional del Centro Nacional de Control de Energía. Diario Oficial de la Federación.

[online] [https://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5522585&fecha=15/05/2018](https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5522585&fecha=15/05/2018) consultado el 28 de abril de 2021.

- Diario Oficial de la Federación (2018a) ACUERDO por el que se modifican los Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición, publicados el 31 de octubre de 2014. Diario Oficial de la Federación. [online] [http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5576691&fecha=28/10/2019](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5576691&fecha=28/10/2019) consultado el 28 de abril de 2021.
- Díaz Herrera, P.R.; Condor, J. & González, A. (2014) Análisis de la Reforma Energética de México. EnerLAC.
- Dieck-Assad, F.A. & Peralta, E. (2012) Energy and capital inputs: cornerstones of productivity growth in Mexico: 1965–2004. *Empirical Economics*. 44(2), 563–590.
- Doljak, D. & Stanojević, G. (2017) Evaluation of natural conditions for site selection of ground-mounted photovoltaic power plants in Serbia. *Energy*. 127, 291-300.
- Domínguez, P. (2021) Oxxo, Walmart y Bimbo dejaron de pagar más de mil mdp por subsidios de luz en 2020: CFE. Milenio. [online] <https://www.milenio.com/politica/cfe-oxxo-walmart-bimbo-dejaron-pagar-mil-mdp-2020> consultado el 19 de mayo de 2021.
- Doorga, J.R.S.; Rughooputh, S.D.D.V. & Boojhawon, R. (2018) Multi-criteria GIS-based modelling technique for identifying potential solar farm sites: A case study in Mauritius. *Renewable Energy*. 1-19.
- Dubey, S.; Jadhav, N.Y.; & Zakirova, B. (2013) Socio-Economic and Environmental Impacts of Silicon Based Photovoltaic (PV) Technologies. *Energy Procedia*. 33, 322–334.
- Dubey, S.; Sarvaiya, J.N. & Seshadri, B. (2013) Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review. *Energy Procedia*. 33, 311–321.
- Dwivedi, P.; Sudhakar, K.; Soni, A.; Solomin, E. & Kirpichnikova, I. (2020) Advanced cooling techniques of P.V. modules: A state of art. *Case Studies in Thermal Engineering*, 21, 100674.
- Eco Green Energy (s.f.) Solar PV module 160W 36 cell monocrystalline module. Eco Green Energy. [online] <https://www.eco-greenenergy.com/product/solar-module-eg-160m-36-monocrystalline-module/> consultado el 22 de marzo de 2022.
- Edwards, W. (1977) How to use multi-attribute utility measurement for social decision-making. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics* SMC-7. 326-340.
- Edwards, W. & Barron, F.H. (1994) SMARTS and SMARTER: Improved simple methods for multi-attribute utility measurements. *Organizational Behavior and Human Decision Processes*. 60, 306-325.
- EIA (2010) International Energy Outlook 2010. [online] <http://large.stanford.edu/courses/2010/ph240/riley2/docs/EIA-0484-2010.pdf> consultado el 24 de octubre de 2020.
- EIA -U.S. Energy Information Administration- (2019) International Energy Outlook 2019 with projections to 2050. EIA. [online] <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf> consultado el 12 de abril de 2021.
- Ela, E.; Milligan, M.; Bloom, A.; Botterud, A.; Townsend, A. & Levin, T. (2014) Evolution of Wholesale Electricity Market Design with Increasing Levels of Renewable Generation. NREL. [online] <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61765.pdf> consultado el 19 de abril de 2021.
- El Financiero (2019) Acciona opera en Sonora su planta fotovoltaica más grande del mundo: Gobernadora Pavlovich. El Financiero. [online] <https://elfinanciero.com.mx/empresas/accion-a-opera-en-sonora-su-planta-fotovoltaica-mas-grande-del-mundo-gobernadora-pavlovich> consultado el 10 de octubre de 2020.
- El-Khouly, M. E., El-Mohsnawy, E., & Fukuzumi, S. (2017) Solar energy conversion: From natural to artificial photosynthesis. *Journal of Photochemistry and Photobiology C: Photochemistry Reviews*, 31, 36–83.
- Elbreki, A.M.; Alghoul, M.A.; Al-Shamani, A.N.; Ammar, A.A.; Bitá Yegani; Alsanossi M. Aboghrara; Rusaln, M.H. & Sopian, K. (2016) The role of climatic-design-operational parameters on combined PV/T collector performance: A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 57, 602–647.
- Elhorst, J.P. & Halleck Vega, S.M. (2017) The SLX model: Extensions and the sensitivity of spatial spillovers to W. *Papeles de Economía Española*. 152, 34-50.
- Elkarmi, F. & Mustafa, I. (1993) Increasing the utilization of solar energy technologies (SET) in Jordan. *Energy Policy*. 21(9), 978–984.
- Encyclopaedia Britannica (s.f.) Fresnel lens. Encyclopaedia Britannica. [online] <https://www.britannica.com/technology/Fresnel-lens> consultado el 2 de febrero de 2021.

- Energía hoy (2018) Parque fotovoltaico “Hermosillo” de Iberdrola arranca operaciones. Energía hoy. [online] <https://energiahoy.com/2018/12/12/parque-fotovoltaico-hermosillo-de-iberdrola-arranca-operaciones/> consultado el 10 de octubre de 2020.
- Energy.Gov (s.f.) How Does Solar Work? Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. [online] <https://www.energy.gov/eere/solar/how-does-solar-work> consultado el 2 de febrero de 2021.
- Engie (s.f.) Proyecto Parque Fotovoltaico Abril. Engie. [online] <https://solarabril.com/proyecto.html> consultado el 10 de octubre de 2020.
- Engie (2018) Resumen ejecutivo de la manifestación del impacto ambiental, modalidad regional para el proyecto: parque solar abril. Engie. [online] <https://solarabril.com/pdf/manifestacion-abril.pdf> consultado el 10 de octubre de 2020.
- Enu, P. & Havi, E. (2014) Influence of electricity consumption on economic growth in Ghana. International Journal of Economics, Commerce and Management. 9, 1-20.
- ESMAP (2020) Global Photovoltaic Power Potential by Country. Washington, DC: World Bank.
- Espinoza Sánchez, J. (2010) Sistema de cogeneración fotovoltaica. Universidad Autónoma de San Luis Potosí. [online] <https://ninive.uaslp.mx/xmlui/bitstream/handle/i/2269/MCA1SCF01001.pdf?sequence=1&isAllowed=y> consultado el 17 de febrero de 2021.
- ESRI (s.f.) Cómo funciona Kriging. ESRI. [online] <https://pro.arcgis.com/es/pro-app/latest/tool-reference/3d-analyst/how-kriging-works.htm> consultado el 27 de agosto de 2021.
- ESRI (s.f.a) How Slope works. ESRI. [online] <https://desktop.arcgis.com/en/arcmap/10.6/tools/spatial-analyst-toolbox/how-slope-works.htm> consultado el 22 de octubre de 2021.
- ESRI (s.f.b) How the path distance tools work. ESRI. [online] <https://desktop.arcgis.com/en/arcmap/latest/tools/spatial-analyst-toolbox/how-the-path-distance-tools-work.htm> consultado el 23 de octubre de 2021.
- ETAP (s.f.) Photovoltaic Array Analysis Software. ETAP. [online] <https://etap.com/product/photovoltaic-array-solar-panel> consultado el 2 de febrero de 2021.
- European Environment Agency (2008) Air pollution from electricity-generating large combustion plants. European Environment Agency. Tech. Rep. No. 4/2008.
- Eurostat (2018) Glossary:Primary energy consumption. Eurostat. [online] [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Glossary:Primary\\_energy\\_consumption](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Glossary:Primary_energy_consumption) consultado el 14 de abril de 2021.
- Eviews (2020) Coefficient Diagnostics. Eviews User’s Guide. [online] [http://www.eviews.com/help/helpintro.html#page/content/testing-Coefficient\\_Diagnostics.html](http://www.eviews.com/help/helpintro.html#page/content/testing-Coefficient_Diagnostics.html) consultado el 16 de abril de 2022.
- Expansión (s.f.) México - Consumo de electricidad. Expansión/Datosmacro.com. [online] <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/electricidad-consumo/mexico> consultado el 1 de junio de 2022.
- FACTOR (2017) Subastas de energía renovable en Latinoamérica y Caribe. Bilbao.
- Faiman, D. (2008) Assessing the Outdoor Operating Temperature of Photovoltaic Modules. Prog. Photovolt. Res. Appl. 16, 307–315.
- Fan, Z.-P.; Ma, J. & Zhang, Q. (2002) An approach to multiple attribute decision making based on fuzzy preference information on alternatives. Fuzzy Sets and Systems. 131(1), 101–106.
- Farid Touati; Al-Hitmi, M.A.; Noor Alam Chowdhury; Jehan Abu Hamad & San Pedro Gonzales, A.J.R. (2016) Investigation of solar PV performance under Doha weather using a customized measurement and monitoring system. Renewable Energy. 89, 564-577.
- Federal Energy Regulatory Commission (2012) Energy Primer: A Handbook of Energy Market Basics. [online] <https://las493energy.files.wordpress.com/2014/09/a-handbook-of-energy-market-basics-ferc.pdf> consultado el 21 de abril de 2021.
- Floch, J.M. & Le Saout, R. (2018) Spatial econometrics - common models. En Loonis, V. & de Bellefon, M.-P. (Eds), Handbook of Spatial Analysis: Theory and Application with R (149-163). INSEE.
- Flores, S. (2022) Planta solar en Puerto Peñasco, Sonora: Datos clave del proyecto eléctrico y las dudas que genera. Animal Político. <https://www.animalpolitico.com/elsabueso/planta-solar-en-puerto-penasco-sonora-claves-proyecto-dudas/>

- Fu, C. & Wang, Y. (2015) An interval difference based evidential reasoning approach with unknown attribute weights and utilities of assessment grades. *Computers & Industrial Engineering*. 81, 109–117.
- Galindo, L. & Sanchez, L. (2005) El consumo de energía y la economía mexicana. un análisis empírico con VAR. *Economía Mexicana NUEVA EPOCA*. XIV(2), 271-298.
- Ganot, A. (1872) *Natural Philosophy for General Readers and Young Persons*. D. Appleton & Co.: New York.
- Gebremariam, G.H., (2007) *Modeling and Estimation Issues in Spatial Simultaneous Equations Models*. Regional Research Institute Publications and Working Papers. 73.
- George, R. & Ouseph Babu, A. (2016) Environmental impacts of solar energy technologies. *Imperial International Journal of Eco-friendly Technologies*. 1(1), 75-79.
- German-Soto, V. (2020) Causality and Stationarity with Structural Break in Electricity Consumption and GDP per capita in Mexico. *Revista mexicana de economía y finanzas*. 15(4).
- Gia Pham, T.; Kappas, M.; Van Huynh, C. & Hoang Khanh Nguyen, L. (2019) Application of Ordinary Kriging and Regression Kriging Method for Soil Properties Mapping in Hilly Region of Central Vietnam. *ISPRS International Journal of Geo-Information*. 8(3), 147.
- GIZ -Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit- (2018) New investment opportunities: Solar Energy Investment in Mexico. Context, perspectives and trends. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). [online] [https://energypedia.info/images/archive/0/00/20180903193554%21Investment Opportunities Solar 2018.pdf](https://energypedia.info/images/archive/0/00/20180903193554%21Investment_Opportunities_Solar_2018.pdf) consultado el 10 de octubre de 2020.
- Global Strategy Group (2016) Opportunities in the Mexican Electricity Sector. KPMG. [online] <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/mx/pdf/2016/09/Opportunities-in-the-Mexican-Electricity-Sector.pdf> consultado el 10 de octubre de 2020.
- Gobierno de México (2013) Reforma Energética. Gobierno de México. [online] [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/data/file/10233/Explicacion ampliada de la Reforma Energetica1.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/data/file/10233/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetica1.pdf) consultado el 07 de mayo de 2021.
- Gobierno de México (2020) El tipo de cambio terminó la semana en 18.92 ppd. Gobierno de México. [online] <https://www.gob.mx/shcp%7Cgacetaeconomica/articulos/el-tipo-de-cambio-termino-la-semana-en-18-92-ppd> consultado el 28 de octubre de 2023.
- Gobierno del Estado de Sonora (2019) En marcha parque solar La Orejana uno de los más grandes en Sonora. Gobierno del Estado de Sonora. [online] <http://economiasonora.gob.mx/portal/prensa/noticias/669-en-marcha-parque-solar-la-orejana-uno-de-los-mas-grandes-en-sonora> consultado el 10 de diciembre de 2019.
- Goldberg, M. (2012) Preliminary Analysis of the Jobs and Economic Impacts of Renewable Energy Projects Supported by the §1603 Treasury Grant Program. NREL. [online] <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/52739.pdf> consultado el 25 de febrero de 2021.
- Gómez, M. & Rodríguez, J.C. (2015) Electricity Consumption and Economic Growth: The Case of Mexico. *International Journal of Economics and Management Engineering*. 9(8), 2803-2808.
- Gómez, M.; Ciarreta, A. & Zarraga, A. (2018) Linear and Nonlinear Causality between Energy Consumption and Economic Growth: The Case of Mexico 1965–2014. *Energies*, 11(4), 784.
- González García, M.A. (2019) Inversores inteligentes en sistemas de energía solar fotovoltaica. *Universitarios Potosianos*. 238, 24-29.
- Google & INEGI (2021) Lista de Centrales Eléctricas seleccionadas en la Subasta de Largo Plazo SLP-1/2017. Google My Maps. [online] [https://www.google.com/maps/d/viewer?ll=28.310252074650318%2C-78.81097318221886&z=4&mid=1nXXB5zWZo56ouplMRE9Dc9\\_kDIQujwe3](https://www.google.com/maps/d/viewer?ll=28.310252074650318%2C-78.81097318221886&z=4&mid=1nXXB5zWZo56ouplMRE9Dc9_kDIQujwe3) consultado el 29 de marzo de 2021.
- Green, M. A.; Blakers, A. W.; & Osterwald, C. R. (1985) Characterization of high-efficiency silicon solar cells. *Journal of Applied Physics*. 58(11), 4402–4408.
- Green, M. A. (2009). The path to 25% silicon solar cell efficiency: History of silicon cell evolution. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 17(3), 183–189.
- Greene, W.H. (2011) *Econometrics I*. Stern School of Business. [online] <http://people.stern.nyu.edu/wgreene/Econometrics/Econometrics-I-11.pdf> consultado el 25 de marzo de 2021.
- Greene, W.H. (2012) *Econometric Analysis*. Pearson. England. Seventh Edition.

- Grover, S. (2007) Energy, Economic, and Environmental Benefits of the Solar America Initiative. National Renewable Energy Laboratory. [online] <https://www.nrel.gov/docs/fy07osti/41998.pdf> consultado el 11 de febrero de 2021.
- Grubišić-Čabo, F.; Nizetic, S. & Tina, G. (2016) Photovoltaic panels: A review of the cooling techniques. Transactions of FAMENA. 40, 63-74.
- Guadarrama, C.A. (2018) Renewable energy auctions in Mexico: The gap between design and implementation. Master Thesis. Harvard Kennedy School & COFEMER.
- Gulaliyev, M.G.; Mustafayev, E.R. & Mehdiyeva, G.Y. (2020) Assessment of Solar Energy Potential and Its Ecological-Economic Efficiency: Azerbaijan Case. Sustainability. 12(3), 1116.
- Guria, N. (2019) Insolation of earth surface. Researchgate. [online] [https://www.researchgate.net/publication/336639459\\_INSOLATION\\_OF\\_EARTH\\_SURFACE/link/5da92d6a92851c577eb8116e/download](https://www.researchgate.net/publication/336639459_INSOLATION_OF_EARTH_SURFACE/link/5da92d6a92851c577eb8116e/download) consultado el 16 de marzo de 2021.
- Guzman Niño, C.A. (2017) Análisis del impacto ambiental de diferentes tipos de paneles solares según los materiales utilizados y componentes tóxicos generados. Fundación Universidad de América. [online] <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7038/1/632575-2017-II-GA.pdf> consultado el 12 de febrero de 2021.
- Han, A. (s.f.) Efficiency of solar PV, then, now and future. Lafayette College site. [online] <https://sites.lafayette.edu/eqrs352-sp14-pv/technology/history-of-pv-technology/> consultado el 17 de febrero de 2021.
- Hantula, R. (2010) How Do Solar Panels Work? Infobase Publishing. [online] <http://www.energizero.org/fotovoltaico/How%20Do%20Solar%20Panels%20Work.pdf> consultado el 1 de febrero de 2021.
- Hao, Y.; Hu, X. & Chen, H. (2019) On the relationship between water use and economic growth in China: New evidence from simultaneous equation model analysis. Journal of Cleaner Production. 235, 953-965.
- Hargreaves, C. (2015) The Worldwide Distribution of Solar Resources by Nation. AOC. [online] <https://www.wrforum.org/wp-content/uploads/2015/10/SS1-Hargreaves.pdf> consultado el 16 de marzo de 2021.
- Hartkamp, A.D.; De Beurs, K.; Stein, A. & White, J.W. (1999) Interpolation Techniques for Climate Variables. NRG-GIS Series 99-01. CIMMYT. Mexico.
- Hasegawa, M. (2021) Strong start to Japan's power market for 2021. Argus Media group. [online] <https://www.argusmedia.com/en/news/2175151-strong-start-to-japans-power-market-for-2021> consultado el 22 de abril de 2021.
- Haynes, C. (2015) Calculating How Much Solar Roof Area You Need.
- Heistermann, M. & Kneis, D. (2011) Benchmarking quantitative precipitation estimation by conceptual rainfall-runoff modeling. Water Resources Research. 47, 1-23.
- Held, A.; Ragwitz, M.; Gephart, M.; de Visser, E. & Klessmann, C. (2014) Design features of support schemes for renewable electricity. ECOFYS. [online] [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014\\_design\\_features\\_of\\_support\\_schemes.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_design_features_of_support_schemes.pdf) consultado el 12 de marzo de 2021.
- Hengl, T.; Heuvelink, G.B.M. & Stein, A. (2004) A generic framework for spatial prediction of soil variables based on regression-kriging. Geoderma 120(1-2), 75-93.
- Hengl, T.; Heuvelink, G. & Rossiter, D. (2007) About regression-kriging: From equations to case studies. Computers & Geosciences. 33, 1301-1315.
- Hernández Ochoa, C.E. (2017) La nueva Constitución energética mexicana y su implementación. En Gerardo Esquivel, Francisco Alberto Ibarra Palafox y Pedro Salazar Ugarte (Comps.), "Cien ensayos para el centenario. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, tomo 2: Estudios jurídicos", 231-260, México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Hernández, E. (2022) CRE da luz verde a la planta solar de Puerto Peñasco. Forbes México. <https://www.forbes.com.mx/cre-da-luz-verde-a-la-planta-solar-de-puerto-penasco/>
- Honsberg, C.B. & Bowden, S.G. (2019) Photovoltaics Education Website. [online] <https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/module-circuit-design> consultado el 22 de marzo de 2022.

- Howell, B. (2021) Solar Panel Output: How Much Electricity Do They Produce? The EcoExperts. [online] <https://www.theecoexperts.co.uk/solar-panels/electricity-power-output> consultado el 25 de marzo de 2022.
- Huang, B.-N.; Hwang, M. J. & Yang, C. W. (2008) Causal relationship between energy consumption and GDP growth revisited: A dynamic panel data approach. *Ecological Economics*. 67(1), 41–54.
- Huayanay Valverde, M. (2018) Monografía. El renacimiento. Universidad Nacional de Educación. Enrique Guzmán y Valle. [online] <https://repositorio.une.edu.pe/bitstream/handle/UNE/2540/MON.%20EL%20RENACIMIENTO%20BIBLIOTECA.pdf?sequence=1&isAllowed=y> consultado el 12 de febrero de 2021.
- Huld, T. & Gracia Amillo, A.M. (2015) Estimating PV Module Performance over Large Geographical Regions: The Role of Irradiance, Air Temperature, Wind Speed and Solar Spectrum. *Energies*. 8, 5159-5181.
- Hwang, C.-L. & Yoon, K. (1981) Methods for multiple attribute decision making. En Hwang, C.-L. & Yoon, K. (Eds), *Multiple attribute decision making: methods and applications a state-of-the-art survey* (58–191). Springer, Berlin.
- Iberdrola (s.f.) Santiago, la planta fotovoltaica más grande del mundo construida por Iberdrola. Iberdrola. [online] <https://www.iberdrola.com/conocenos/lineas-negocio/proyectos-emblematicos/plantas-energia-solar-fotovoltaica-mexico> consultado el 10 de diciembre de 2019.
- IEA -International Energy Agency- (2016) Mexico Energy Outlook. World Energy Outlook Special Report. IEA. [online] <https://webstore.iea.org/download/direct/321> consultado el 29 de marzo de 2021.
- IEA (2017) Energy policies beyond IEA countries: México 2017. OECD/IEA. [online] <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergyPoliciesBeyondIEACountriesMexico2017.pdf> consultado el 10 de diciembre de 2019.
- IEA (2020) Electricity Market Report. December 2020. IEA. [online] [https://iea.blob.core.windows.net/assets/a695ae98-cec1-43ce-9cab-c37bb0143a05/Electricity\\_Market\\_Report\\_December\\_2020.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/a695ae98-cec1-43ce-9cab-c37bb0143a05/Electricity_Market_Report_December_2020.pdf) consultado el 28 de octubre de 2023.
- IEnova (2018) Facing 2018 SUSTAINABILITY + FINANCIAL REPORT. IEnova. [online] [https://www.ienova.com.mx/pdf/english/Sustainability\\_Financial\\_Report\\_2018.pdf](https://www.ienova.com.mx/pdf/english/Sustainability_Financial_Report_2018.pdf) consultado el 10 de diciembre de 2019.
- IGI Global (s.f.) What is Simple Kriging. IGI Global. [online] <https://www.igi-global.com/dictionary/improving-spatio-temporal-rainfall-interpolation/26933> consultado el 17 de agosto de 2021.
- Iluminet (2016) ¿Cómo funcionan las celdas fotovoltaicas? Energías Alternas. [online] <https://www.iluminet.com/funcionamiento-paneles-fotovoltaicos-energia-solar/> consultado el 1 de febrero de 2021.
- Ilbahar, E.; Cebi, S. & Kahraman, C. (2019) A state-of-the-art review on multi-attribute renewable energy decision making. *Energy Strategy Reviews*. 25, 18–33.
- INEGI (2009) Hidrología. INEGI. [online] <https://www.inegi.org.mx/temas/hidrologia/#Descargas> consultado el 26 de octubre de 2021.
- INEGI (2014) Censos económicos 2014. INEGI [online] <http://gaia.inegi.org.mx/mdm6/?v=bGF00j5LjQ0MjczLGxvbjotMTEwLjczODY1LHo6MyxsOmNIY28yMDE0> consultado el 10 de octubre de 2020.
- INEGI (2016) Manchas urbanas y rurales, 2015. Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad. [http://www.conabio.gob.mx/informacion/metadatos/gis/murinegi15gw.xml? httpcache=yes& xsl=/db/metadatos/xsl/fgdc\\_html.xsl& indent=no](http://www.conabio.gob.mx/informacion/metadatos/gis/murinegi15gw.xml? httpcache=yes& xsl=/db/metadatos/xsl/fgdc_html.xsl& indent=no) consultado el 15 de octubre de 2021.
- INEGI (2016a) Carta catastral. Estado de Sonora. 1:1 200 000. INEGI.
- INEGI (2017) Conjunto de datos vectoriales de la carta de Uso del suelo y vegetación. Escala 1:250 000. Serie VI. Conjunto Nacional Información de Interés Nacional. INEGI. [online] <https://www.inegi.org.mx/app/biblioteca/ficha.html?upc=889463598459> consultado el 26 de octubre de 2021.
- INEGI (2020) Censos Económicos 2019. INEGI. [online] <https://www.inegi.org.mx/programas/ce/2019/#Tabulados> consultado el 10 de octubre de 2020.
- INEGI (2020a) Indicador Trimestral de la Actividad Económica Estatal. INEGI. [online] <https://www.inegi.org.mx/temas/itae/> consultado el 15 de noviembre de 2020.

- INEGI (2020b) Censos Económicos 2019. Metodología. INEGI. [online] [https://www.inegi.org.mx/contenidos/productos/prod\\_serv/contenidos/espanol/bvinegi/productos/nueva\\_estr uc/702825196530.pdf](https://www.inegi.org.mx/contenidos/productos/prod_serv/contenidos/espanol/bvinegi/productos/nueva_estr uc/702825196530.pdf) consultado el 10 de octubre de 2020.
- INEGI (2020c) Vías de comunicación. INEGI. [online] <https://www.inegi.org.mx/temas/viascomunicacion/#Descargas> consultado el 22 de octubre de 2021.
- INEGI (2020d) Censos Económicos 2019. Glosario. INEGI. [online] <https://www.inegi.org.mx/app/glosario/default.html?p=ce2019> consultado el 28 de abril de 2022.
- INEGI (2021) Censos Económicos. Sistema Automatizado de Información Censal (SAIC). INEGI. [online] <https://www.inegi.org.mx/app/saic/default.html> consultado el 10 de octubre de 2020.
- INEGI (s.f.) Banco de Información Económica (BIE). INEGI. [online] <http://en.www.inegi.org.mx/app/indicadores/?tm=0> consultado el 19 de mayo de 2021.
- INEGI (s.f.a) Continuo de Elevaciones Mexicano (CEM). INEGI. [online] <https://www.inegi.org.mx/app/geo2/elevacionesmex/> consultado el 5 de octubre de 2021.
- INEGI (s.f.b) Clasificación para Actividades Económicas. INEGI. [online] <https://www.inegi.org.mx/rnm/index.php/catalog/209/download/6081> consultado el 1 de junio de 2024.
- Infoagro Systems (s.f.) Humedad relativa (HR) y punto de rocío. infoagro.com. [online] [https://www.infoagro.com/instrumentos\\_medida/doc\\_humedad\\_relativa\\_punto\\_rocio.asp?k=55](https://www.infoagro.com/instrumentos_medida/doc_humedad_relativa_punto_rocio.asp?k=55) consultado el 5 de octubre de 2021.
- International Renewable Energy Agency -IRENA- (2013) Renewable Energy Auctions in Developing Countries. IRENA. [online] [https://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/sites/ppp.worldbank.org/files/documents/IRENA\\_Renewable\\_Energy\\_Auctions\\_in\\_Developing\\_Countries.pdf](https://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/sites/ppp.worldbank.org/files/documents/IRENA_Renewable_Energy_Auctions_in_Developing_Countries.pdf) consultado el 5 de marzo de 2020.
- Instituto Mexicano del Transporte (2020) Red Nacional de Caminos. Gobierno de México. [online] <https://www.gob.mx/imt/acciones-y-programas/red-nacional-de-caminos> consultado el 22 de octubre de 2021.
- Investigaciones Geográficas (s.f.) Sobre la revista. [online] <https://www.investigacionesgeograficas.unam.mx/index.php/rig/about> consultado el 6 de abril de 2025.
- Irastorza, V. & Peñuelas, J.A. (2020) Mexican Electricity Wholesale Market Report 2019. NERA Economic Consulting. [online] [https://www.nera.com/content/dam/nera/publications/2020/PUB\\_Mexican-Electricity-Wholesale-Market-Report\\_013120.pdf](https://www.nera.com/content/dam/nera/publications/2020/PUB_Mexican-Electricity-Wholesale-Market-Report_013120.pdf) consultado el 27 de abril de 2021.
- IRENA (2015) Renewable Energy Prospects: Mexico. IRENA. [online] [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA\\_REmap\\_Mexico\\_report\\_2015.pdf?la=en&hash=8A259915297B04B0D50A422EDF48AD87007B56B1](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_REmap_Mexico_report_2015.pdf?la=en&hash=8A259915297B04B0D50A422EDF48AD87007B56B1) consultado el 10 de octubre de 2020.
- IRENA & CEM (2015) Renewable Energy Auctions – A Guide to Design. IRENA. [online] [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA\\_RE\\_Auctions\\_Guide\\_2015\\_5\\_winner\\_selection.ashx?la=en&hash=2EFACCAAD532E4C181649B28B80B96C1A985FA24](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_RE_Auctions_Guide_2015_5_winner_selection.ashx?la=en&hash=2EFACCAAD532E4C181649B28B80B96C1A985FA24) consultado el 4 de marzo de 2021.
- IRENA (2017) Renewable Energy Auctions: Analysing 2016. IRENA. Abu Dhabi. [online] [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Jun/IRENA\\_Renewable\\_Energy\\_Auctions\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Jun/IRENA_Renewable_Energy_Auctions_2017.pdf) consultado el 5 de marzo de 2021.
- IRENA (2018) A road map to 2050. IRENA. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA\\_Report\\_GET\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_Report_GET_2018.pdf)
- IRENA (2019) Renewable Power Generation Costs in 2018. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. [online] [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA\\_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf) consultado el 10 de octubre de 2020.
- IRENA (2019a) Future of solar photovoltaic. Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects. Executive Summary. International Renewable Energy Agency. [online] [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA\\_Future\\_of\\_Solar\\_PV\\_summary\\_2019.pdf?la=en&hash=A626155A0775CC50427E23E7BE49B1AD2DD31073](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_summary_2019.pdf?la=en&hash=A626155A0775CC50427E23E7BE49B1AD2DD31073) consultado el 4 de marzo de 2021.

- IRENA (2019b) Renewable energy auctions: Status and trends beyond price. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. [online] <https://www.irena.org/publications/2019/Dec/Renewable-energy-auctions-Status-and-trends-beyond-price> consultado el 5 de marzo de 2021.
- IRENA (2020) Renewable Power Generation Costs in 2019. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. [online] [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA\\_Power\\_Generation\\_Costs\\_2019.pdf?rev=77ebbae10ca34ef98909a59e39470906](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf?rev=77ebbae10ca34ef98909a59e39470906) consultado el 10 de octubre de 2023.
- IRENA (2024) Renewable power generation costs in 2023. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. [online] [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA\\_Renewable\\_power\\_generation\\_costs\\_in\\_2023.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf) consultado el 26 de abril de 2025.
- Isaaks, E.H. & Srivastava, R.M. (1989) Applied geostatistics. Oxford University Press: New York.
- IPCC (2012) Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press.
- IPCC (2021) Climate Change 2021. The Physical Science Basis. Summary for Policymakers. IPCC. [https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC\\_AR6\\_WGI\\_SPM\\_final.pdf](https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_SPM_final.pdf)
- Jacobs, D. & Sovacool, B.K. (2012) Feed-In Tariffs and Other Support Mechanisms for Solar PV Promotion. *Comprehensive Renewable Energy*. 73–109.
- Jäger-Waldau, A. (2005) Economic and social benefits of photovoltaics. Conference: 15th International PVSEC at Shanghai.
- James, L. & Kareta, N. (2020) The photoelectric effect and its role in solar photovoltaics. *Power & Beyond*. [online] <https://www.power-and-beyond.com/the-photoelectric-effect-and-its-role-in-solar-photovoltaics-a-954425/> consultado el 1 de febrero de 2021.
- Jarma Orozco, A.; Cardona Ayala, C. & Araméndiz Tatis, H. (2012) Efecto del cambio climático sobre la fisiología de las plantas cultivadas: una revisión. *Rev. U.D.C.A Act. & Div. Cient.* 15(1), 63-76.
- Johnston, K.; Ver Hoef, J.; Krivoruchko, K. & Lucas, N. (2004) Using ArcGIS geostatistical analyst. Esri: United States of America.
- Joardder, M. U. H., Halder, P. K., Rahim, M. A., & Masud, M. H. (2017) Solar Pyrolysis. *Clean Energy for Sustainable Development*. 213–235.
- Jouini, J. & Boutahar, M. (2005) Evidence on structural changes in U.S. time series. *Economic Modelling*. 22, 391–422.
- Kaldellis, J. K.; Kapsali, M. & Kavadias, K. A. (2014) Temperature and wind speed impact on the efficiency of PV installations. Experience obtained from outdoor measurements in Greece. *Renewable Energy*. 66, 612–624.
- Keblouti, M.; Ouerdachi, L. & Boutaghane, H. (2012) Spatial Interpolation of Annual Precipitation in Annaba-Algeria - Comparison and Evaluation of Methods. *Energy Procedia*. 18, 468–475.
- Kelejian, H.H. & Prucha, I.R. (2004) Estimation of Simultaneous Systems of Spatially Interrelated Cross Sectional Equations. *Journal of Econometrics*. 118, 27-50.
- Keshavarz, S.A.; Talebizadeh Sardari, P.; Edalati, S.; Mehrabian, M. & Abdolzadeh, M. (2012) Optimal Slope-Angles to Determine Maximum Solar Energy Gain for Solar Collectors Used in Iran. *International Journal of Renewable Energy Research*. 2(4), 665-673.
- Khemiri, W.; Yaagoubi, R. & Miky, Y. (2018) Optimal Placement of Solar Photovoltaic Farms Using Analytical Hierarchical Process and Geographic Information System in Mekkah, Saudi Arabia. 1st International Congress on Solar Energy Research, Technology and Applications (ICSERTA 2018). AIP Publishing.
- Kiley, P. (2023) What Is a Safe Distance to Live From a Solar Farm. IRISHSOLAR. [online] <https://irish.solar/what-is-a-safe-distance-to-live-from-a-solar-farm/> consultado el 1 de junio de 2024.
- Kim, H. & Kim, T.-I. (2009) An Effect of Globalization on Labor Market Policies in Three Welfare Regimes: Changes in the Expenditure on Labor Market Programs from 1980 to 2000. International Conference: Asian Social Protection in Comparative Perspective. Center for International Policy Exchanges.
- Kitanidis, P.K. (1993) Generalized Covariance Functions in Estimation. *Mathematical Geology*. 25(5), 525-540
- Kiyak, C. & Vries, A. (2017) Electricity Market Mechanism regarding the Operational Flexibility of Power Plants. *Modern Economy*. 8, 567-589.

- Knier, G. (2021) How do Photovoltaics Work? NASA. [online] <https://science.nasa.gov/science-news/science-at-nasa/2002/solarcells> consultado el 1 de febrero de 2021.
- Koc, A.; Turk, S. & Şahin, G. (2019) Multi-criteria of wind-solar site selection problem using a GIS-AHP-based approach with an application in Igdir Province/Turkey. *Environmental Science and Pollution Research*. 26, 32298–32310.
- Koehl, M.; Heck, M.; Wiesmeier, S. & Wirth, J. (2011) Modeling of the nominal operating cell temperature based on outdoor weathering. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 95, 1638–1646.
- Korfiati, A.; Gkonos, C.; Veronesi, F.; Gaki, A.; Grassi, S.; Schenkel, R.; Volkwein, S.; Martin, R. & Hurni, L. (2016) Estimation of the Global Solar Energy Potential and Photovoltaic Cost with the use of Open Data. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*. 9, 17-30.
- Kozak, T.; Marańda, W.; Napieralski, A.; Mey, G. & Vos, A. (2009) Influence of ambient temperature on the amount of electric energy produced by solar modules. 351-354.
- Kyriakopoulos, G.L.; Streimikiene, D. y Baležentis, T. (2022) Addressing Challenges of Low-Carbon Energy Transition. *Energies*, 15, 5718. . <https://doi.org/10.3390/en15155718>
- La Política Online (2021) Expertos cuestionan a AMLO: "No es cierto que haya un subsidio eléctrico a empresas". La Política Online. [online] <https://www.lapoliticaonline.com.mx/nota/135329-expertos-cuestionan-a-amlo-no-es-cierto-que-haya-un-subsidio-electrico-a-empresas/> consultado el 19 de mayo de 2021.
- Lane, C. (2021) How much energy does a solar panel produce? SolarReviews. [online] <https://www.solarreviews.com/blog/how-much-electricity-does-a-solar-panel-produce> consultado el 25 de marzo de 2022.
- Landsberg, H.E. en Pinna, M. (1978) *L'atmosfera e il clima*. UTET: Torino.
- Lee, C.-C. (2006) The causality relationship between energy consumption and GDP in G-11 countries revisited. *Energy Policy*. 34(9), 1086–1093.
- Lenardic, D. (2015) Photovoltaics - Historical Development. PVRESOURCES. [online] <http://www.pvresources.com/en/introduction/history.php> consultado el 1 de febrero de 2021.
- Liang, H.; Ren, J.; Gao, S.; Dong, L. & Gao, Z. (2017) Comparison of Different Multicriteria Decision-Making Methodologies for Sustainability Decision Making. *Hydrogen Economy*. 189–224.
- Lichtenstern, A. (2013) Kriging methods in spatial statistics. Tesis de licenciatura. Technische Universität München.
- Limón Portillo, A. (2017) Energía fotovoltaica en México: su potencial y aprovechamiento. CIEP. [online] <https://ciep.mx/energia-solar-en-mexico-su-potencial-y-aprovechamiento/> consultado el 10 de octubre de 2020.
- Lin, C.H. & Hsieh, W.L. (2012) Optimization of Photovoltaic Penetration in Distribution Systems Considering Annual Duration Curve of Solar Irradiation. *Power Systems, IEEE Transactions*. 27(2).
- Lindmayer J. & Allison J. (1973) The violet cell: an improved silicon solar cell. *COMSAT Technical Review*. 3, 1–22.
- Littlechild, S. (2004) Competition and Regulation in the UK Electricity Market. *Public economics*. 14(1), 3-14.
- Liu, Y.; Sun, Z.; Liang, H. & Dong, Y. (2021) Ranking range model in multiple attribute decision making: A comparison of selected methods. *Computers & Industrial Engineering*. 155.
- Loksha, V. & Brown, A. (2013) International Experience with Open Access to Power Grids. Washington DC: The World Bank. [online] <http://documents1.worldbank.org/curated/en/687851468147866316/pdf/789770REVISED000Power0Grids0KS16013.pdf> consultado el 19 de abril de 2021.
- Loksha, V. (2015) Private Sector Participation in Electricity Transmission and Distribution. Experiences from Brazil, Peru, The Philippines, and Turkey. Washington DC: The World Bank.
- López Torres, V.G.; Alcalá Álvarez, M.C. & Moreno Moreno, L.R. (2012) La Cadena de Suministro de la Energía fotovoltaica. *Conciencia Tecnológica*. 43, 18-23.
- Lunardi, M.M.; Alvarez-Gaitan, J.P.; Bilbao, J.I.; & Corkish, R. (2018) A Review of Recycling Processes for Photovoltaic Modules. *Solar Panels and Photovoltaic Materials*. Intechopen.
- Ma, J.; Fan, Z.-P. & Huang, L.-H. (1999) A subjective and objective integrated approach to determine attribute weights. *European Journal of Operational Research*. 112, 397–404.
- Mahajan, B. (2012) Negative environment impact of Solar Energy. *Energy policy*. 33, 1-5.

- Majeed, M. & Malik, A. (2016) E-government, economic growth and trade: A simultaneous equation approach. *Pakistan Development Review*. 55. 499-519.
- Malczewski, J. (2000) On the Use of Weighted Linear Combination Method in GIS: Common and Best Practice Approaches. *Transactions in GIS*. 4(1), 5-22.
- Malczewski, J. (2006) GIS-based multicriteria decision analysis: a survey of the literatura. *International Journal of Geographical Information Science*. 20(7), 703–726.
- Malemnganbi, R. & Shimray, B.A. (2020) Solar Power Plant Site Selection: A Systematic Literature Review on MCDM Techniques Used. En Kundu, S.; Acharya, U.S.; De, C.K. & Mukherjee, S. (Eds), *Proceedings of the 2nd International Conference on Communication, Devices and Computing (37-48)*. 2nd International Conference on Communication, Devices & Computing (ICCDC 2019).
- Manski, C.F. (1993) Identification of endogenous social effects: The reflection problem. *The Review of Economic Studies*. 60(3), 531–542.
- Marzábal, Ó.R. & López Arévalo, J.A. (2011) Disparidades en el crecimiento económico de los estados de México en el contexto del Tratado de Libre Comercio de América del Norte. *ECONOMÍAUnam*. 8(24), 78-98.
- Massa, R. & Rosellón, J. (2017) Links between production and consumption of electricity with economic performance in Mexico. 2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM).
- Massa, R. & Rosellón, J. (2020) Linear and nonlinear Granger causality between electricity production and economic performance in Mexico. *Energy Policy*. 142, 111476.
- Mayer Brown (2016) Mexico's Clean Energy Auction: Material Provisions of the Power Purchase Agreements. Mayer Brown. [online] <https://www.mayerbrown.com/-/media/files/perspectives-events/publications/2016/03/mexicos-clean-energy-auction-material-provisions-o/files/get-the-full-report/fileattachment/160331-update-energy-mexico-prjfin.pdf> consultado el 29 de marzo de 2021.
- Merrouni, A.A.; Mezrhah, A. & Mezrhah A. (2016) PV sites suitability analysis in the Eastern region of Morocco, *Sustain. Energy Technol. Assess.* 18, 6-15.
- Milenio (2020) ¿Qué es el Sistema Interconectado Nacional?. Milenio. [online] <https://www.milenio.com/negocios/que-es-el-sistema-interconectado-nacional> consultado el 29 de abril de 2021.
- Milenio (2021) ¿Qué es el Cenace? Organismo que asumió el control operativo durante el apagón. Milenio. [online] <https://www.milenio.com/negocios/cenace-que-es-y-que-hace-el-centro-nacional-de-control-de-energia> consultado el 29 de abril de 2021.
- Monteiro Lunardi, M.; Alvarez-Gaitan, J.; Bilbao, J. & Corkish, R. (2018) A Review of Recycling Processes for Photovoltaic Modules. *IntechOpen*.
- Moriarty, P. & Honnery D. (2012) What is the global potential for renewable energy? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 16; 244–52.
- Muhammad-Sukki, F.; Abu-Bakar, S.H.; Munir, A.B.; Mohd Yasin, S.H.; Ramirez-Iniguez, R.; McMeekin, S.G.; Stewart, B.G.; Sarmah, N.; Mallick, T.K.; Rahim, R.A.; Karim, M.E.; Ahmad, S. & Mat Tahar, R. (2014). Feed-in tariff for solar photovoltaic: The rise of Japan. *Renewable Energy*, 68, 636–643.
- Nagarajan, R.; Roy, A.; Vinod Kumar, R.; Mukherjee, A. & Khire, M.V. (2000) Landslide hazard susceptibility mapping based on terrain and climatic factors for tropical monsoon regions. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*. 58, 275–287.
- Nance, P. (2018) Resultados iniciales de la reforma en el sector de la energía eléctrica de México, 2013-18. Wilson Center. [online] [https://www.wilsoncenter.org/sites/default/files/media/documents/publication/la\\_nueva\\_reforma\\_energetica\\_de\\_mexico.pdf](https://www.wilsoncenter.org/sites/default/files/media/documents/publication/la_nueva_reforma_energetica_de_mexico.pdf) consultado el 17 de abril de 2021.
- Nantes, E.A. (2019) El método Analytic Hierarchy Process para la toma de decisiones. Repaso de la metodología y aplicaciones. *Revista De La Escuela De Perfeccionamiento En Investigación Operativa*. 27(46), 54-73.
- Neme Castillo, O.; Valderrama Santibáñez, A.L. & García Meza, M.A. (2015) Consumo de energía, empleo y producción manufacturera en México. *Análisis Económico*. 74, 115-143.
- Newkirk, M. (2015) What is a hybrid solar system? *Clean Energy Reviews*. [online] <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/2014/8/14/what-is-hybrid-solar> consultado el 3 de febrero de 2021.

- Newkirk, M. (2016) How solar power works - on-grid, off-grid and hybrid systems. Clean Energy Reviews. [online] <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/2014/5/4/how-solar-works> consultado el 2 de febrero de 2021.
- Ngô, C. & Natowitz, J. (2016) Our energy future: resources, alternatives and the environment. Hoboken (USA): John Wiley & Sons.
- NJHealth (2016) Hoja Informativa sobre Sustancias Peligrosas. NJHealth. [online] <https://www.nj.gov/health/eoh/rtkweb/documents/fs/0343sp.pdf> consultado el 15 de febrero de 2021.
- NOAA - National Oceanic and Atmospheric Administration- (s.f.) Ocean Near-Surface Atmospheric Properties CDR. National Centers for Environmental Information. [online] <https://www.ncei.noaa.gov/products/climate-data-records/ocean-near-surface-atmosphere> consultado el 5 de octubre de 2021.
- Noorollahi, E.; Fadai, D.; Akbarpour Shirazi, M. & Ghodsipour, S.H. (2016) Land suitability analysis for solar farms exploitation using GIS and fuzzy analytic hierarchy process (FAHP): A case study of Iran. Energies. 9(8), 643.
- NREL (2012) Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Solar Photovoltaics. NREL. [online] <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56487.pdf> consultado el 12 de febrero de 2021.
- NTKJ CO. LTD. (s.f.) About solar concentrator Fresnel lenses and Fresnel lenses for sensors. NTKJ CO. LTD. [online] <https://www.ntkj-japan.com/solar-concentrator-fresnel-lens/> consultado el 1 de febrero de 2021.
- NYSERDA (2014) New York State Renewable Portfolio Standard - Annual Performance Report Through December 31, 2013. NYSERDA. [online] <https://www.nyserda.ny.gov/all-programs/programs/clean-energy-standard/renewable-portfolio-standard/rps-documents> consultado el 5 de marzo de 2021.
- Obukhov, S.G.; Plotnikov, I.A.; Surzhikova, O.A. & Savkin, K.D. (2017) Method for Prediction of the Power Output from Photovoltaic Power Plant under Actual Operating Conditions. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering 189. [online] <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/189/1/012008/pdf> consultado el 10 de octubre de 2020.
- OECD (1998-2013) OECD Sector PMR Indicators from 1998 to 2013 in Excel and DotStat. OECD. [online] <https://www.oecd.org/economy/reform/indicators-of-product-market-regulation> consultado el 21 de abril de 2021.
- OECD (2011) OECD Green Growth Studies. OECD. [online] <https://www.oecd.org/greengrowth/greening-energy/49157219.pdf> consultado el 22 de enero de 2021.
- OECD (2017) Estudios Económicos de la OCDE. México. OCDE. [online] <https://www.oecd.org/eco/surveys/mexico-2017-OECD-Estudios-economicos-de-la-ocde-vision-general.pdf> consultado el 10 de octubre de 2020.
- OECD (2018) Indicators of Product Market Regulation. Sector PMR Indicators. OECD. [online] <https://www.oecd.org/economy/reform/indicators-of-product-market-regulation> consultado el 21 de abril de 2021.
- OECD (2018) Indicators of Product Market Regulation. Sector PMR Indicators. OECD. [online] <https://www.oecd.org/economy/reform/indicators-of-product-market-regulation> consultado el 21 de abril de 2021.
- OECD (2019) OECD Economic Surveys. Mexico. OECD. [online] <https://www.oecd.org/economy/surveys/Mexico-2019-OECD-economic-survey-overview.pdf> consultado el 12 de abril de 2021.
- Omran, W. (2010) Performance Analysis of Grid-Connected Photovoltaic System. Doctor of Philosophy thesis. University of Waterloo.
- Olson, C. & Lenzmann, F. (2016) Bringing the social costs and benefits of electric energy from photovoltaics versus fossil fuels to light. MRS Energy & Sustainability. 3, E5.
- Opsomer, J.; Ruppert, D.; Wand, M.; Holst, U. & Hössjer, O. (1999) Kriging with nonparametric variance function estimation. Biometrics. 55(3), 704 – 710.
- Oriol Planas (2015) Solar Systems by Thermosyphon. Solar Energy. [online] <https://solar-energy.technology/solar-thermal/hot-water/termosifon> consultado el 17 de febrero de 2021.
- Ozdemir, S. & Sahin, G. (2018) Multi-criteria decision-making in the location selection for a solar PV power plant using AHP. Measurement. 129, 218–226.

- Ozelkan, E.; Ozelkan, E.C. & Bagis, S. (2015) Spatial interpolation of climatic variables using land Surface temperature and modified inverse distance weighting. *International Journal of Remote Sensing*. 36(4), 1000-1025.
- Ozturk, I.; Aslan, A. & Kalyoncu, H. (2010) Energy consumption and economic growth relationship: Evidence from panel data for low and middle income countries. *Energy Policy*. 38(8), 4422–4428.
- Palacios-Vélez, O.L. & Escobar-Villagrán, B.S. (2016) La sustentabilidad de la agricultura de riego ante la sobreexplotación de acuíferos. *Tecnología y Ciencias del Agua*. VII(2), 5-16.
- Pasqualino, J.; Cabrera, C. & Vanegas Chamorro, M. (2015) Los impactos ambientales de la implementación de las energías eólica y solar en el Caribe Colombiano. *PROSPECTIVA*. 13(1), 68-75.
- Pardeshi, S.D.; Autade, S.E. & Pardeshi, S.S. (2013) *Landslide hazard assessment: recent trends and techniques*. SpringerPlus. 2, 1-11.
- Parmar, D. (2016) *Electricity Deregulation in Japan*. Law School International Immersion Program Papers. 14.
- Pearson, G.L. (1985) PV founders award luncheon. Conference Record. 18th IEEE Photovoltaic Specialists Conference. Las Vegas, IEEE, New York.
- Pelosi, C. & Bosi, M. (2007) Light concentration increases solar-cell efficiency and reduces cost. *SPIE*. [online] <https://spie.org/news/0689-light-concentration-increases-solar-cell-efficiency-and-reduces-cost?SSO=1> consultado el 17 de febrero de 2021.
- Perez, R.; Zweibel, K. & Hoff, T.E. (2011) Solar power generation in the US: Too expensive, or a bargain?. *Energy Policy*. 39(11), 7290-7297. [online] [https://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2012/05/EnergyPolicy\\_SolarPowerintheUS\\_Perez-Zweibel-Hoff.pdf](https://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2012/05/EnergyPolicy_SolarPowerintheUS_Perez-Zweibel-Hoff.pdf) consultado el 22 de enero de 2021.
- Piazena, H. (1996) The effect of altitude upon the solar UV-B and UV-A irradiance in the tropical Chilean Andes. *Solar Energy*. 57(2), 133-140.
- Pollitt, M.G. (2009) *Electricity Liberalisation in the European Union: A Progress Report*. EPRG Working Paper. 0929. Cambridge Working Paper in Economics. 0953.
- ProMéxico (s.f.) Sector de Energías renovables en México. [online] [http://mim.promexico.gob.mx/swb/mim/Perfil\\_del\\_sector\\_erenovables/lang/es](http://mim.promexico.gob.mx/swb/mim/Perfil_del_sector_erenovables/lang/es) consultado el 10 de diciembre de 2019.
- ProMéxico (2017) Mapa de Ruta de Energía de Sonora. ProMéxico. [online] <http://www.coees.sonora.gob.mx/images/archivos/mapa-de-ruta-de-energia-sonora-final-8-agosto.pdf> consultado el 10 de diciembre de 2019.
- ProMéxico (2017a) La industria solar fotovoltaica y fototérmica en México. ProMéxico. [online] [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/428621/La\\_industria\\_solar\\_fv\\_y\\_ft\\_en\\_Mexico-compressed.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/428621/La_industria_solar_fv_y_ft_en_Mexico-compressed.pdf) consultado el 10 de octubre de 2020.
- Pujotomo, I. & Diantari, R.A. (2018) Characteristics Surface Temperature of Solar Cell Polycrystalline Type to Output Power. *E3S Web of Conferences*. 73(01008).
- PurePoint Energy (2020) Tips for installing a Solar Ground Mount. PurePoint Energy. [online] <https://www.purepointenergy.com/blog/2020/february/tips-for-installing-a-solar-ground-mount/> consultado el 22 de marzo de 2022.
- Pustejovsky, J.E. (2022) Wald tests of multiple-constraint null hypotheses. *Cran R-Project*. [online] <https://cran.r-project.org/web/packages/clubSandwich/vignettes/Wald-tests-in-clubSandwich.html> consultado el 16 de abril de 2022.
- pvlib Python (s.f.) pvlib temperature faiman. Pvlib Python. [online] <https://pvlib-python.readthedocs.io/en/stable/generated/pvlib.temperature.faiman.html> consultado el 22 de marzo de 2022.
- PVP MC (2018) Faiman module temperature model. PVPerformance Modelling Collaborative. [online] <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/2-dc-module-iv/module-temperature/faiman-module-temperature-model/> consultado el 22 de marzo de 2022.
- PWC (2016) 1ª Subasta de Largo Plazo Reflexión sobre el proceso y resultados de cara a la próxima subasta. PwC México.
- PWC (2017) 3a Subasta de Largo Plazo análisis de resultados e implicaciones de futuro. PwC México.

- R Street Institute (2016) R Street Electricity 101 Series: Types of Organized Electricity Markets. R Street Institute. [online] <https://www.rstreet.org/wp-content/uploads/2016/08/electricity5.pdf> consultado el 19 de abril de 2021.
- Rabaia, M. K. H.; Abdelkareem, M. A.; Sayed, E. T.; Elsaid, K.; Chae, K.-J.; Wilberforce, T., & Olabi, A. G. (2020) Environmental impacts of solar energy systems: A review. *Science of The Total Environment*. 141989, 1-19.
- RAE (s.f.) helióstato. RAE. [online] <https://dle.rae.es/heli%C3%B3stato> consultado el 1 de febrero de 2021.
- Ramírez, L. (2021) Con qué esquema pagan 'luz' empresas como Bimbo y OXXO, ¿tienen subsidio, como dijo AMLO? *Animal Político*. [online] <https://www.animalpolitico.com/elsabueso/subsidio-empresas-bimbo-oxxo-pago-electricidad-amlo/> consultado el 19 de mayo de 2021.
- Ramos-Gutiérrez, L. de J. & Montenegro-Fragoso, M. (2012) La generación de energía eléctrica en México. *Tecnología y ciencias del agua*. 3(4).
- Rasouli Dogahneh, Z. & Puig, V. (2019). Optimization of the Slope Angle for Photovoltaic Panels. 6th International Conference on Control, Decision and Information Technologies (CODIT'19).
- Redes Navojoa (2019) Supervisa alcaldesa Parque Fotovoltaico de X-Eiio en Navojoa. *NDS noticias*. [online] <https://www.ndsnoticias.com/2019/09/coloca-x-elio-primer-panel-solar-en.html> consultado el 10 de diciembre de 2019.
- Renewable Energy Policy Network (2020) Renewables 2020 global status report. REN21. [online] [https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr\\_2020\\_full\\_report\\_en.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf) consultado el 4 de marzo de 2021.
- Reyes, E.; De Los Santos, J.L.; Chávez, G. & Avendaño, M.A. (2019) El suministro eléctrico en México. *Strategy%*. [online] [https://www.pwc.com/mx/es/industrias/archivo/2019/20190228-el-suministro-electrico-en-mexico.pdf?utm\\_source=Website&utm\\_medium=SiteSuministro&utm\\_content=DescargaPDF](https://www.pwc.com/mx/es/industrias/archivo/2019/20190228-el-suministro-electrico-en-mexico.pdf?utm_source=Website&utm_medium=SiteSuministro&utm_content=DescargaPDF) consultado el 27 de abril de 2021.
- Reyes, P. (2022) Iniciativa Climática de México trae a Hermosillo el programa Ejidos Solares. *Expreso*. [online] <https://www.expreso.com.mx/noticias/hermosillo/que-es-el-programa-ejidos-solares/163229> consultado el 1 de junio de 2024.
- Rhodes, C.J. (2010) Solar energy: principles and possibilities. *Science Progress*. 93(1), 37–112.
- Rinner, C. & Voss, S. (2013) MCDA4ArcMap – An Open-Source Multi-Criteria Decision Analysis and Geovisualization Tool for ArcGIS 10. *Feature Article, Cartouche, Newsletter of the Canadian Cartographic Association*. 86, 12-13.
- Riveros-Rosas, D.; Arancibia-Bulnes, C.A.; Bonifaz, R.; Medina, M.A.; Peón, R. & Valdes, M. (2015) Analysis of a solarimetric database for Mexico and comparison with the CSR model. *Renewable Energy*. 75, 21-29.
- Rodicio Álvarez, O. (2020) Energías renovables en México. ICEX. [online] [https://www.ivace.es/Internacional\\_Informes-Publicaciones/Pa%C3%ADses/M%C3%A9xico/M%C3%A9xico\\_energiasrenovicex2020.pdf](https://www.ivace.es/Internacional_Informes-Publicaciones/Pa%C3%ADses/M%C3%A9xico/M%C3%A9xico_energiasrenovicex2020.pdf) consultado el 26 de marzo de 2021.
- Rodríguez Padilla, V. (2016) Industria eléctrica en México: tensión entre el Estado y el mercado. *Problemas del desarrollo*. 47(185).
- Rodríguez, I. (2020) Lucran decenas de empresas con subsidios de CFE. *La Jornada*. [online] <https://www.jornada.com.mx/2020/05/19/economia/021n1eco> consultado el 19 de mayo de 2021.
- Roebroek, A. (2015) Granger Causality. *Brain Mapping*. 593–597.
- Ropp, M. E.; Begovic, M. & Rohatgi, A. (1997) Determination of the curvature derating factor for the Georgia Tech Aquatic Center photovoltaic array. *Conference Record of the Twenty Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1997*.
- Rotaru, D.V. (2013) The UK electricity market evolution during the liberalization process. *CES Working Papers*. 5(2), 267-278.
- Saaty, T.L. (1980) *The analytic hierarchy process: planning, priority setting, resource allocation*. New York: McGraw-Hill International Book Company.
- Saaty, T.L. (1986) Axiomatic foundation of the analytic hierarchy process. *Manage Sci*. 32, 841–855.
- Saaty, T.L. (1990) How to make a decision: The Analytic Hierarchy Process. *European Journal of Operational Research*. 48, 9-26.

- Şahin, M. (2020) A comprehensive analysis of weighting and multicriteria methods in the context of sustainable energy. *International Journal of Environmental Science and Technology*. 18, 1591–1616.
- Sánchez-Lozano, J.M.; Teruel-Solano, J.; Soto-Elvira, P.L. & Socorro García-Cascales, M. (2013) Geographical Information Systems (GIS) and Multi-Criteria Decision Making (MCDM) methods for the evaluation of solar farms locations: Case study in south-eastern Spain. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 24, 544–556.
- Scheer, H. (2007) *Energy Autonomy: The Economic, Social and Technological Case for Renewable Energy*. London (UK): Earthscan.
- Scott Andretta, J. (2011) ¿Quién se beneficia de los subsidios energéticos en México? Serie El Uso y Abuso de los Recursos Públicos Cuaderno de debate. 12.
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público -SHCP- (2011) Informe del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2011. ASF. [online] [https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2011i/Grupos/Gobierno/2011\\_0069\\_a.pdf](https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2011i/Grupos/Gobierno/2011_0069_a.pdf) consultado el 19 de mayo de 2021.
- SENER (2017) Anuncian SENER y CENACE, resultados preliminares de la Subasta de Largo Plazo de 2017. Gobierno de México. [online] <https://www.gob.mx/sener/prensa/anuncian-sener-y-cenace-resultados-preliminares-de-la-subasta-de-largo-plazo-de-2017> consultado el 29 de marzo de 2021.
- SENER (2018) Prospectiva de energías renovables 2018-2032. SENER [online] [https://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PER\\_18\\_32\\_F.pdf](https://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PER_18_32_F.pdf) consultado el 17 de abril de 2021.
- SENER (2019) Balance Nacional de Energía 2018. Secretaría de Energía. [online] [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/528054/Balance\\_Nacional\\_de\\_Energ\\_a\\_2018.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/528054/Balance_Nacional_de_Energ_a_2018.pdf) consultado el 13 de noviembre de 2020.
- SENER (2020) El Gobierno de México fortalece el Sistema Eléctrico Nacional. Gobierno de México. [online] <https://www.gob.mx/sener/articulos/el-gobierno-de-mexico-fortalece-el-sistema-electrico-nacional> consultado el 30 de marzo de 2021.
- SENER (s.f.) Sistema de Información Energética con información de CFE, incluye información de la extinta LyFC. SENER. [online] <https://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=temas&node=LUZ> consultado el 20 de mayo de 2021.
- SERMANAT (2017) Parque fotovoltaico Bluemex Power 1. ERM México, S.A. de C.V. [online] <https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/dgiraDocs/documentos/son/estudios/2017/26SO2017E0018.pdf> consultado el 10 de diciembre de 2019.
- SES Latam SRL (2019) ¿Qué significa kWp? ¿Qué significa kWh? SES. [online] <https://www.seslatam.com/preguntas/que-significa-kwp-que-significa-kwh/> consultado el 23 de marzo de 2021.
- Shao, X. & Fang, T. (2021) Performance analysis of government subsidies for photovoltaic industry: Based on spatial econometric model. *Energy Strategy Reviews*. 34(100631), 1-7.
- Shiguo, L. (2014) Impact of Foreign Direct Investment on Income Distribution in China. Paths International Ltd.
- Shirland, L.E.; Jesse, R.R.; Thompson, R.L. & Iacovou, C.L. (2003) Determining attribute weights using mathematical programming. *Omega*. 31(6), 423–437.
- Shuruia, J.; Jingyoua, W.; Leia, S. & Zhong, M. (2019) Impact of Energy Consumption and Air Pollution on Economic Growth — An Empirical Study Based on Dynamic Spatial Durbin Model. *Energy Procedia*. 158, 4011-4016.
- SIAFESON (s.f.) ¿Quiénes Somos? SIAFESON CESAVE Sonora. [online] <http://ftp.siafeson.com/index.php/quienessomos#:~:text=El%20Sistema%20de%20Alerta%20Fitosanitaria%20del%20Estado%20de,de%20plagas%20y%20Fo%20enfermedades%20en%20los%20cultivos%2C%20etc.%29>
- Solangi, Y.A.; Shah, S.A.A.; Zameer, H.; Ikram, M. & Saracoglu, B.O. (2019) Assessing the solar PV power project site selection in Pakistan: based on AHP-fuzzy VIKOR approach. *Environmental Science and Pollution Research*. 26, 30286–30302.
- Solar Cooker (2017) History of Solar Cooking. CantinaWest. [online] <https://www.solarcooker-at-cantinawest.com/solarcooking-history.html> consultado el 28 de enero de 2021.

- Solar Direct (s.f.) Solar Electric Photovoltaic Modules. [online] <https://www.solardirect.com/archives/pv/pvlist/pvlist.htm> consultado el 22 de marzo de 2022.
- Solargis (2019) Global Solar Atlas 2.0. World Bank Group. The World Bank. [online] <https://globalsolaratlas.info/download/world> consultado el 10 de diciembre de 2019.
- Solargis (2017) Mapas de recursos solares de Mexico. The World Bank. [online] <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/mexico> consultado el 10 de octubre de 2020.
- Solargis (2020) TECH SPECS. Photovoltaic Power Potential (PVOUT). [online] <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/tech-specs> consultado el 24 de octubre de 2020.
- Solarmax Technology (2012) The History of Solar Power: Solar Energy in Ancient Times. Solarmax Technology. [online] <https://solarmaxtechnology.wordpress.com/2012/11/13/the-history-of-solar-power-solar-energy-in-ancient-times/> consultado el 22 de enero de 2021.
- Solís, A. (2019) Engie invertirá 500 mdd en proyectos de energías renovables. Forbes México. [online] <https://www.forbes.com.mx/engie-invertira-500-mdd-en-proyectos-de-energias-renovables/> consultado el 10 de diciembre de 2019.
- Soni, P. & Chourasia, B.K. (2014) A Review on the Development of Box Type Solar Cooke. International Journal of Engineering Sciences & Research Technology. 3(4), 3017-3024.
- Sood, V. K., & Abdelgawad, H. (2019) Power converter solutions and controls for green energy. Distributed Energy Resources in Microgrids, 357–387.
- Sorensen, B.; Breeze, P.; Storvick, T.; Yang, S. da Rosa, A.; Gupta, H.; Sukanta, R.; Doble, M.; Maegaard, P.; Pistoia, G. & Kalogirou, S. (2008) Renewable Energy Focus Handbook. Amsterdam (Netherlands): Academic Press.
- Stenhouse, E. (2021) Solar Panel Output: How Much Power Does a Solar Panel Produce? Treehugger [online] <https://www.treehugger.com/how-much-electricity-does-a-solar-panel-produce-5194148> consultado el 25 de marzo de 2022.
- Supponen, M.; Qing, X.; Qixin, C. & Nan, J. (2020) Electricity markets and systems in the EU and China. Towards better integration of clean energy sources. EU-China Energy Cooperation Platform. [online] [https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/electricity\\_markets\\_report\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/electricity_markets_report_en.pdf) consultado el 22 de abril de 2021.
- Soytaş, U. & Sari, R. (2003) Energy consumption and GDP: causality relationship in G-7 countries and emerging markets. Energy Economics. 25(1), 33–37.
- Stata (s.f.) Tests for structural breaks in time-series data. Stata. [online] <https://www.stata.com/features/overview/structural-breaks/> consultado el 16 de abril de 2022.
- Suprova, N.T.; Zidan, A.R. & Harunur Rashid, A.R.M. (2020) Optimal Site Selection for Solar Farms Using GIS and AHP: A Literature Review. Proceedings of the International Conference on Industrial & Mechanical Engineering and Operations Management. Dhaka, Bangladesh.
- Svarc, J. (2022) Most efficient solar panels 2022. Clean Energy Reviews. [online] <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels> consultado el 25 de marzo de 2021.
- Szabó, L. (2017) The History of Using Solar Energy. Conference: 2017 International Conference on Modern Power Systems (MPS). [online] [https://www.researchgate.net/publication/318410023\\_The\\_history\\_of\\_using\\_solar\\_energy](https://www.researchgate.net/publication/318410023_The_history_of_using_solar_energy) consultado el 22 de enero de 2021.
- Tacchi, V.; Tacchi, R. & Rapallini, A. (1984) A DOMESTIC WATER HEATING SYSTEM WITH A SELF-CONTROLLING DOWNWARDS HEAT TRANSPORT DEVICE. Energy Developments: New Forms, Renewables, Conservation, Pergamon. 491-495.
- Taddei Bringas, J.L.; Navarrete Hinojosa, M. de los A.; Taddei Arriola, P.D. & Cabanillas López, R. (2014) Estimación del potencial de energías renovables en el Estado de Sonora. EPISTEMUS. 17(8), 88-94.
- Taibi, A. & Atmani, B. (2017) Combining Fuzzy AHP with GIS and Decision Rules for Industrial Site Selection. International Journal of Interactive Multimedia and Artificial Intelligence. 4(6), 60-69.
- Taylor, M. (2020) Energy subsidies: Evolution in the global energy transformation to 2050. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi
- Terán Bobadilla, A. (2015) Análisis histórico de la nacionalización de la Comisión Federal de Electricidad y sus implicaciones políticas y económicas para México. Asociación Mexicana de Historia Económica. [online] <http://www.amhe.mx/jornadas/ponencias2015/Bobadilla%20Andrea%20Ter%C3%A1n%20->

[%20An%C3%A1lisis%20hist%C3%B3rico%20de%20la%20nacionalizaci%C3%B3n%20de%20la%20Comisi%C3%B3n%20Federal%20de%20Electricidad%20y%20sus%20implicaciones%20pol%C3%ADticas%20y%20econ%C3%B3micas%20para%20M%C3%A9xico.pdf](#) consultado el 30 de abril de 2021.

- Thirumalai, N.C.; Ramaswamy, M.A.; Srilakshmi, G.; Venkatesh, V. & Rao, B.S. (2014) Global Review of Solar Tower Technology. Center for Study of Science, Technology and Policy. [online] <https://www.seriuis.org/pdfs/global-review-solar-tower-technology.pdf> consultado el 29 de enero de 2021.
- The European Space Agency (s.f.) Level-2A. The European Space Agency. [online] <https://sentinel.esa.int/web/sentinel/user-guides/sentinel-2-msi/product-types/level-2a> consultado el 29 de septiembre de 2021.
- The Guardian (2011) What are CO2e and global warming potential (GWP)? The Guardian. [online] <https://www.theguardian.com/environment/2011/apr/27/co2e-global-warming-potential> consultado el 12 de febrero de 2021.
- Timilsina, G.R.; Kurdgelashvili, L. & Narbel, P.A. (2011) A Review of Solar Energy. Markets, Economics and Policies. Policy Research Working Paper. 5845, 1-49.
- Tongia, R. (2003) The Political Economy of Indian Power Sector Reforms. Working Paper No. 4. Program on Energy and Sustainable Development. Stanford University. [online] [https://fsi-live.s3.us-west-1.amazonaws.com/s3fs-public/India%2C\\_10\\_May\\_04.pdf](https://fsi-live.s3.us-west-1.amazonaws.com/s3fs-public/India%2C_10_May_04.pdf) consultado el 30 de abril de 2021.
- Tovar Castillo, A.M. (2014) Evaluación de impacto ambiental de la energía solar y eólica en la abiota de Colombia. Universidad Militar Nueva Granada. [online] <https://repository.unimilitar.edu.co/bitstream/handle/10654/12054/Proyecto%20Final%20-%20Ambiental.pdf;jsessionid=8C676796860E83AB5202230A189F6C6F?sequence=1> consultado el 12 de febrero de 2021.
- Turbiantes, V. (2018) ¿Cómo funciona el Sistema Eléctrico Nacional? Expo Energía. [online] <https://www.exposolucionesenenergia.com/blog/ComofuncionaelSistemaElectricoNacional.php?m=> consultado el 28 de abril de 2021.
- Twerefou, D.K.; Iddrisu, K.S. & Twum, E.A. (2018) Energy Consumption and Economic Growth: Evidence from the West African Sub Region. West African Journal of Applied Ecology. 26(SI), 217-233.
- Ucan, O. & Yücel, F. (2014) Energy Consumption and Economic Growth Nexus: Evidence from Developed Countries in Europe. International Journal of Energy Economics and Policy. 4. 411-419.
- UDA consulting (2018) spatial interpolation methods. Udaconsulting.com. [online] [http://www.udaconsulting.com/sites/default/files/2018-09/Spatial Interpolation UDA.pdf](http://www.udaconsulting.com/sites/default/files/2018-09/Spatial%20Interpolation%20UDA.pdf) consultado el 05 de agosto de 2021.
- Udawant, R. R.; Mohite, K. C. & Takwale, M. G. (2016) Study of Performance of Fresnel Lens Solar Concentrator. International Journal of Energy Engineering. 6(1A), 14-22.
- UNECE (2022) Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources. United Nations Economic Commission for Europe. [online] [https://unece.org/sites/default/files/2022-04/LCA\\_3\\_FINAL%20March%202022.pdf](https://unece.org/sites/default/files/2022-04/LCA_3_FINAL%20March%202022.pdf) consultado el 27 de julio de 2024.
- Universidad de Sonora (s.f.) Potencial de Energías Renovables Para el Estado de Sonora. Comisión de Energía del Estado de Sonora. [online] <http://www.coees.sonora.gob.mx/images/descargas/Energias-Renovables/Potencial-de-Energias-Renovables-Sonora.pdf> consultado el 10 de diciembre de 2019.
- U.S. Department of Energy -U.S. DOE- (2017) U.S. Energy and Employment Report. U.S. DOE. [online] [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/01/f34/2017%20US%20Energy%20and%20Jobs%20Report\\_0.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/01/f34/2017%20US%20Energy%20and%20Jobs%20Report_0.pdf) consultado el 19 de diciembre de 2021.
- U.S. Energy Information Administration (2024) Biomass explained. Biomass and the environment. • U.S. Energy Information Administration. [online] <https://www.eia.gov/energyexplained/biomass/biomass-and-the-environment.php> consultado el 29 de diciembre de 2024.
- USGS -United States Geological Survey- (s.f.) Landsat Missions. USGS. [online] <https://www.usgs.gov/core-science-systems/nli/landsat> consultado el 29 de septiembre de 2021.
- Vaidya, O.S. & Kumar, S. (2006) Analytic hierarchy process: An overview of applications. European Journal of Operational Research. 169(1), 1–29.
- van den Bos, A.; Rivera, I.; Tovar-Garza, A. & Castellanos García, A. (2018) Modalidades de compras de energías renovables para el sector comercial e industrial mexicano. Ciudad de México 2018. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH: Ciudad de México.

- Vargas-Hernández, J.G. & Ascencio Espinosa, E. R. (2016) Solar Panel and Renewable Energy in Mexico Development and Outlook for Photovoltaic. *International Journal of Environment and Sustainability*. 5(2), 89-98.
- Viscidi, L. (2018) Mexico's Renewable Energy Future. A Working Paper. Wilson Center. [online] [https://www.thedialogue.org/wp-content/uploads/2018/05/mexico\\_renewable\\_energy\\_future\\_0.pdf](https://www.thedialogue.org/wp-content/uploads/2018/05/mexico_renewable_energy_future_0.pdf) consultado el 10 de diciembre de 2019.
- Viton, P.A. (2010) Notes on Spatial Econometric Models. *City and regional planning*. 870.03, 1-17.
- Vivint Solar Developer (s.f.) What is the best direction for my solar panels? Vivint Solar Developer, LLC. [online] <https://www.vivintsolar.com/learning-center/best-direction-for-solar-panels> consultado el 22 de octubre de 2021.
- Wallasch, A.-K.; Lüers, S.; Vidican Auktor, G.; Breitschopf, B.; Richter, A.; Kuntze, J.-C.; Noll, J.; Lehr, U.; Martinez, S.; Ferroukhi, R.; López-Peña, Á.; Hawila, D.; Nagpal, D.; Khalid, A.; Deutsch, M.; Klotz, E.-M.; Gross, R.; Castillo, A.; Mawhood, B. & Petrick, K. (2014) The Socio-economic Benefits of Solar and Wind Energy. IRENA. [online] [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/May/Socioeconomic\\_benefits\\_solar\\_wind.pdf?la=en&hash=75F55DC4CDB1B0DB2E3C60FDE96F4352F536CBCF](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/May/Socioeconomic_benefits_solar_wind.pdf?la=en&hash=75F55DC4CDB1B0DB2E3C60FDE96F4352F536CBCF) consultado el 11 de febrero de 2021.
- Wang, Y.M. (1988) Using the method of maximizing deviations to make decision for multi-indices, *System Engineering and Electronics*. 7, 24–26.
- Wang, Y.-M. & Parkan, C. (2006) A general multiple attribute decision-making approach for integrating subjective preferences and objective information. *Fuzzy Sets and Systems*. 157, 1333–1345.
- Wackernagel, H. (2003) *Multivariate geostatistics: an introduction with applications*. Springer, Berlin.
- Webster, R. (2005) SPATIAL VARIATION, SOIL PROPERTIES. *Encyclopedia of Soils in the Environment*. 1–13.
- Whitney, E. (2004) *Medieval Science and Technology*. Westport (USA): Greenwood Publishing Group.
- Wheatbelt Development Commission (2010) Site Options for Concentrated Solar Power Generation in the Wheatbelt Final Report. Wheatbelt Development Commission. Northam, Australia.
- Wikipedia (s.f.) IEnova. Wikipedia. [online] <https://es.wikipedia.org/wiki/IEnova> consultado el 10 de diciembre de 2019.
- Wionczek, M.S. (1965) The State and the Electric-Power Industry in Mexico, 1895–1965. *Business History Review*. 39(04), 527–556.
- World Energy Council (2013) World Energy Scenarios. Composing energy futures to 2050. World Energy Council, Project Partner Paul Scherrer Institute. [online] [https://www.worldenergy.org/assets/downloads/World-Energy-Scenarios\\_Composing-energy-futures-to-2050\\_Executive-summary.pdf](https://www.worldenergy.org/assets/downloads/World-Energy-Scenarios_Composing-energy-futures-to-2050_Executive-summary.pdf) consultado el 22 de enero de 2021.
- World Nuclear Association (2011) Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity Generation Sources. WNA Report. [online] [http://www.world-nuclear.org/uploadedFiles/org/WNA/Publications/Working\\_Group\\_Reports/comparison\\_of\\_lifecycle.pdf](http://www.world-nuclear.org/uploadedFiles/org/WNA/Publications/Working_Group_Reports/comparison_of_lifecycle.pdf) consultado el 15 de febrero de 2021.
- Wood, D. & Padilla, J. (2018) Mexico's New Hydrocarbons Model: A Critical Assessment Four Years Later. Wilson Center. [online] [https://www.wilsoncenter.org/sites/default/files/media/documents/publication/mexicos\\_new\\_hydrocarbons\\_model.pdf](https://www.wilsoncenter.org/sites/default/files/media/documents/publication/mexicos_new_hydrocarbons_model.pdf) consultado el 29 de marzo de 2021.
- Wood, D. (2018) La nueva reforma energética de México. Wilson Center. [online] [https://www.wilsoncenter.org/sites/default/files/media/documents/publication/la\\_nueva\\_reforma\\_energetica\\_de\\_mexico.pdf](https://www.wilsoncenter.org/sites/default/files/media/documents/publication/la_nueva_reforma_energetica_de_mexico.pdf) consultado el 29 de marzo de 2021.
- Wu, Y.-M. (2009) Spatial Econometric Analysis of Energy Efficiency Convergence of Chinese Provinces. 2009 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference. [online] <https://ieeexplore.ieee.org/document/4918776> consultado el 10 de octubre de 2020.
- Xydis, G. & Vlachakis, N. (2019) Feed-in-Premium Renewable Energy Support Scheme: A Scenario Approach. *Resources*. 8(106), 1-15.
- Yaneva, M.; Tisheva, P. & Tsanova, T. (2018) The big Mexico renewable energy report. MIRECWEEK. WTC: Mexico City.

- Yang, B.; Sun, Y. & Lin, Y. (2011) Decision-making on PV Modules for Very Large Scale Photovoltaic Systems Using Improved Analytic Hierarchy Process. Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference. 1-5
- Yao, W.; Ling, Q.; Dai, Q.; Fang, S.; Yang, C.; Huang, L.; Liu, X.; Zhang, H. Zhang, J.; et al. (2022) In situ microscopic observation of humidity-induced degradation in all-inorganic perovskite films. ACS Appl. Energy Mater. 5(7).
- Yang, G.; Yang, J.-B.; Xu, D.-L. & Khoveyni, M. (2017) A three-stage hybrid approach for weight assignment in MADM. Omega. 71, 93–105.
- Yasar N. (2017) The Relationship between Energy Consumption and Economic Growth: Evidence from Different Income Country Groups. International Journal of Energy Economics and Policy. 7(2), 86-97.
- Yin, J.; Yan, Q.; Lei, K.; Baležentis, T. & Streimikiene, D. (2019) Economic and Efficiency Analysis of China Electricity Market Reform Using Computable General Equilibrium Model. Sustainability. 11(350), 1-22.
- Zamarripa Villa, N.R. (2016) Consumo de electricidad y crecimiento económico en México: análisis de series de tiempo y prospectiva. Tesis de maestría. El Colegio de la Frontera Norte.
- Zárate O.; D. & Aguilar Gil, Y. (2010) El SME y la extinción de LYFC: algunos aspectos relevantes. Economía Informa. 362, 127-132.
- Zarco-Perello, S. & Simões, N. (2017) Ordinary kriging vs inverse distance weighting: spatial interpolation of the sessile community of Madagascar reef, Gulf of Mexico. PeerJ. 5(e4078).
- Zarco, J. (2019) Solar Bluemex Power: Un nuevo campo fotovoltaico entra en operación. Pv-Magazine. [online] <https://www.pv-magazine-mexico.com/2019/07/08/solar-bluemex-power-un-nuevo-campo-fotovoltaico-entra-en-operacion/> consultado el 10 de diciembre de 2019.
- Zeleny, M. (1982) Multiple Criteria Decision Making. New York: McGraw-Hill.
- Zhang, T. (2017) What's a good value for kWh/kWp? An overview of specific yield. Solar Power World. [online] <https://www.solarpowerworldonline.com/2017/08/specific-yield-overview/> consultado el 23 de marzo de 2021.
- Zoghi, M.; Houshang Ehsani, A.; Sadat, M.; Javad Amiri, M. & Karimi, S. (2017) Optimization solar site selection by fuzzy logic model and weighted linear combination method in arid and semi-arid region: A case study Isfahan-IRAN. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 68, 986–996.
- Zubeer, S.A.; Mohammed, H.A. & Ilkan, M. (2017) A review of photovoltaic cells cooling techniques. E3S Web of Conferences. 22(00205), 1-11.

## **Anexos**

### **Anexo 3.1. Clasificación de los sectores económicos según INEGI (s.f.b: 9-11)**

Sector 11: Agricultura, cría y explotación de animales, aprovechamiento forestal, pesca y caza.

Sector 21: Minería.

Sector 22: Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final.

Sector 23: Construcción.

Sector 31-33: Industrias manufactureras.

Sector 43: Comercio al por mayor.

Sector 46: Comercio al por menor.

Sector 48-49: Transportes, correos y almacenamiento.

Sector 51: Información en medios Masivos.

Sector 52: Servicios financieros y de seguros.

Sector 53: Servicios inmobiliarios y de alquiler de bienes muebles e intangibles.

Sector 54: Servicios profesionales, científicos y técnicos.

Sector 55: Corporativos.

Sector 56: Servicios de apoyo a los negocios y manejo de desechos y servicios de remediación.

Sector 61: Servicios educativos.

Sector 62: Servicios de salud y de asistencia social.

Sector 71: Servicios de Esparcimiento culturales y deportivos, y otros servicios recreativos.

Sector 72: Servicios de alojamiento temporal y de preparación de alimentos y bebidas.

Sector 81: Otros servicios excepto actividades gubernamentales.

Sector 93: Actividades legislativas, gubernamentales de impartición de justicia y de organismos internacionales y extraterritoriales.

### **Anexo 4.1. Técnica camino-distancia de ArcMap**

La herramienta que se sugiere para estimar la proximidad relativa de cada punto con respecto a las carreteras es la de camino-distancia de Arcmap (ESRI, s.f.b). Esta herramienta permite considerar costos horizontales; tanto en términos de las coordenadas x,y, así como costos específicos como el viento, temperatura entre otros (aunque en este caso no se usó un costo); y verticales (ESRI, s.f.b), que están determinados por la altura, donde se usó el Continuo de Elevaciones Mexicano de INEGI (s.f.a).

Este algoritmo usa una representación de nodo-vínculo para estimar los costos de movimiento de una celda a otra y el costo acumulado por dicha actividad (ESRI, s.f.b). El costo del movimiento hacia las celdas vecinas (vínculo) se calcula como el promedio del costo de las celdas que conectan la trayectoria (SRI, s.f.b). Un ejemplo de este movimiento se presenta en la siguiente figura:

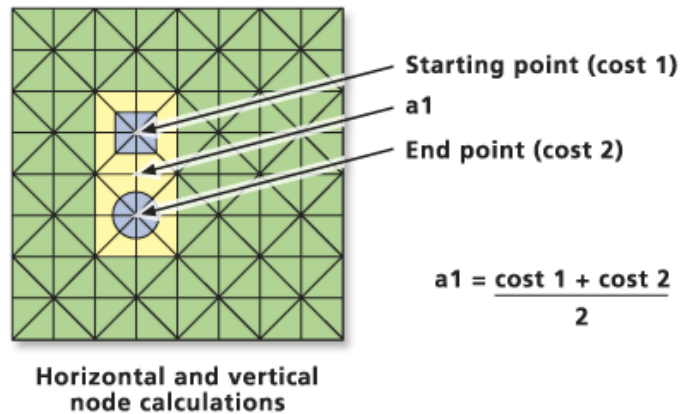


Figura 1 Anexo 4.1. Costo de movimiento a celdas vecinas

Fuente: ESRI (s.f.b)

El costo perpendicular acumulativo suma el valor de los diferentes vínculos necesarios para llegar de la celda origen al destino, por lo que lo más relevante el cálculo de los vínculos que forman dicha trayectoria (ESRI, s.f.b). Un ejemplo se presenta en la Figura 2 Anexo 1.2, para el costo acumulativo de una trayectoria que recorre dos vínculo.

Cabe mencionar que también es posible moverse diagonalmente, solo siguiendo la red diagonal que se puede observar en la Figura 3 Anexo 1.2 (ESRI, s.f.b). Los cálculos son de la misma manera que los explicados anteriormente, solo con la particularidad de que los vínculos se multiplican por 1.4142, que es la raíz cuadrada de 2, reflejando de alguna forma que viajar en diagonal es más caro que perpendicular, debido a la mayor distancia recorrida (ESRI, s.f.b). De esta forma, el costo acumulativo diagonal es la suma de los diferentes vínculos, multiplicados por 1.4142.

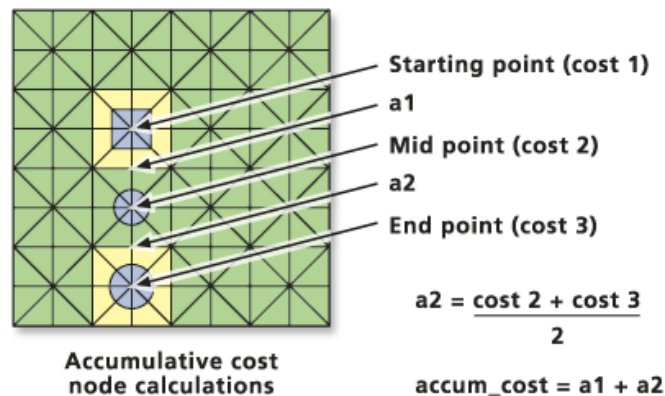


Figura 2 Anexo 4.1. Costo acumulativo del movimiento perpendicular

Fuente: ESRI (s.f.b)

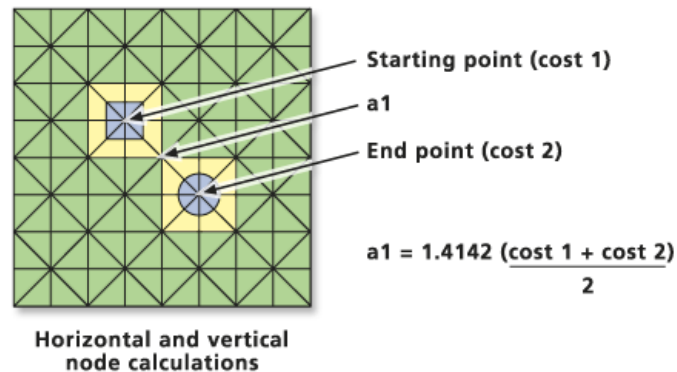


Figura 3 Anexo 4.1. Costo del movimiento perpendicular

Fuente: ESRI (s.f.b)

Calcular estos costos acumulativos, sirve para cumplir con el objetivo del algoritmo camino-distancia, que es determinar la trayectoria con menor costo para llegar al destino (ESRI, s.f.b). En este caso, las celdas destino son determinadas por las vialidades, líneas de transmisión o centro urbanos y rurales en su forma ráster, según sea el caso.

El proceso del algoritmo de camino distancia funciona primero identificando las celdas origen, que en este caso serían las correspondientes a las carreteras, luego se estima el costo para moverse a sus celdas vecinas, acomodándolos de menor a mayor costo (ESRI, s.f.b). La celda con menor costo se remueve de la lista y se prosigue a calcular el menor costo de la trayectoria a los vecinos de la celda removida, donde se quita la celda con menor costo de nuevo (ESRI, s.f.b). El algoritmo se repite hasta que todas las celdas tengan un costo acumulativo asignado (ESRI, s.f.b).

#### Anexo 4.2. Interpolación espacial

La interpolación espacial consiste en pasar de datos puntuales a continuos a través de técnicas de estimación determinísticas y/o estadísticas. Para estimar los datos espaciales continuos se aplican diferentes técnicas al 80% de la información de las estaciones meteorológicas y se prueban distintas métricas de error al 20% restante para determinar qué método tiene una estimación con menor error.

Las técnicas de interpolación espacial que se emplean en este estudio son los métodos de Distancia Inversa Ponderada, kriging simple, kriging ordinario, regresión kriging y uno adicional que combina la lógica de la regresión kriging, solo que en lugar de usar kriging para la interpolación espacial del error, se usó el IDW. Lo anterior se llevó a cabo debido a que en una primera instancia el método de IDW fue el que tuvo mejores resultados para la interpolación espacial de la irradiancia, sin embargo, al combinar la regresión con el IDW para interpolar el error de la regresión, se obtuvieron menores métricas de error para las estaciones de prueba.

Las métricas de error que se usan para comparar la precisión de la estimación de los métodos de interpolación espacial son:

- El error cuadrático promedio (ECP):

$$ECP = \frac{1}{N} \sum_n^N (y_n - f_n)^2$$

- El error absoluto promedio (EAP):

$$EAP = \frac{1}{N} \sum_n^N |y_n - f_n|$$

- Y la bondad de ajuste ( $R^2$ ) tomada de la regresión sin constante relacionando a la irradiancia observada y la estimada por la interpolación espacial. No se utilizó constante, debido a que se encontró que solo así había correlación entre las variables, posiblemente porque si la variable explicativa es cero, en todos los casos.

En las ecuaciones anteriores  $N$  es el total de observaciones,  $y_n$  es el registro real de irradiancia en la estación de prueba y  $f_n$  es el valor de la interpolación espacial en el mismo lugar.

En los siguientes apéndices se desarrollan los fundamentos teóricos de los diferentes métodos de interpolación empleados en esta investigación.

#### **Anexo 4.2.1. Sustento teórico: método de distancia inversa ponderada**

El método de Distancia Inversa Ponderada (IDW por sus siglas en inglés) es un instrumento determinístico de estimación donde valores en zonas sin muestreo se determinan por una combinación lineal de valores, conocida como puntos de muestreo (Hartkamp et al., 1999). De acuerdo con los autores, este método combina relaciones de proximidad con el cambio gradual en la superficie.

El método es ampliamente usado para el estudio de variables climáticas, como irradiancia, temperatura, humedad, entre otros (Heistermann y Kneis, 2011), es este caso, se usará para estimar los parámetros referentes a los criterios de selección que cuenten con pocas zonas de muestreo, pocas observaciones o información limitada; variables que posiblemente requieran de esta herramienta son la duración de luz solar, humedad relativa, la inclinación del terreno y la orientación de este.

IDW permite el análisis multivariado y se basa en la idea de que el valor del punto estimado tiene una mayor correlación con un punto cercano que con uno alejado (Ozelkan et al., 2015). La fundamentación matemática de la herramienta es (Heistermann y Kneis, 2011; Doorga et al., 2018):

$$Z_0 = \sum_{i=1}^n w_i Z_i$$

$$w_i = \frac{\frac{1}{d_i^r}}{\sum_{j=1}^n \frac{1}{d_j^r}}$$

Donde  $Z_0$  es el parámetro estimado,  $n$  el número de sitios de muestreo,  $w_i$  es el peso relativo del sitio de muestreo  $i$ -ésimo,  $Z_i$  es el valor muestral del sitio en el punto  $i$ -ésimo,  $d$  es la separación los sitios  $i/j$  al sitio estimado (referente al sitio  $Z_0$ ),  $r$  define el grado de reducción del peso relativo con la distancia,  $i$  y  $j$  son indicadores de conteo de los  $n$  sitios, varían de 1 a  $n$  (Heistermann y Kneis, 2011; Doorga et al., 2018).

#### Anexo 4.2.2. Sustento teórico: planteamiento del kriging

Similar al IDW, kriging es un método que relaciona los cambios en los valores de la variable con la distancia entre los puntos, con la ventaja de que tiende a tener mejor exactitud y calcula los errores estándar de la predicción en los puntos (UDA consulting, 2018). Sin embargo, a diferencia del IDW, Kriging no es un método determinístico, sino que emplea relaciones espaciales y estadísticas para realizar la interpolación (Keboulou et al., 2012).

La base de los modelos kriging es el semivariograma, que calcula la dependencia espacial del valor de los puntos con relación a la distancia entre los mismos (UDA consulting, 2018). Todos los modelos kriging se sustentan en la ecuación (Webster, 2005; Daya y Bejari, 2014):

$$\hat{Z}(x_0) - \mu = \sum_{i=1}^n \lambda_i [Z(x_i) - \mu(x_0)]$$

Donde  $\mu$  es la media estacionaria con el supuesto de ser constante en el plano y calculada como el valor medio de los datos (Wackernagel, 2003), el parámetro  $\lambda_i$  es el ponderador kriging,  $n$  es el número de puntos,  $\mu(x_0)$  es el valor medio de los puntos en la ventana calculada para el punto  $x_0$ ,  $\hat{Z}(x_0)$  es el valor estimado para el punto  $x_0$  y  $Z(x_i)$  es el valor observado en cada punto  $i$ . Cuando la media se desconoce el modelo se reduce (Webster, 2005):

$$\hat{Z}(x_0) = \sum_{i=1}^n \lambda_i Z(x_i)$$

Los pesos del método kriging se calculan minimizando la varianza, como (Isaaks y Srivastava, 1989; Lichtenstern, 2013; Daya y Bejari, 2014):

$$var[\hat{Z}(x_0) - \mu] = E \left[ (\hat{Z}(x_0) - \mu)^2 \right] - (E[\hat{Z}(x_0) - \mu])^2$$

Como la media es constante en toda la superficie  $E[\hat{Z}(x_0)]$  es igual a  $E[\mu]$ , por lo que este lado de la ecuación se hace cero. Desarrollando el otro componente, tenemos que:

$$var[\hat{Z}(x_0) - \mu] = E \left[ (\hat{Z}(x_0))^2 \right] - 2 * \mu * E[\hat{Z}(x_0)] + \mu^2$$

Usando la definición anteriormente planteada de  $\hat{Z}(x_0)$  y como  $E[\hat{Z}(x_0)]$  es  $\mu$ , podemos sustituir:

$$var[\hat{Z}(x_0) - \mu] = E \left[ \left( \sum_{i=1}^n \lambda_i * Z(x_i) \right)^2 \right] - \mu^2$$

Lo que también se puede escribir como:

$$var[\hat{Z}(x_0) - \mu] = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \lambda_i * \lambda_j * E[Z(x_i) * Z(x_j)] - \mu^2$$

Y podemos definir:

$$E[Z(x_i) * Z(x_j)] - \mu^2 = \gamma(x_i, x_j)$$

Que es el semivariograma de  $x_i$  con relación a  $x_j$ . En la practica el semivariograma se calcula con una función específica (exponencial, gaussiana, lineal, entre otros), para garantizar que el modelo tenga solución (Esri, s.f.; Johnston et al., 2004). Por último, la varianza del kriging queda (Lichtenstern, 2013):

$$var[\hat{Z}(x_0) - \mu] = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \lambda_i * \lambda_j * \gamma(x_i, x_j)$$

Esta varianza es el problema por resolver para hacer la interpolación espacial con kriging.

#### *Anexo 4.2.2.1. Sustento teórico: kriging ordinario*

La interpolación del kriging ordinario se sustenta en la autocorrelación espacial, suponiendo que los valores cercanos se asemejan y dando pesos relativos mayores a los puntos cercanos a lugar a estimar (Zarco-Perello y Simões, 2017). Los supuestos del kriging ordinario incluyen (UDA consulting, 2018):

$$\hat{Z}(x_0) = \mu + e(x_0)$$

$$E[e(x_0)] = 0$$

$$E[\hat{Z}(x_0)] = \mu$$

Que representan que la predicción de  $Z(x_0)$  es la media (una constante conocida) mas el error del modelo. La media del error es cero y la media de la predicción es una constante. Como su nombre lo indica, es una de las formas más sencillas del kriging, con la característica de que variables complejas pueden romper los supuestos de estacionariedad -media constante y medida del error 0- (Columbia University, 2019).

Una forma analítica para la minimización de la varianza se logra utilizando una forma combinada del semivariograma y el multiplicador de Lagrange, para minimizar la varianza presentada en la última ecuación de la sección 4.4.3.2. Esta solución tiene la forma (Webster, 2005):

$$var_{OR}[\hat{Z}(x_0) - \mu] = \sum_{i=1}^n \lambda_i \gamma(x_i, x_j) + \psi(x_0)$$

Donde  $\psi(x_0)$  es el multiplicado de Lagrange introducido para minimizar y la solución busca encontrar los pesos mínimos para estimar  $x_0$  (Webster, 2005). Esta técnica se conoce como ordinaria porque es la más empleada y puntual dado que los estimados tienen la misma forma y tamaño que los valores medidos (Webster, 2005).

La estimación del punto  $x_0$  del kriging ordinario en forma matricial es (UDA consulting, 2018):

$$\hat{Z}(x_0) = \sum_{i=1}^n \lambda_i Z(x_i)$$

Donde  $\lambda$  se puede definir como (UDA consulting, 2018):

$$\lambda = \left( \gamma + \frac{1(1 - 1\Gamma^{-1}\gamma)}{1\Gamma^{-1}1} \right) \Gamma^{-1}$$

$\Gamma$  es la matriz de covarianzas tal que:

$$\Gamma = \begin{bmatrix} \gamma(x_1 - x_1) & \cdots & \gamma(x_1 - x_1) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \gamma(x_n - x_1) & \cdots & \gamma(x_n - x_n) \end{bmatrix}$$

Donde 1 es un vector unidimensional de tamaño n (UDA consulting, 2018).

#### Anexo 4.2.2.2. Sustento teórico: kriging simple

El kriging simple es relativamente similar al ordinario (IGI Global, s.f.). Este método de kriging requiere del cálculo de la media de la variable de estudio, es decir, se define como un valor conocido (Clark y Harper, 2001). En práctica esto se puede llevar a cabo de manera local o global (Clark y Harper, 2001). En algunos casos se considera menos eficiente que el kriging ordinario (IGI Global, s.f.). Los supuestos del kriging simple son (UDA consulting, 2018):

$$\hat{Z}(x_0) = \mu + e(x_0)$$

$$E[e(x_0)] = 0$$

$$E[\hat{Z}(x_0)] = \mu$$

La varianza del kriging simple se define en términos de la distancia de los puntos, para ver con detalle cómo se llega de la forma ordinaria o normal de la varianza kriging a la forma simple se puede consultar Clark y Harper (2001), donde se demuestra por exhaustividad como llevar a la forma general de la varianza y al estimador optimo. De esta forma, la varianza queda como (Clark y Harper, 2001; Wackernagel, 2003; Daya y Bejari, 2014):

$$var[h] = \frac{1}{2} (Z(x_i) - Z(x_i + h))^2$$

Donde  $h$  es el vector que vincula a dos puntos cualquiera, de forma que la covarianza de dos puntos depende de la distancia que los separa (Wackernagel, 2003). Analíticamente, se puede plantear el estimado del kriging simple, como (Clark y Harper, 2001; Daya y Bejari, 2014):

$$\hat{Z}(x_0) = \sum_{i=1}^n \lambda_i Z(x_i) + \left[ 1 - \sum_{i=1}^n \lambda_i \right] \mu$$

Donde los pesos salen de resolver la ecuación (Clark y Harper, 2001):

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j \gamma(Z(x_i), Z(x_j)) = \gamma(Z(x_i), \hat{Z}(x_0))$$

Que se puede desarrollar como:

$$\lambda_1 \gamma(Z(x_i), Z(x_1)) + \lambda_2 \gamma(Z(x_i), Z(x_2)) + \dots + \lambda_n \gamma(Z(x_i), Z(x_n)) = \gamma(Z(x_i), \hat{Z}(x_0))$$

De la ecuación anterior sigue que se tienen  $n$  ecuaciones para encontrar  $n$  parámetros (Clark y Harper, 2001).

La estimación del punto  $x_0$ , en términos matriciales, se hace de la siguiente manera (UDA consulting, 2018):

$$\hat{Z}(x_0) = \sum_{i=1}^n \lambda_i Z(x_i)$$

Donde  $\lambda$  se puede definir como:

$$\lambda = \Gamma^{-1} \gamma$$

$\Gamma$  es la matriz de covarianzas mostrada anteriormente y  $\gamma$  es un vector de covarianzas de la forma:

$$\gamma = (\gamma(x_1 - x_0), \gamma(x_2 - x_0), \dots, \gamma(x_n - x_0))^T$$

#### Anexo 4.2.2.3. Sustento teórico: regresión kriging

Una forma alternativa de estimar los valores desconocidos en un punto  $x_0$ , es usando una regresión que relacione la variable estimada con una variable conocida en  $x_0$  (Hengl et al., 2007). Este método usa la autocorrelación espacial de los residuos de la regresión para mejorar la predicción del kriging (Bolot et al., 2020). En este caso la parte de la regresión tiene la forma (Hengl et al., 2007):

$$\hat{Z}(x_0) = \sum_{i=1}^p B_i q_i(x_0); \quad q_0(x_0) \equiv 1$$

$q_i(x_0)$  son los valores de la variable auxiliar en el punto  $x_0$ ,  $B_i$  son los coeficientes de la regresión y  $p$  es el número de variables auxiliares (Hengl et al., 2007). El método completo agrega la predicción kriging de los residuales, de forma que el estimado queda (Gia Pham et al., 2019):

$$\hat{Z}(x_0) = \sum_{i=1}^p B_i q_i(x_0) + \sum_j^n \lambda_j e(x_j)$$

$\lambda_j$  son los pesos kriging,  $e(x_j)$  es el residuo estimado en el punto  $j$  y  $n$  es el total de puntos en la ventana (Gia Pham et al., 2019). En notación matricial la ecuación queda como (Hengl et al., 2004):

$$z = q_0^T * B + \epsilon$$

$\epsilon$  son los residuos de la regresión y la predicción se realiza de la siguiente manera (Hengl et al., 2004):

$$\hat{z}(x_0) = q_0^T * \hat{B} + \lambda_0^T * e$$

Donde  $q_0^T$  es el vector transpuesto de variables auxiliares de  $p+1$  (porque se usa la constante de la regresión),  $\lambda_0^T$  es el vector transpuesto de pesos de kriging y  $e$  es el vector de residuales (Hengl et al., 2004). El método de mínimos cuadrados generalizados (GLS por sus siglas en inglés) se recomienda para resolver este problema, debido a que incluir la autocorrelación espacial al ser más flexible (Cressie, 1993). De forma que los coeficientes de regresión se estiman como (Hengl et al., 2007):

$$\hat{B}_{glS} = (q^T * C^{-1} * q)^{-1} * q^T * C^{-1} * z$$

Donde  $q$  es la matriz de variables auxiliares en todas las locaciones,  $z$  es el vector de la variable objetivo en los puntos medidos y  $C$  es la matriz de residuales de tamaño  $n \times n$  que tiene la forma (Hengl et al., 2007):

$$C = \begin{bmatrix} C(x_1, x_1) & \cdots & C(x_1, x_n) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ C(x_n, x_1) & \cdots & C(x_n, x_n) \end{bmatrix}$$

Bajo el supuesto de estacionariedad, las covarianzas entre dos puntos de pares  $C(x_j, x_i)$  se pueden estimar usando el variograma (Isaaks y Srivastava, 1989). Una forma común del variograma es la exponencial en la función de la semivarianza siguiente (Hengl et al., 2007):

$$\gamma(x_j, x_i) = \begin{cases} 0 & \text{si } |x_j, x_i| = 0 \\ C_0 + C_1 * \left[ 1 - e^{-\frac{|x_j, x_i|}{R}} \right] & \text{si } |x_j, x_i| > 0 \end{cases}$$

Con  $\gamma(x_j, x_i)$  es la función de la semivarianza y  $|x_j, x_i|$  alguna función de distancia entre los puntos  $x_j$  y  $x_i$ ;  $C_0, C_1$  y  $R$  son parámetros del variograma (Hengl et al., 2007). Entonces la

regresión kriging en forma matricial se puede expresar como (Christensen, 1991; Hengl et al., 2007)

$$\hat{z}(x_0) = q_0^T * \hat{B}_{gls} + \lambda_0^T * (z - q * \hat{B}_{gls})$$

Cabe mencionar que la estimación de residuales usando el método de GLS es un proceso iterativo, en una primera instancia se estiman los coeficientes usando mínimos cuadrados ordinarios (OLS por sus siglas en inglés), luego se estima la función de covarianza de los residuos y, por último, se usa el GLS para calcular los coeficientes (Hengl et al., 2007). En la práctica, una sola iteración puede ser suficiente para tener resultados aceptables (Kitanidis, 1993), sin embargo, iteraciones permitirán una mejor predicción (Opsomer et al., 1999).

La varianza de la regresión kriging tiene la forma (Hengl et al., 2007):

$$var_{RK}(x_0) = (C_0 + C_1) - c_0^T * C^{-1} * c_0 + (q_0 - q^T * C^{-1} * c_0)^T * (q^T * C^{-1} * q)^{-1} * (q_0 - q^T * C^{-1} * c_0)$$

$C_0$  es el vector de covarianza entre residuos de los sitios conocidos y desconocidos (Hengl et al., 2007). La primera parte de la ecuación anterior representa la varianza kriging de los residuales y la segunda se relaciona con el error estimado (Hengl et al., 2007).

#### **Anexo 4.2.3. Sustento teórico: regresión IDW**

En términos simples la regresión IDW consiste en realizar una regresión de la forma:

$$Y_i = \beta * X_i + e_i$$

Donde  $Y_i$  es la variable meteorológica por estimar en el punto  $i$ ,  $\beta$  es la constante de la ecuación,  $X_i$  es una variable explicativa en  $i$  que tenga una relación causal con  $Y_i$  y  $e_i$  es el término de error de la ecuación en el punto  $i$ . Nótese que no se agrega la constante de la regresión, debido a que no se encontró relación causal al aplicarla a los diferentes datos meteorológicos. Seguido se estima el término de error de la siguiente manera:

$$e_i = Y_i - \beta * X_i$$

De forma que se tienen los términos de error de la regresión en los diferentes puntos, que son las estaciones meteorológicas en este caso. Este término de error es al que se le aplica el método de IDW mencionado en el apéndice 1.4.1.3.2.1. Por último se estima la variable meteorológica como:

$$\hat{Y} = \beta * X + e_{IDW}$$

Aquí,  $\hat{Y}$  es la estimación continua de la variable estimada,  $\beta$  es la constante de la regresión estimada anteriormente,  $X$  es la forma continua de la variable  $X_i$  y  $e_{IDW}$  es la interpolación espacial del error de regresión usando la técnica de IDW. Cabe mencionar que esta ecuación se aplica usando la herramienta de ecuación ráster de ArcMap y estas variables son ráster.

### **Anexo 4.3. Especificación del modelo usando econometría espacial**

La especificación de un modelo usando econometría contempla ciertas consideraciones que incluyen la existencia de autocorrelación espacial, los diferentes modelos espaciales, así como las consideraciones necesarias para seleccionar el modelo más apropiado. Lo anterior se revisa de manera más profunda en las siguientes secciones de este anexo.

#### **Anexo 4.3.1. Autocorrelación espacial**

Uno de los aspectos más importantes para saber qué tipo de modelo espacial se debe aplicar, es que los datos dependientes o a explicarse con el modelo presenten autocorrelación espacial, en caso de que esta condición no se cumpla es posible emplear el modelo de rezago espacial X (SLX, por sus siglas en inglés) que es un modelo la correlación espacial que solo se aplica a las variables explicativas o independientes (y se explica con más detalle más adelante).

Existen diversas pruebas de autocorrelación espacial, las más usadas son el índice de Moran I y el índice de Geary C (Shuruia et al., 2019). En este caso, se usa el primero que tiene la siguiente forma:

$$I = \frac{n \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_{ij} (x_i - \bar{x})(x_j - \bar{x})}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_{ij} (x_i - \bar{x})^2}$$

Donde n representa el total de los datos,  $w_{ij}$  es el peso espacial,  $\bar{x}$  es el promedio de x,  $x_i$  es el valor de x en la ubicación i y  $x_j$  en la j. Lo que el índice calcula es que tanto las variaciones en una localización i se relacionan con las variaciones en j, si estas variaciones son mayores que el cuadrado de las variaciones en i, es posible decir que existe autocorrelación espacial (aunque en práctica esto se realiza con significancia estadística).

#### **Anexo 4.3.2. Modelos espaciales**

Una vez realizada la prueba de autocorrelación espacial, se requiere elegir un modelo de econometría espacial (Shuruia et al., 2019). Anselin (1988) clasifica los modelos espaciales autorregresivos y modelos de error espacial que se distinguen, como su nombre lo indica, porque la relación espacial en los primeros se contiene en la variable dependiente y en los segundos en el error del modelo.

El modelo de error espacial, en el cual la influencia espacial se da a través del término de error y su especificación para una variable independiente es (Viton, 2010):

$$y = \alpha + X * \beta + u$$

Donde y es la variable dependiente (en este caso el consumo energético), X es la independiente (para este estudio es la relación de la generación-costo de energía eléctrica en los lugares idóneos para instalar plantas solares),  $\beta$  son los coeficientes de las variables y expresan el efecto de X en Y,  $\alpha$  es la constante de regresión y u es el término de error (Chuai et al., 2012), que a su vez está dado como (Viton, 2010):

$$u = \lambda * W * u + \epsilon$$

Donde  $\lambda$  es un coeficiente que refleja el impacto en la variable dependiente local que viene del error de una región vecina (que es la diferencia entre la variable dependiente en esta región vecina menos el efecto de la variable independiente de la misma región),  $W$  es una matriz del peso espacial de las regiones,  $\epsilon$  es el término de error en esa ecuación (Chuai et al., 2012). Algunas características deseables de este término de error  $\epsilon$  son (Wu, 2009):

$$\epsilon \sim N(0, \sigma^2 I_n)$$

Que se puede interpretar como que el error  $v$  tiende a una distribución normal, con media cero y varianza constante (Wu, 2009). Nótese que la matriz de pesos espaciales  $W$  es fundamental para el análisis de la correlación espacial, y si bien existen diversas formas de este tipo de matriz, la más usada es una matriz de contigüidad que asigna valores de 1 si las regiones  $i$  y  $j$  son vecinos (comparten frontera) y 0 si no lo son (Wu, 2009).

A su vez, el modelo de rezago espacial se sustenta en que los niveles de la variable dependiente  $y$ , dependen de los niveles de  $y$  en regiones vecinas (Viton, 2010). La especificación para una variable independiente es (Chuai et al., 2012):

$$Y = \alpha + \rho * W * Y + \beta * X + \epsilon$$

Donde  $\rho$  es un coeficiente que refleja el impacto de la variable dependiente en una región vecina en la variable dependiente local,  $\alpha$  es la constante de la regresión,  $W$  es una matriz del peso espacial de las regiones,  $\epsilon$  es el término de error,  $X$  es la independiente y  $\beta$  es el coeficiente que refleja los efectos de la variable independiente en la dependiente  $Y$  (Chuai et al., 2012). El término de error en este modelo tiene las mismas características que el SEM (Wu, 2009).

También existe otra forma de modelos econométricos espaciales, que se aplican en el caso en que el índice de Moran  $I$  no es significativo y la relación espacial que se busca encontrar está en la(s) variable(s) independiente(s). Estos modelos, que se mencionaron anteriormente, son los modelos con retardo espacial de  $X$  (SLX, por sus siglas en inglés), esto es, en las variables independientes y tienen la forma (Elhorst y Halleck Vega, 2017):

$$Y = \alpha + X\beta + WX\theta + \epsilon$$

Donde  $Y$  es la variable dependiente,  $\alpha$  es el término constante,  $X$  es la matriz de variables independientes y  $\beta$  sus coeficientes de regresión,  $W$  es la matriz de pesos espaciales,  $\theta$  son los coeficientes que corresponden a las relaciones espaciales y  $\epsilon$  es el error del modelo (Elhorst y Halleck Vega, 2017).

El modelo de Durbin de rezago espacial combina lo visto en el modelo de rezago espacial y el SLX, quedando de la forma:

$$Y = \rho WY + \alpha + X\beta + WX\theta + \epsilon$$

Por su parte, el modelo de Durbin de error espacial mezcla las relaciones del modelo de error espacial y el SLX. Su forma es:

$$Y = \alpha + X\beta + WX\theta + u, \quad u = \lambda Wu + \epsilon$$

A manera de resumen, todas las relaciones presentadas anteriormente se pueden expresar en el modelo derivado del planteamiento de Manski (1993), que tiene la forma:

$$Y = \rho WY + \alpha + X\beta + WX\theta + u, \quad u = \lambda Wu + \epsilon$$

Este modelo es usado principalmente para identificar que relaciones espaciales son estadísticamente significativas, ya que los coeficientes  $\beta, \rho, \lambda$  y  $\theta$  al ser estimados en la misma regresión no ofrecen resultados adecuados (Floch y Le Saout, 2018).

#### *Anexo 1.3.2.1. Sobre los pesos espaciales*

Para estas regresiones se usaron los pesos de reina de primer grado, que son los polígonos que colindan vertical, horizontal o diagonalmente inmediatamente, es decir, aquellos polígonos que tienen fronteras directas entre sí.

#### **Anexo 4.3.3. Selección del modelo**

La selección del modelo de acuerdo con la literatura (Anselin, 2007; Shiguo, 2014; Elhorst y Halleck Vega, 2017) en la construcción de estadísticos del multiplicador de Lagrange (LM por sus siglas en inglés) para cada modelo que se denominan LMLAG y LMLAG robusto para el modelo de rezago espacial, así como LMERR y LMERR robusto para el modelo de error espacial que se llevan a cabo para probar la correlación espacial.

La prueba de LM se usa para rechazar un modelo no espacial, similar al índice de Moran I pero para la ecuación de regresión. En el caso de que se rechace el modelo no espacial, se comparan los estadísticos LMLAG y LMERR, así como el LMLAG robusto con el LMERR robusto. Si la significancia de LMLAG es mayor que LMERR y LMLAG robusto que el LMERR robusto, se emplea al modelo de rezago espacial y si pasa lo contrario el modelo de error espacial (Elhorst y Halleck Vega, 2017).

La selección también incluye pruebas de autocorrelación y heteroscedasticidad en los diferentes posibles modelos espaciales, la significancia individual de las variables independientes, con especial énfasis en el consumo eléctrico, y del modelo en su conjunto. Otros factores incluyen que las relaciones de causalidad (positivas o negativas) sean coherentes con la relación esperada de las variables.

#### **Anexo 5.1: código para obtener la imagen promedio de Sonora usando Sentinel-2 MSI: MultiSpectral Instrument, Level-2A de The European Space Agency (s.f)**

```
var region = ee.Geometry.Polygon([
  [-115.285102420527,25.841542950810727],
  [-115.285102420527,32.65983410827846],
  [-107.462836795527,32.65983410827846],
  [-107.462836795527,25.841542950810727],
```

```

[-115.285102420527,25.841542950810727] ]
]);
var ic = ee.ImageCollection("COPERNICUS/S2_SR");
var im1986=ic.filterDate('2015-1-1','2019-12-31')
.filterBounds(region)
.mean()
.clip(region);
var im=im1986
.clip(region)
.select('B5')
;
// Export GeoTIFF.
Export.image.toDrive({
  image: im.toFloat(),
  description: 'B5_Fecha_COPERNICUS_S2_SR',
  scale: 30,
  folder: 'Sonora',
  region: region,
  maxPixels: 1e9,
  fileFormat: 'GEOTIFF',
});

```

**Anexo 5.2: código para obtener la imagen promedio de Sonora usando USGS Landsat 8 Collection 1 Tier 1 TOA Reflectance de la USGS (s.f.).**

```

var region = ee.Geometry.Polygon([
  [-115.285102420527,25.841542950810727],
  [-115.285102420527,32.65983410827846],
  [-107.462836795527,32.65983410827846],
  [-107.462836795527,25.841542950810727],

```

```
[-115.285102420527,25.841542950810727] ]
]);
var ic = ee.ImageCollection("LANDSAT/LC08/C01/T1_TOA");
var im1986=ic.filterDate('2015-1-1','2019-12-31')
.filterBounds(region)
.mean()
.clip(region)
.select('B5');
// Export GeoTIFF.
Export.image.toDrive({
  image: im1986.toFloat(),
  description: 'Sonora_band5',
  scale: 30,
  folder: 'Sonora',
  region: region,
  maxPixels: 1e9,
  fileFormat: 'GEOTIFF',
});
```

### Anexo 5.3: mapa de las líneas de transmisión y de su georreferenciación en Sonora

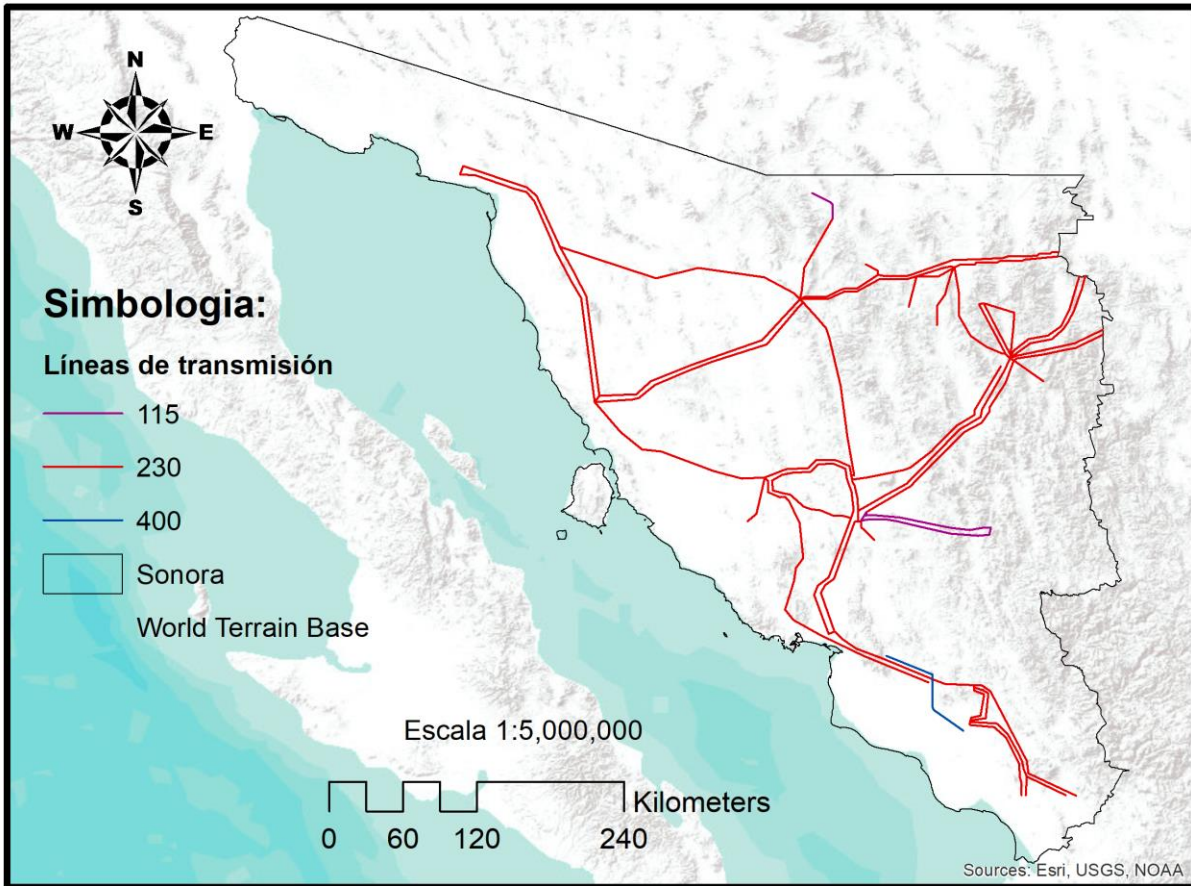


Figura Anexo 5.3a: mapa de las líneas de transmisión en Sonora

Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE (2016)

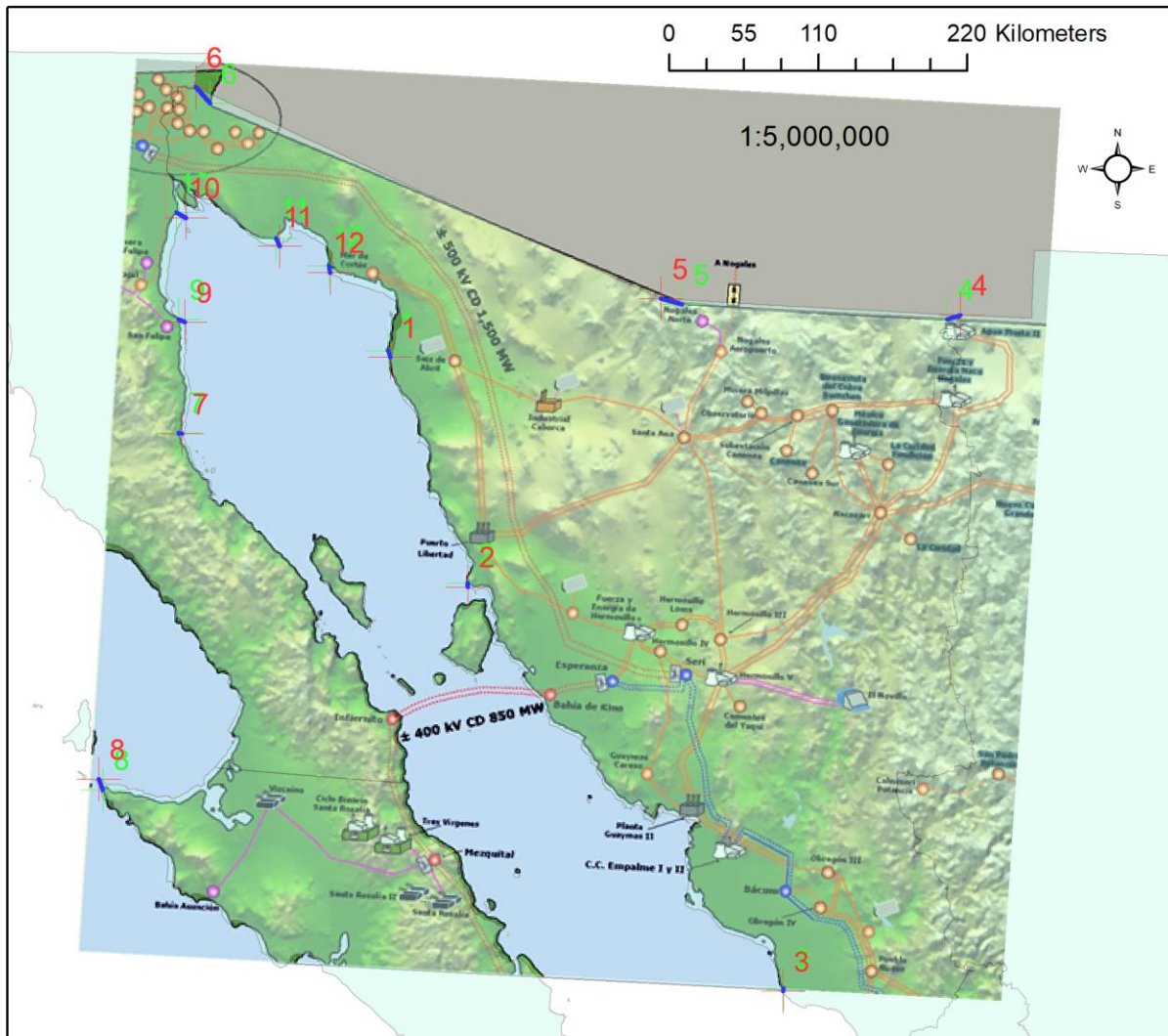


Figura Anexo 5.3b: georreferenciación de la red eléctrica de Sonora

Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE (2016: 3)

## Anexo 5.4: mapa de las áreas destinadas voluntariamente a la conservación

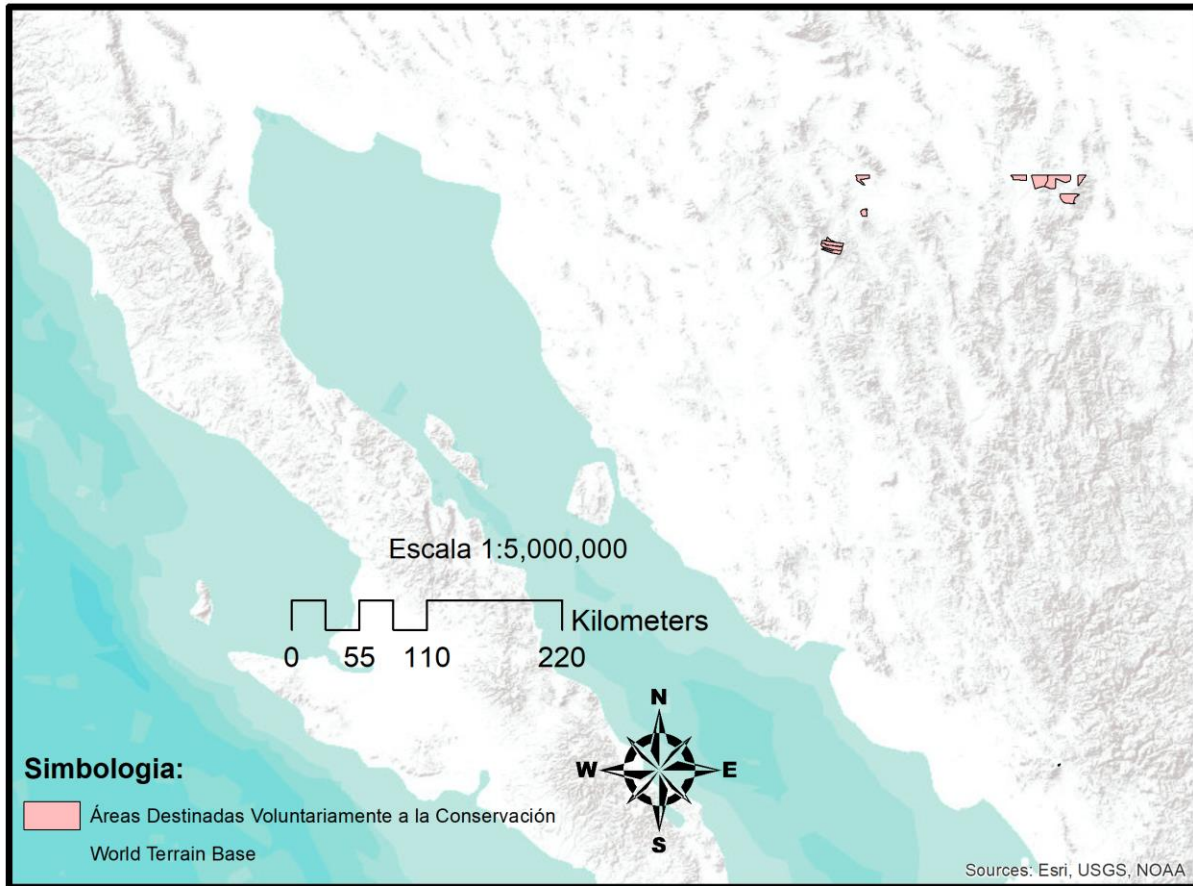


Figura Anexo 5.4: Mapa de las áreas destinadas voluntariamente a la conservación en Sonora

Fuente: Elaboración propia con datos de CONANP (2021a)

### Anexo 5.5: mapa de las áreas naturales protegidas en Sonora

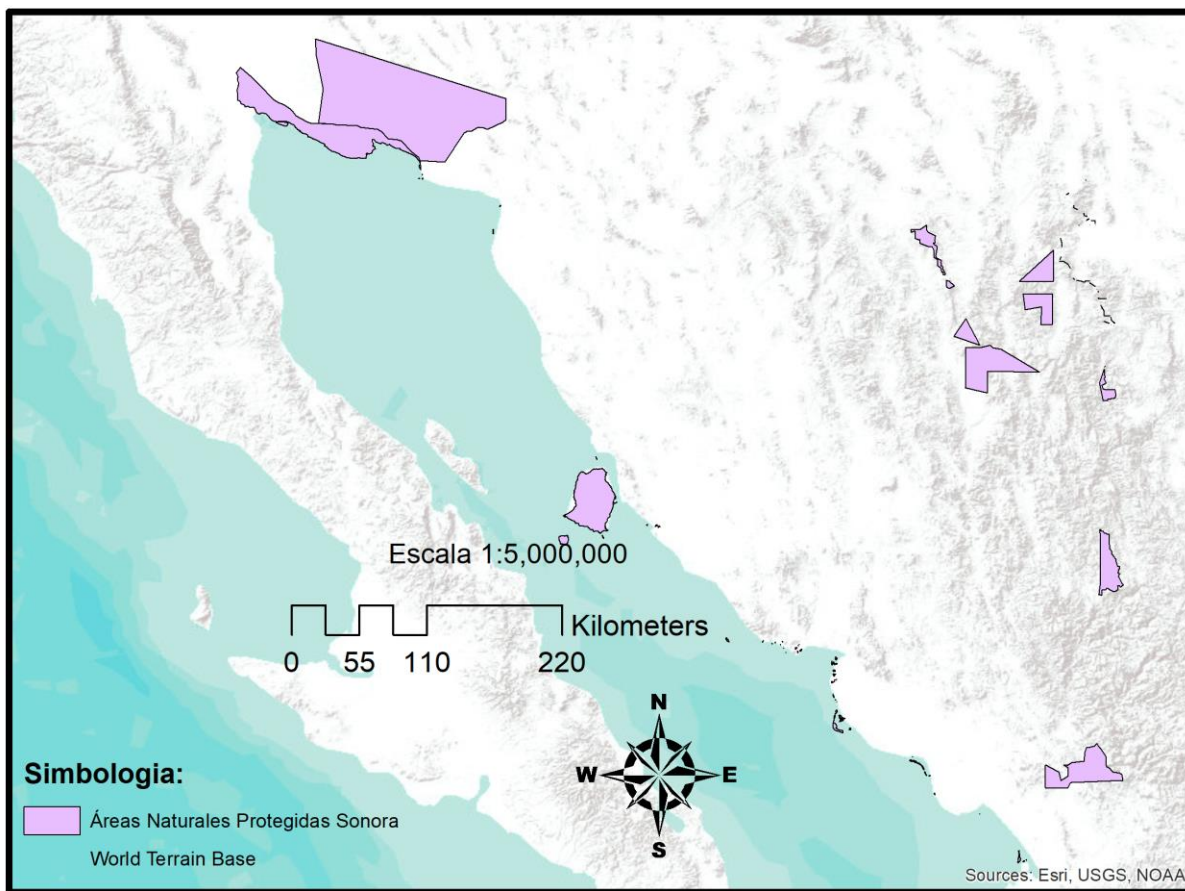


Figura Anexo 5.5: Mapa de las áreas naturales protegidas en Sonora

Fuente: Elaboración propia con datos de CONANP (2021)

## Anexo 5.6: mapa de la vegetación en Sonora

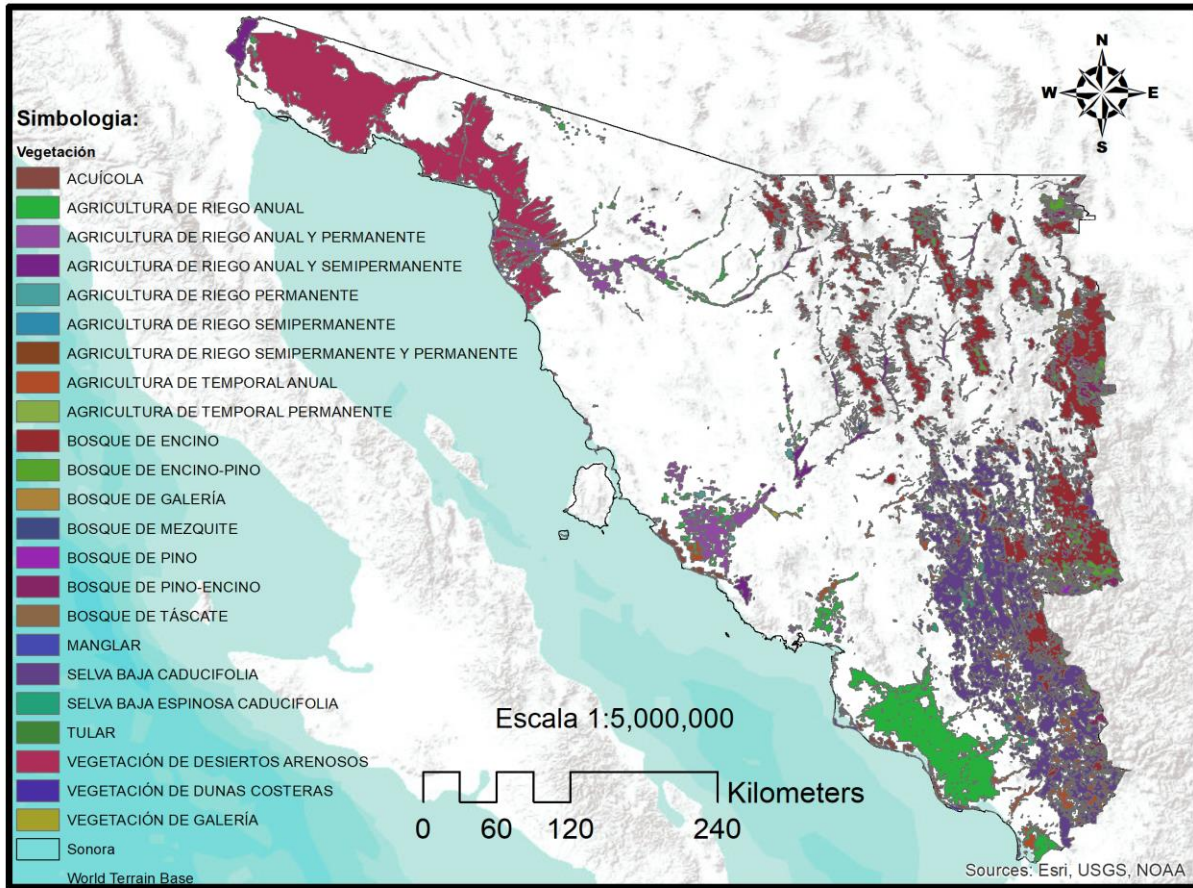


Figura Anexo 5.6: Mapa de la vegetación en Sonora

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (2017)

## Anexo 5.7: mapa de los cuerpos de agua en Sonora

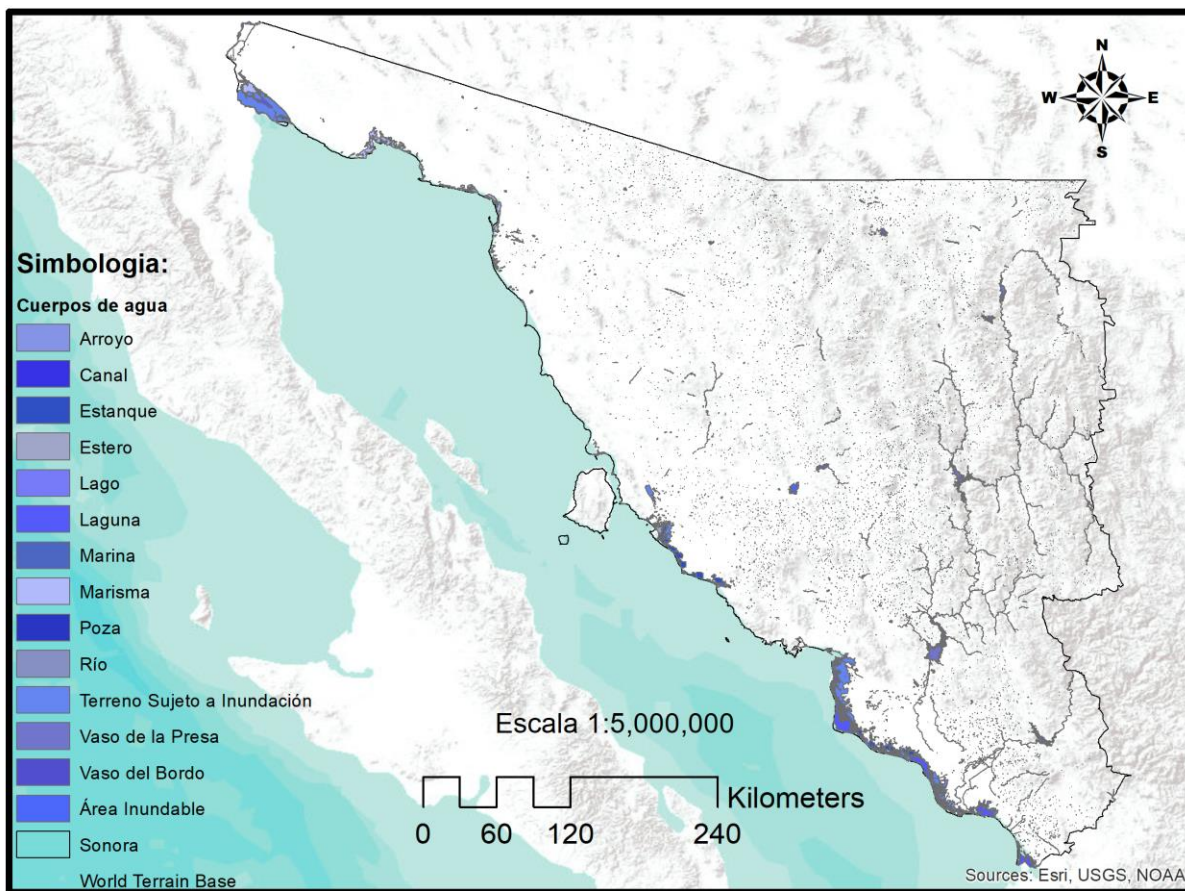


Figura Anexo 5.7: Mapa de los cuerpos de agua en Sonora

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (2017)

## Anexo 5.8: mapa de las manchas urbanas y rurales en Sonora

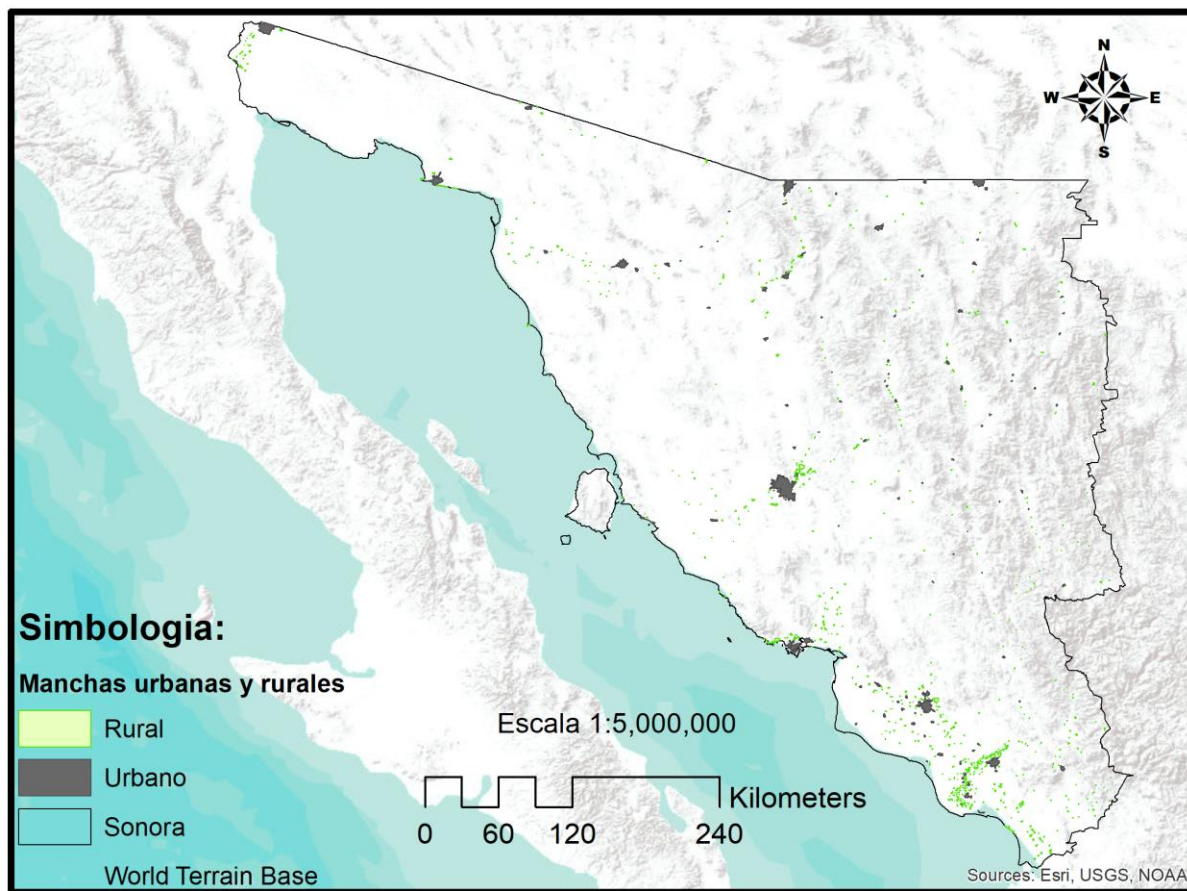


Figura Anexo 5.8: Mapa de las manchas urbanas en Sonora

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (2016)

## Anexo 5.9: mapa de los sitios de interés fuera de las manchas urbanas en Sonora

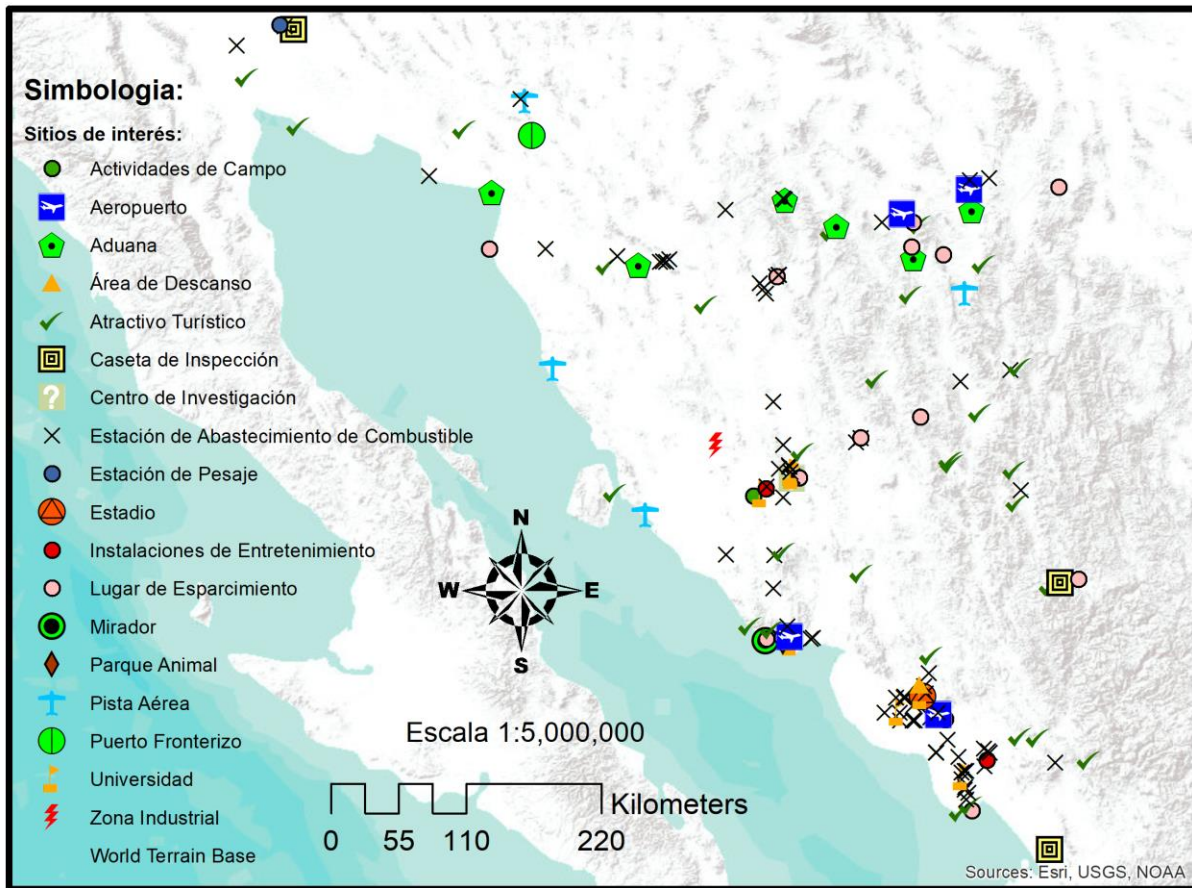


Figura Anexo 5.9: Mapa de los sitios de interés fuera de las manchas urbanas en Sonora

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (2020c)

### Anexo 5.10: mapa de la propiedad social y de su georreferenciación en Sonora

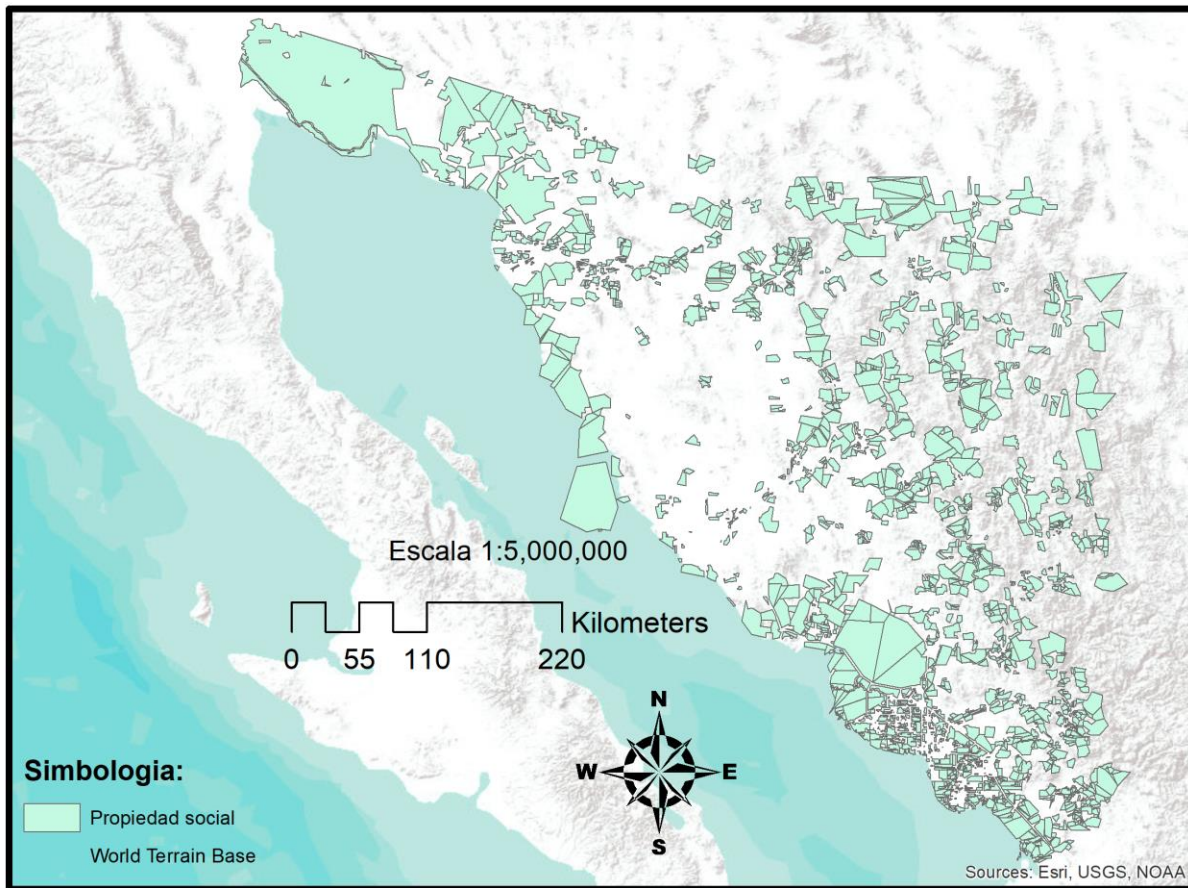


Figura Anexo 5.10a: Mapa de la propiedad social en Sonora

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (2016a)

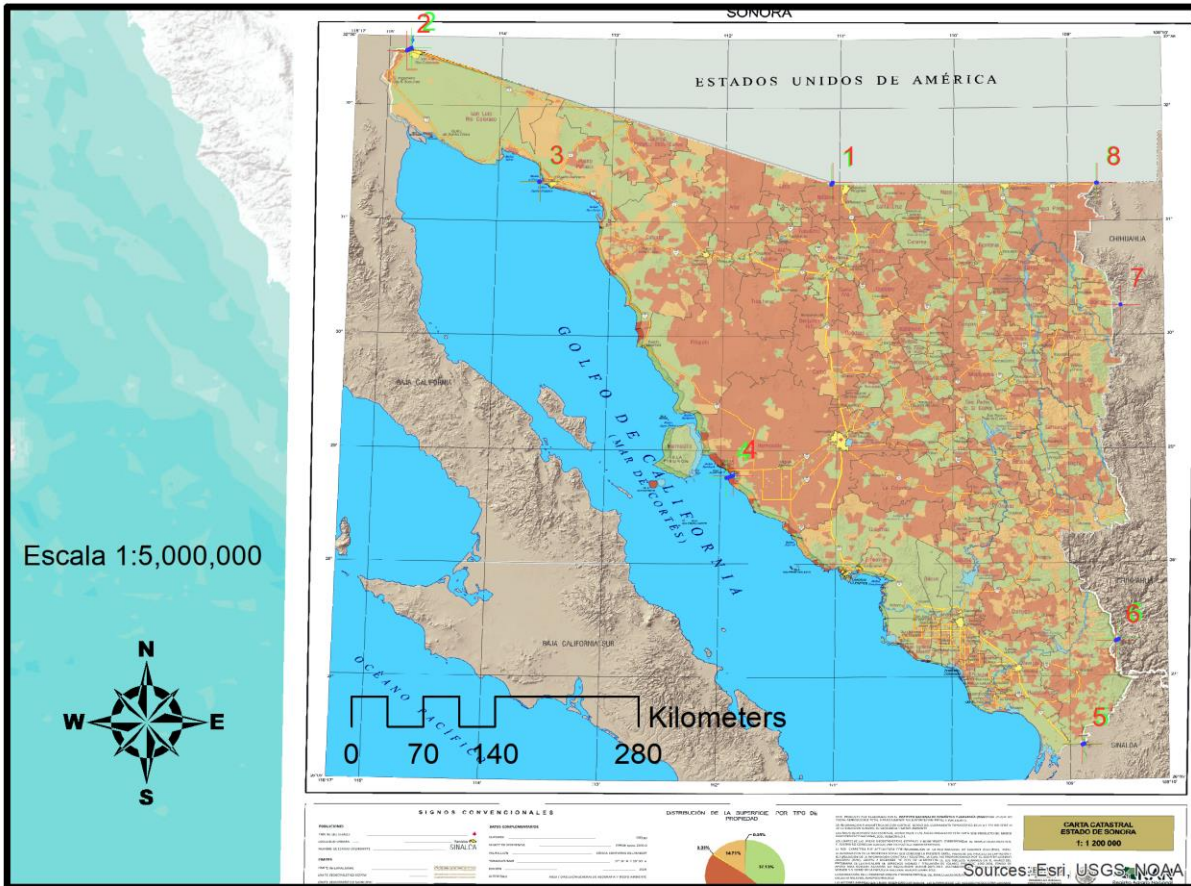


Figura Anexo 5.10b: Georeferenciación de la propiedad social en Sonora

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (2016a)

### Anexo 5.11: mapa de la red vial en Sonora

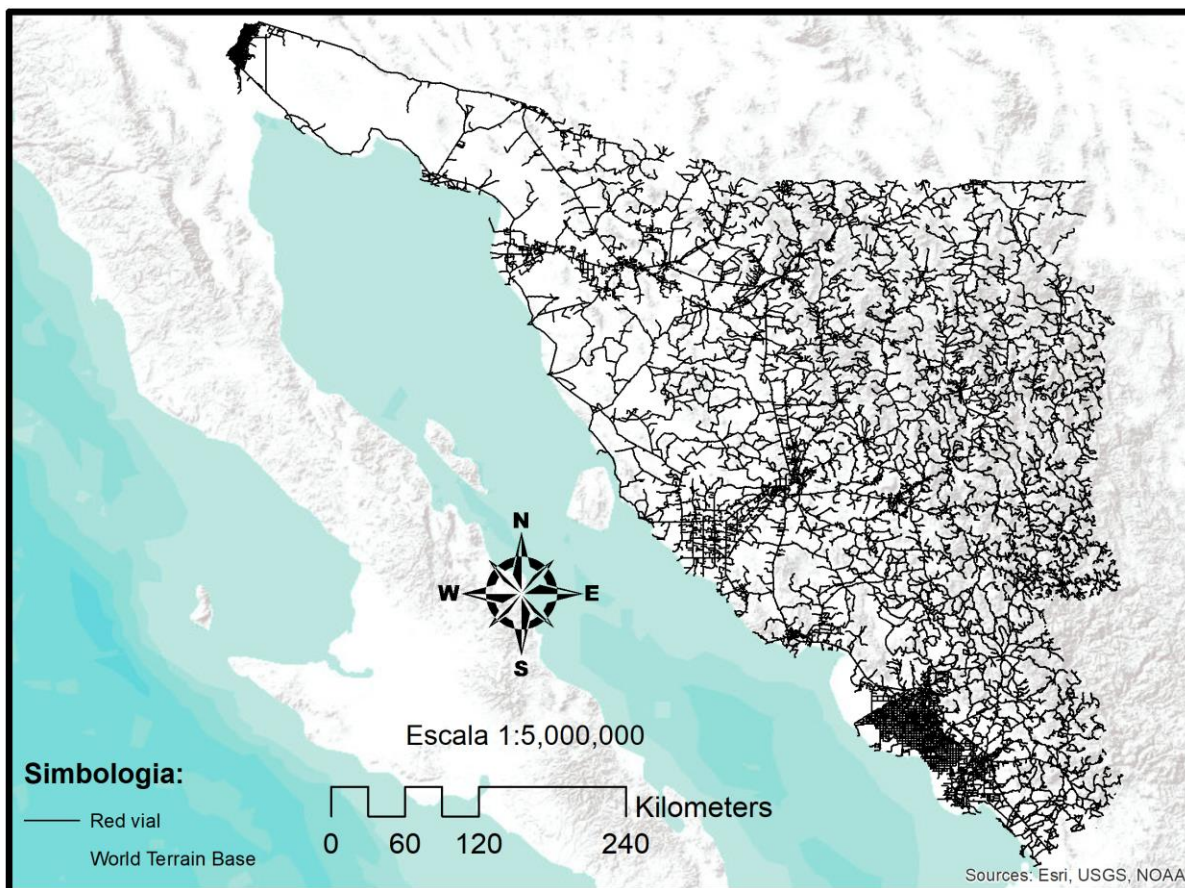


Figura Anexo 5.11: Mapa de la red vial en Sonora

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (2020c)

## Anexo 5.12: criterios de selección reclasificados fuera por los criterios de exclusión

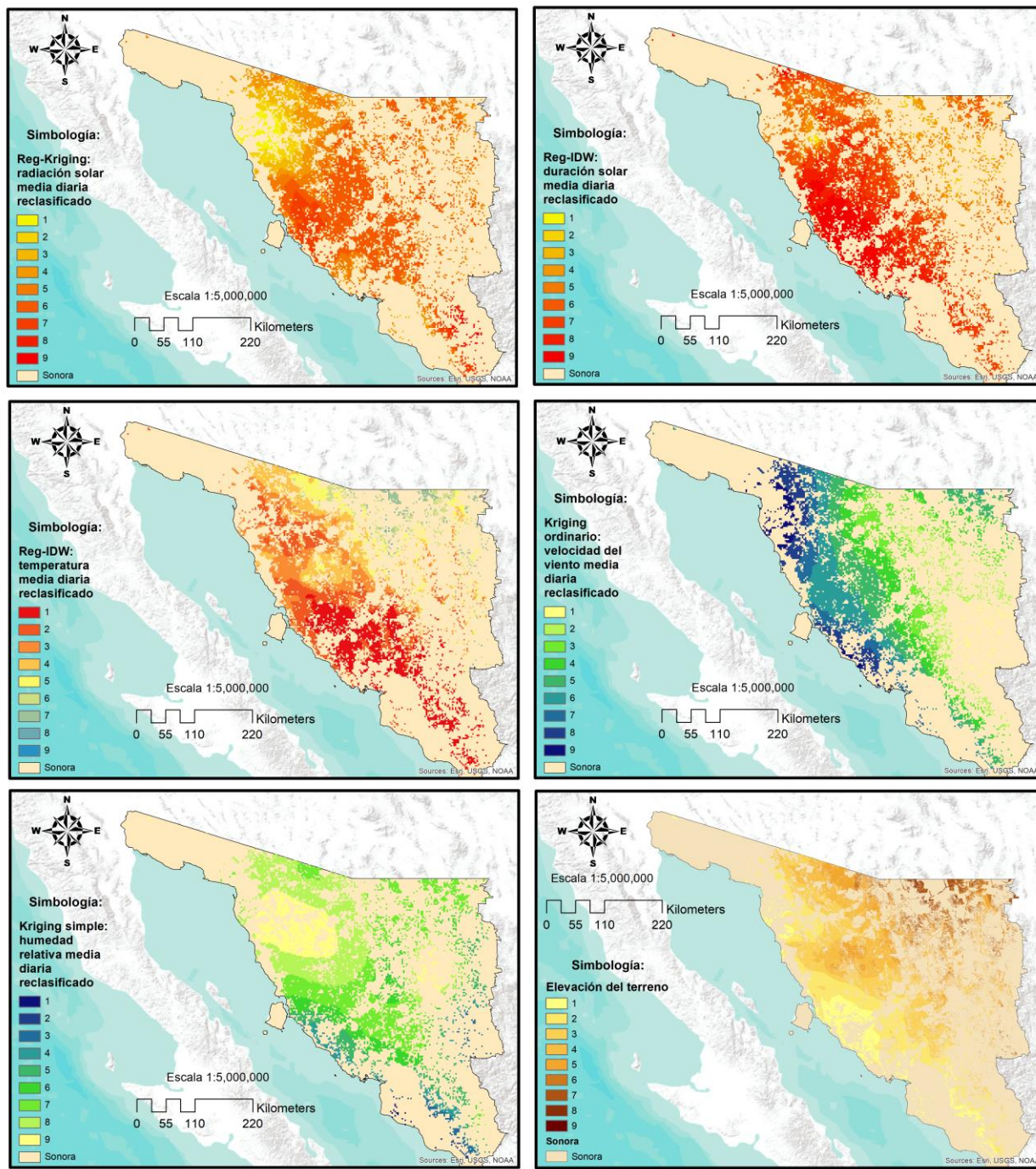


Figura Anexo 5.12: criterios de selección reclasificados fuera de los criterios de exclusión (parte 1)

Fuente: Elaboración propia con datos de USGS (s.f.), CENACE (2016), Solargis (2017), CESAVE-SIAFESON (2020), CONANP (2021, 2021a), INEGI (s.f.a, 2009, 2016, 2016a, 2017, 2020c)

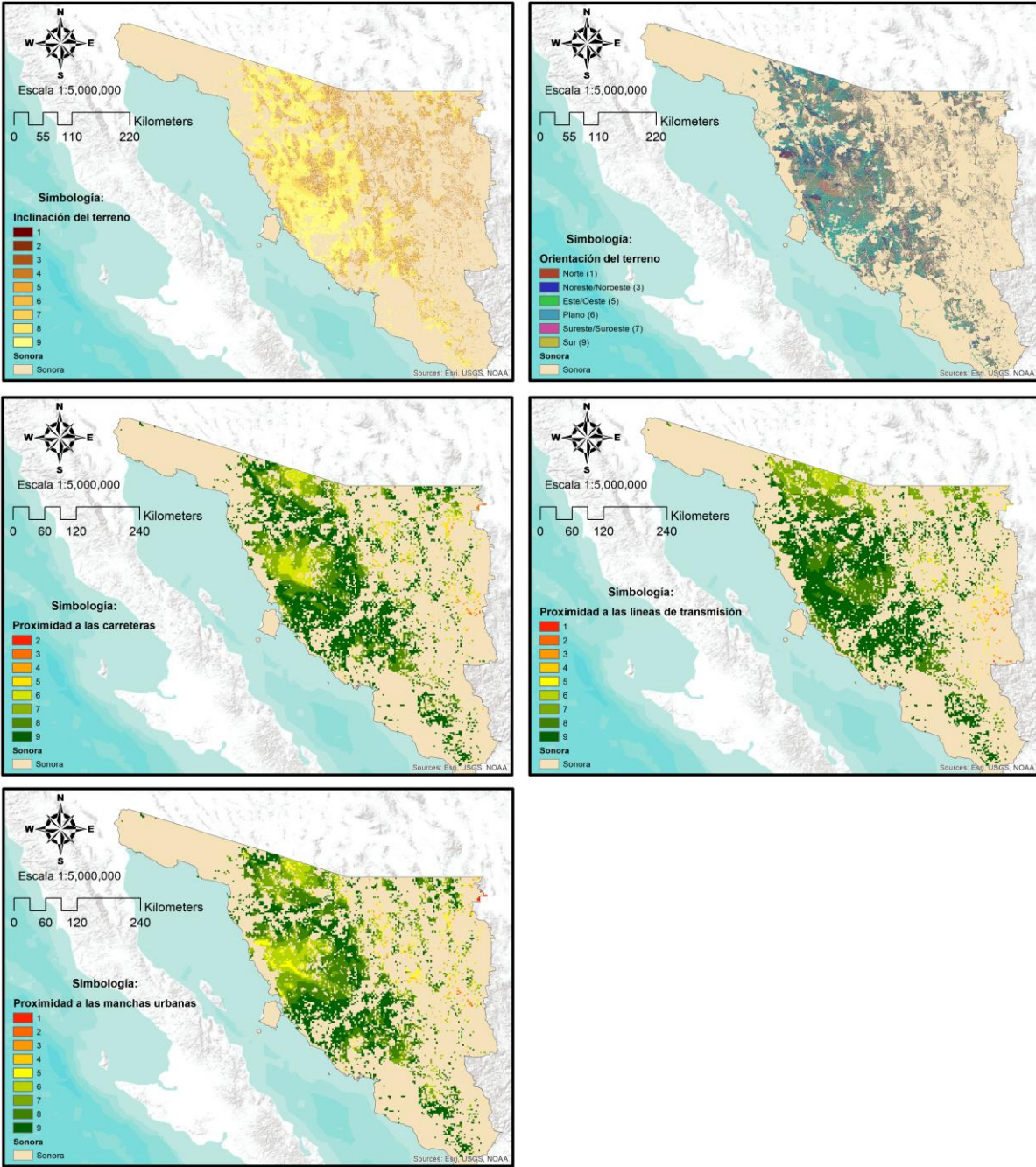


Figura Anexo 5.12: criterios de selección reclasificados fuera de los criterios de exclusión (parte 2)

Fuente: Elaboración propia con datos de USGS (s.f.), CENACE (2016), Solargis (2017), CESAVE-SIAFESON (2020), CONANP (2021, 2021a), INEGI (s.f.a, 2009, 2016, 2016a, 2017, 2020c)

### Anexo 5.13: estimación de la inclinación del terreno

Esta metodología consiste en usar un sistema de coordenadas geocéntrico de 3 dimensiones con la consideración de la forma elíptica de la tierra (ESRI, s.f.a).

El ángulo referente a la inclinación del terreno es el que se forma entre la superficie en cuestión y la del elipsoide que representa a la tierra (ESRI, s.f.a). Cuando estas dos superficies son paralelas, la inclinación es de 0 grados (ESRI, s.f.a). El cálculo de la inclinación usa el método de mínimos cuadrados ordinarios con una ventana de 3x3 celdas para estimar el plano que representa a la superficie estimada (ESRI, s.f.a). Lo anterior se puede observar en la Figura 5.9.

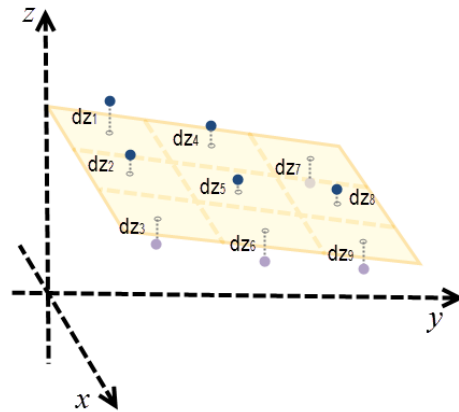


Figura Anexo 5.13. Estimación del plano de la superficie analizada

Fuente: ESRI (s.f.a)

Por último, la inclinación se calcula en cada celda como el ángulo que forman la normal del plano estimado y la normal del elipsoide superpuestos en dicha celda (ESRI, s.f.a). Esto se presenta en la Figura Anexo 5.14, donde  $\beta$  es el ángulo que representa la inclinación del terreno.

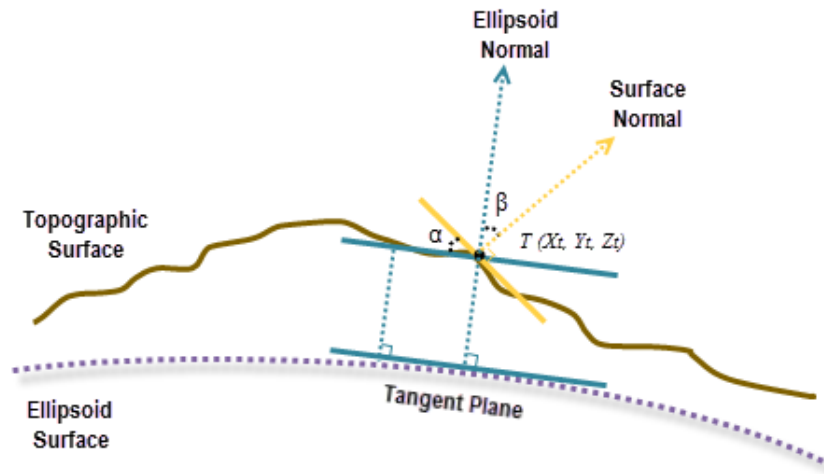


Figura Anexo 5.14. Representación del ángulo representativo de la inclinación del terreno

Fuente: ESRI (s.f.a)

En la Figura Anexo 5.14 se muestra el mapa de la inclinación de terreno en Sonora. Congruente con la elevación, los valores más bajos de elevación tienden a encontrarse cerca del golfo de

california, mientras los valores más elevados se localizan en las zonas oeste y noroeste que corresponderían a donde comienza la sierra en el Estado.

#### **Anexo 5.14: estimación de la proximidad relativa de cada punto con respecto a las carreteras**

La herramienta para estimar la proximidad relativa de cada punto con respecto a las carreteras, en este caso, es la de camino-distancia de Arcmap (ESRI, s.f.b). Esta herramienta permite considerar costos horizontales; tanto en términos de las coordenadas x,y, así como costos específicos como el viento, temperatura entre otros (aunque en este caso no se usó un costo); y verticales (ESRI, s.f.b), que están determinados por la altura, donde se usó el Continuo de Elevaciones Mexicano de INEGI (s.f.a).

Este algoritmo usa una representación de nodo-vinculo para estimar los costos de movimiento de una celda a otra y el costo acumulado por dicha actividad (ESRI, s.f.b). El costo del movimiento hacia las celdas vecinas (vinculo) se calcula como el promedio del costo de las celdas que conectan la trayectoria (SRI, s.f.b). Un ejemplo de este movimiento se presenta en la siguiente figura:

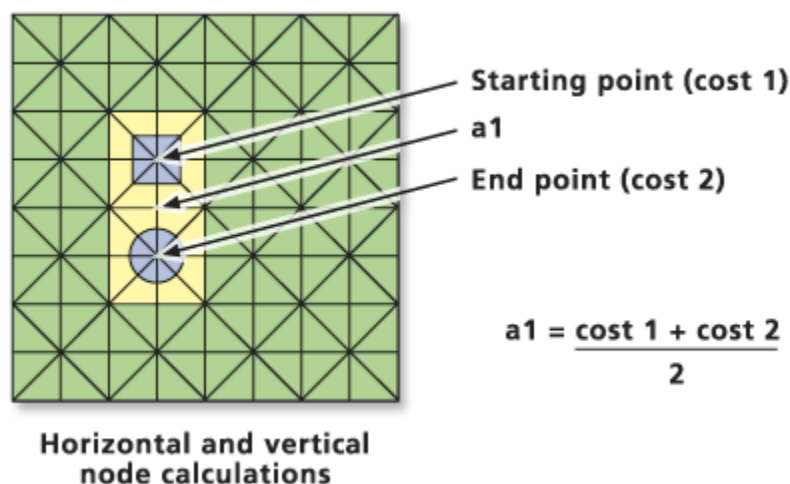


Figura Anexo 5.15. Costo de movimiento a celdas vecinas

Fuente: ESRI (s.f.b)

El costo perpendicular acumulativo suma el valor de los diferentes vínculos necesarios para llegar de la celda origen al destino, por lo que lo más relevante el cálculo de los vínculos que forman dicha trayectoria (ESRI, s.f.b). Un ejemplo se presenta en la Figura Anexo 5.16, para el costo acumulativo de una trayectoria que recorre dos vinculo.

Cabe mencionar que también es posible moverse diagonalmente, solo siguiendo la red diagonal que se puede observar en la Figura Anexo 5.17 (ESRI, s.f.b). Los cálculos son de la misma manera que los explicados anteriormente, solo con la particularidad de que los vínculos se multiplican por 1.4142, que es la raíz cuadrada de 2, reflejando de alguna forma que viajar en

diagonal es más caro que perpendicular, debido a la mayor distancia recorrida (ESRI, s.f.b). De esta forma, el costo acumulativo diagonal es la suma de los diferentes vínculos, multiplicados por 1.4142.

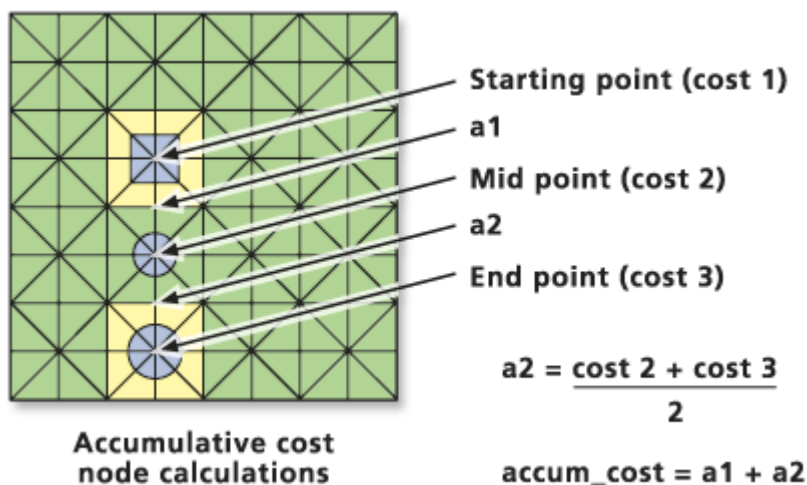


Figura Anexo 5.16. Costo acumulativo del movimiento perpendicular

Fuente: ESRI (s.f.b)

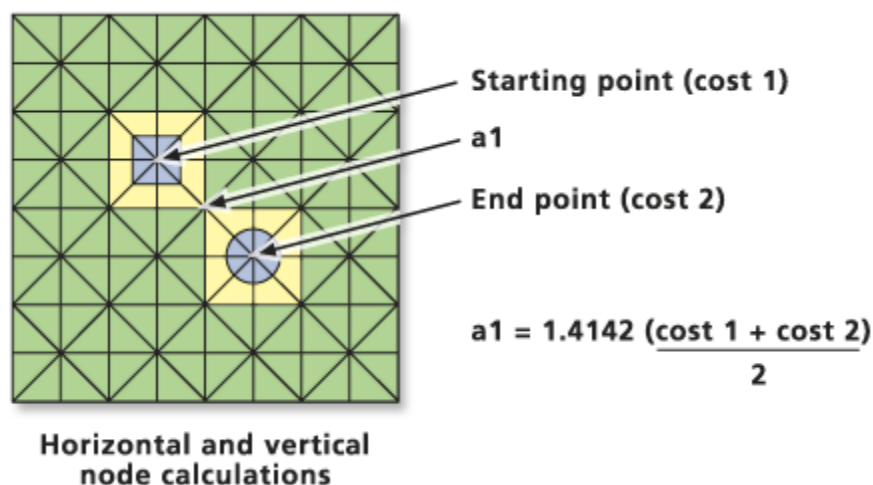


Figura Anexo 5.17. Costo del movimiento perpendicular

Fuente: ESRI (s.f.b)

Calcular estos costos acumulativos, sirve para cumplir con el objetivo del algoritmo camino-distancia, que es determinar la trayectoria con menor costo para llegar al destino (ESRI, s.f.b).

El proceso del algoritmo de camino distancia funciona primero identificando las celdas origen, que en este caso serían las correspondientes a las carreteras, luego se estima el costo para moverse a sus celdas vecinas, acomodándolos de menor a mayor costo (ESRI, s.f.b). La celda

con menor costo se remueve de la lista y se prosigue a calcular el menor costo de la trayectoria a los vecinos de la celda removida, donde se quita la celda con menor costo de nuevo (ESRI, s.f.b). El algoritmo se repite hasta que todas las celdas tengan un costo acumulativo asignado (ESRI, s.f.b).

### Anexo 5.15: estimación de la orientación del terreno

Para estimar la orientación del terreno requiere una estimación del plano que aproxima a la superficie usando celdas de 3x3 con el método de mínimos cuadrados ordinarios y el elipsoide que aproxima la forma de la tierra.

La diferencia en este caso es en el plano tangente a la superficie se compara con el norte conocido y la normal de la superficie estimada en cada celda (ESRI, s.f.a). De forma que el ángulo entre estas dos direcciones,  $\alpha$  en la Figura Anexo 5.18, es el que representa la orientación del terreno (ESRI, s.f.a).

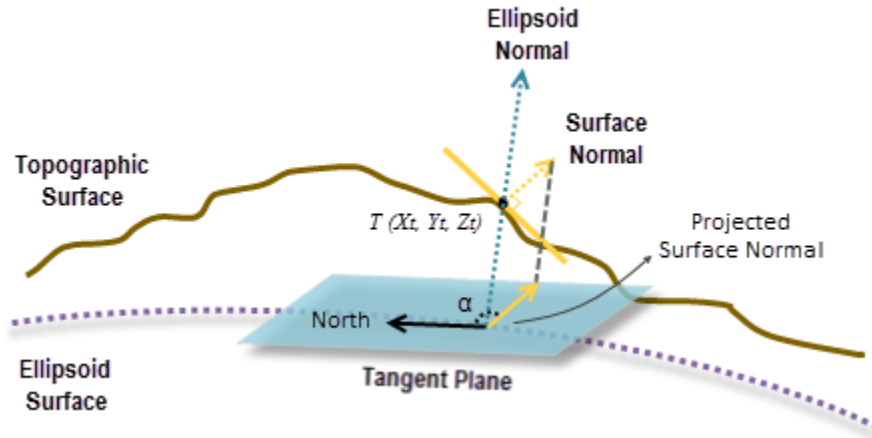


Figura Anexo 5.18. Representación del ángulo representativo de la inclinación del terreno

Fuente: ESRI (s.f.a)

## Anexo 6.1: regresiones completas de la región sur

Tabla Anexo 6.1: regresiones completas de la región sur (parte 1)

Sur				
	Modelo de rezago espacial		Modelo SAC	
Variable Dependiente	ln(producción)			
Variables independientes	Coefficiente	Valor P	Coefficiente	Valor P
constante	1.455702	4.98E-07	3.569494	< 2.2e-16
E	0.820801	< 2.2e-16	0.820976	< 2.2e-16
Dict. 1 U.E. del S54	0.23102	0.000325	0.220145	0.0006524
Dict. 2 U.E. del S54	0.454008	2.54E-08	0.452446	2.75E-08
Dict. 3 U.E. del S54	0.489768	4.43E-07	0.480806	6.53E-07
Dict. 4 U.E. del S54	0.619271	1.83E-06	0.614178	2.23E-06
Dict. 5 U.E. del S54	0.460937	0.000477	0.476598	0.0002927
Dict. 6 U.E. del S54	0.611917	7.81E-05	0.608131	8.84E-05
Dict. 7 U.E. del S54	0.952749	5.06E-08	0.955432	5.09E-08
Dict. 8 U.E. del S54	0.481062	0.010459	0.481872	0.0106669
Dict. 9 U.E. del S54	0.766922	0.000166	0.774363	0.0001669
Dict. 10 U.E. del S54	0.71199	0.000821	0.718262	0.0007472
Dict. 11 U.E. del S54	0.788346	2.00E-05	0.7414	5.79E-05
Dict. 12 U.E. del S54	0.696136	0.001719	0.698105	0.00158
Dict. 13 U.E. del S54	1.264285	0.000131	1.178261	0.0004014
Dict. 14 U.E. del S54	1.190552	2.05E-09	1.182694	2.24E-09
Dict. 15 U.E. del S54	0.720318	0.007753	0.736383	0.0068048
Dict. 16 U.E. del S54	0.827457	0.005127	0.818011	0.0055241
Dict. 17 U.E. del S54	0.754795	0.005846	0.809355	0.0028911
Dict. 18 U.E. del S54	1.11303	0.000661	1.049664	0.0013201
Dict. 19 U.E. del S54	1.670179	2.48E-08	1.668149	2.16E-08
Dict. 20 U.E. del S54	0.920023	0.014622	0.888826	0.0181215
Dict. 21 U.E. del S54	1.098978	0.089011	1.2178	0.0587638
Dict. 22 U.E. del S54	0.854556	0.009213	0.912406	0.0051308
Dict. 23 U.E. del S54	0.92885	0.005143	0.903383	0.0063343
Dict. 24 U.E. del S54	0.860178	0.023512	0.687624	0.0353465
Dict. 25 U.E. del S54	0.890124	1.35E-06	0.958917	0.0062864
Dict. 26-30 U.E. del S54	1.020654	2.41E-10	0.901607	9.77E-07
Dict. 31-40 U.E. del S71	1.044842	2.91E-07	1.065701	8.43E-11
Dict. 41-50 U.E. del S71	1.455702	4.98E-07	1.045474	2.82E-07

Nota 1: La notación Dict. n U.E. del S54 se refiere a la variable dicótoma de n unidades económicas del sector 54 en comparación con tener 0 U.E. de dicho sector.

Nota 2: Las pruebas se realizaron usando Rstudio

Tabla Anexo 6.1: regresiones completas de la región sur (parte 2)

Sur				
	Modelo de rezago espacial		Modelo SAC	
Variable Dependiente	ln(producción)			
Variable independiente	Coefficiente	Valor P	Coefficiente	Valor P
Dict. 51-100 U.E. del S54	1.332647	2.22E-16	1.359401	< 2.2e-16
Dict. 101-199 U.E. del S54	1.411275	4.18E-10	1.43164	2.11E-10
Dict. 200 o más U.E. del S54	1.747724	< 2.2e-16	1.733311	< 2.2e-16
Lag (Ln(E))	-0.4742	3.63E-09	0.089393	0.0035
$\lambda$			0.6095	1.9573e-12
$\rho$	0.5433	2.024e-13		
Estadístico Wald	52.469	4.372e-13	59.723	1.088e-14
Log likelihood	-1103.935		-1106.162	
AIC	2279.9		2284.3	
Pseudo R2	0.9340		0.9339	
Prueba Breusch-Pagan	35.972	0.3311	36.632	0.3039
Prueba LM de autocorrelación	0.1514	0.69719	NA	NA

Nota 1: La notación Dict. n U.E. del S54 se refiere a la variable dicótoma de n unidades económicas del sector 54 en comparación con tener 0 U.E. de dicho sector.

Nota 2: Las pruebas se realizaron usando Rstudio