



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
CAMPO DE CONOCIMIENTO ENERGÍA

Estado del arte y análisis de las evaluaciones de potencial renovable en México
y su posible integración en el Sistema Eléctrico Nacional

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ING. MIGUEL ANGEL HERNÁNDEZ NAVA

TUTORA PRINCIPAL:
DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ, FACULTAD DE INGENIERÍA

Ciudad Universitaria, CD. MX. Enero 2023



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. HIRIART LE BERT GERARDO

Secretario: DR. ANGELES CAMACHO CÉSAR

1 er. Vocal: DRA. MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ CECILIA

2 do. Vocal: M. EN I. CLEMENTE REYES ABEL

3 er. Vocal: M. EN C. LEZAMA CAMPOS JOSÉ LUIS

CIUDAD UNIVERSITARIA, FACULTAD DE INGENIERÍA.

TUTORA DE TESIS:

DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ

FIRMA

Agradecimientos

Me gustaría comenzar este agradecimiento con mi directora de tesis, la Dra. Cecilia Martin del Campo Márquez; le agradezco por confiar en mí y apoyarme durante todos mis estudios de maestría para la realización de mi tesis, gracias infinitas por creer en mí y motivarme en todo momento. Quiero externar un agradecimiento especial a cada uno de mis sinodales, al Dr. Hiriart Le Bert, al Dr. Abel Clemente, al M. en C. Lezama y al Dr. César Ángeles; muchas gracias por su tiempo y ayuda en la revisión de este trabajo, fue un honor intercambiar conocimientos con ustedes y transmitirme un poco de su experiencia.

Agradecimiento especial al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el apoyo económico brindado durante mis estudios de maestría.

Agradecimiento al Proyecto PAPIIT IT102621 con el tema *Modelación de la transición energética para evaluar los beneficios económicos, ambientales y sociales en México al 2030*, encabezado por la Dra. Cecilia Martin del Campo Márquez.

Una persona especial a la cual también quiero agradecer es a mi novia Wendi Jassel Sánchez Cruz, por acompañarme durante la mayor parte de mis estudios de maestría y hacer de esta etapa de mucha felicidad.

Finalmente, quiero agradecer a mi familia: a mi madre Alicia Nava y a mis hermanos César Alejandro y Elizabeth. Gracias por ser las personas que siempre creyeron en mí, que siempre están en las buenas y en las malas, que me han apoyado en cada una de las decisiones que he tomado y especialmente a mi madre por sus palabras de aliento en mis momentos de mayor dificultad.

Gracias a la vida por permitirme terminar una etapa más de mi vida, por cerrar estos dos años de arduo estudio, pero que también fueron de viajes, prosperidad y alegrías; sin duda una de las mejores etapas de mi vida que traté de aprovechar al máximo.

¡A seguir disfrutando de este viaje!

Pachuca, Hidalgo, 23 de noviembre del 2022.

Contenido

Índice de figuras	7
Índice de mapas.....	7
Índice de gráficos.....	8
Índice de tablas	10
Resumen.....	12
Abstract.....	13
Capítulo 1. Estado del arte sobre las estimaciones de potencial de energía renovable	14
1.1 Tipos de potencial renovable	14
1.2 Metodologías utilizadas en las estimaciones de potencial renovable	16
1.2.1 Metodología internacional empleada por IRENA y KTH	16
1.2.2 Metodología nacional empleada por AZEL	21
1.2.2.1 Metodología para estimar el potencial solar	22
1.2.2.2 Metodología para estimar el potencial de bioenergía.....	23
1.2.2.3 Metodología para estimar el potencial geotérmico.....	24
1.2.2.4 Metodología para estimar el potencial eólico	25
Capítulo 2. Factores que afectan las estimaciones de potencial renovable	27
2.1 Derechos de tierra.....	27
2.2 Cambio climático	28
2.3 Monumentos históricos y monumentos arqueológicos	29
2.4 Áreas naturales protegidas	30
2.5 Grado de presión hídrica	31
2.6 Distancia a las redes nacionales de transmisión	32
2.7 Presencia de hábitats y fauna in situ.....	33
2.8 Factor de planta	34
2.9 Factores dependientes de la tecnología	35
2.10 Factores indirectos	35
2.10.1 Potencial de mitigación	35
2.11 Consideraciones previas a las estimaciones de potencial en México	38
Capítulo 3. Potencial renovable en México	43
3.1 Potencial Geotérmico.....	43
3.1.1 Base de datos de AZEL.....	44
3.1.2 Base de datos INEL	49

3.1.3 Otros estudios	52
3.1.3.1 Factor de planta	55
3.1.4 Nueva Metodología	55
3.1.5 Propuesta de adiciones	56
3.1.6 Análisis por Región de Control	58
3.1.7 Análisis de resultados	60
3.2 Potencial bioenergía.....	61
3.2.1 Potencial por biomasa forestal	62
3.2.2 Potencial por biomasa de agricultura	63
3.2.4 Estimaciones de potencial para bioenergía en México.....	66
3.2.4.1 Potencial de bioenergía INEL.....	68
3.2.4.1.1 Potencial probado	69
3.2.4.1.2 Potencial probable	69
3.2.4.2 Potencial de bioenergía AZEL.....	71
3.2.5 Residuos Sólidos Urbanos	72
3.2.5.1 Estimación de Potencial Bioenergético por RSU	74
3.2.6 Propuesta de adiciones	75
3.2.7 Análisis por Región de Control	77
3.2.8 Análisis de resultados.....	79
3.3 Potencial Solar.....	80
3.3.1 Base de datos INEL	81
3.3.2 Base de datos AZEL.....	84
3.3.3 Estimaciones históricas de potencial solar en México	87
3.3.4 Propuesta de adiciones	88
3.3.5 Análisis por Región de Control	91
3.3.6 Análisis de resultados.....	92
3.4 Potencial eólico	93
3.4.1 Estimaciones de potencial eólico en México	94
3.4.2 Base de datos AZEL.....	95
3.4.3 Base de datos INEL	97
3.4.4 Propuesta de adiciones	98
3.4.5 Análisis por Región de Control	100
3.4.6 Análisis de resultados.....	101

3.5 Potencial eólico costa fuera (offshore)	103
3.6 Potencial hidroeléctrico con embalse	113
3.6.1 Base de datos INEL	115
3.6.1.1 Revisión y corrección de factores de planta	116
3.6.2 Corrección de potencial por factores de cambio climático.....	120
3.6.3 Propuesta de adiciones	121
3.6.4 Análisis por Región de Control	125
3.6.5 Análisis de resultados.....	127
3.7 Potencial solar en cortinas de presas y embalses.....	128
3.7.1 Potencial solar en cortinas	129
3.7.2 Potencial solar en Embalses	131
3.7.3 Propuesta de adiciones y análisis de resultados.....	134
3.8 Potencial hidroeléctrico a pequeña escala en infraestructura existente	137
3.8.1 Potencial micro, mini y pequeña hidroeléctrica.....	137
3.8.1 Propuesta de adiciones	141
3.8.2 Análisis de resultados.....	143
3.9 Potencial hidroeléctrico al Hilo del agua.....	144
3.9.1 Potencial al hilo del agua.....	144
3.9.2 Propuesta de adiciones	145
3.9.3 Análisis de resultados.....	146
3.10 Potencial oceánico	147
3.10.1 Energía por mareas o mareomotriz (tidal energy)	147
3.10.2 Energía por oleaje o undimotriz (wave energy)	147
3.10.3 Energía por gradiente salino	148
3.10.4 Energía por gradiente térmico	148
3.10.5 Estimaciones de potencial de energía oceánica en México.....	150
3.10.6 Potencial por mareas o mareomotriz (tidal energy)	150
3.10.7 Potencial por oleaje o undimotriz (wave energy)	155
3.10.8 Potencial por gradiente térmico	162
3.10.9 Potencial por gradiente salino	166
3.10.10 Análisis de resultados.....	169
Capítulo 4. Conclusiones	172
4.1 Análisis global de resultados	173

Bibliografía	176
Siglas y acrónimos	180
Unidades de medida.....	180

Índice de figuras

<i>Figura 1. Niveles de potencial de energía renovable.....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 2. Resumen de la estimación de potencial de recurso para fuentes renovables</i>	<i>25</i>
<i>Figura 3. Potencial de mitigación para diferentes tecnologías y acciones</i>	<i>36</i>
<i>Figura 4. Capacidad adicional en centrales de bioenergía periodo 2018-2032.....</i>	<i>67</i>
<i>Figura 5. Porcentaje de recolección de RSU para las 6 entidades con mayor participación</i>	<i>72</i>
<i>Figura 6. Diagrama de una planta de incineración con generación de energía eléctrica</i>	<i>73</i>
<i>Figura 7. Funcionamiento de un parque eólico marino.....</i>	<i>103</i>
<i>Figura 8. Arreglos para el aprovechamiento de energía solar en presas</i>	<i>128</i>
<i>Figura 9. Inversa de la densidad de potencia para superficies planas e inclinadas.....</i>	<i>129</i>
<i>Figura 10. Línea de tiempo para las fases de desarrollo de las tecnologías de energía oceánicas.</i>	<i>149</i>
<i>Figura 11. Mapa del área de estudio para evaluar el potencial hidrocinético por corrientes marinas.....</i>	<i>153</i>
<i>Figura 12. Mapa batimétrico de la zona y localización de los nodos de estudio.....</i>	<i>154</i>
<i>Figura 13. Representación espacial de los resultados de potencial de generación anual estimado utilizando QGIS.</i>	<i>155</i>

Índice de mapas

<i>Mapa 1. Ubicación de sitios con presencia de población indígena en México</i>	<i>28</i>
<i>Mapa 2. Infraestructura de CFE y PEMEX bajo riesgo por inundaciones.....</i>	<i>29</i>
<i>Mapa 3. Sitios declarados Patrimonio Cultural en México.....</i>	<i>30</i>
<i>Mapa 4. Áreas naturales protegidas y áreas destinadas voluntariamente a la conservación en México.....</i>	<i>31</i>
<i>Mapa 5. Grado de presión hídrica en México por Región hidrológico-administrativa</i>	<i>32</i>
<i>Mapa 6. Red de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional.....</i>	<i>33</i>
<i>Mapa 7. Factores de planta para energía solar fotovoltaica y eólica</i>	<i>34</i>
<i>Mapa 8. Regiones de Control</i>	<i>39</i>
<i>Mapa 9. Regiones de Control para Coahuila</i>	<i>39</i>
<i>Mapa 10. Regiones de Control para San Luis Potosí</i>	<i>40</i>
<i>Mapa 11. Regiones de Control para Michoacán</i>	<i>41</i>
<i>Mapa 12. Regiones de Control para Guerrero.....</i>	<i>42</i>
<i>Mapa 13. Ubicación de sitios con potencial geotérmico según datos de AZEL escenario 3</i>	<i>46</i>
<i>Mapa 14. Sitios con potencial geotérmico según datos de INEL-Probable</i>	<i>51</i>
<i>Mapa 15. Sitios con potencial geotérmico según datos de INEL-Probado</i>	<i>51</i>
<i>Mapa 16. Ubicación de sitios con potencial geotérmico según datos de Hiriart</i>	<i>54</i>
<i>Mapa 18. Potencial de biomasa por residuos de agricultura en México.....</i>	<i>65</i>
<i>Mapa 17. Ubicación de sitios con potencial probable para bioenergía según datos de INEL</i>	<i>68</i>
<i>Mapa 19. Capacidad eólica instalada a 2022 con datos de la AMDEE</i>	<i>94</i>
<i>Mapa 20. Áreas de interés con buen potencial energético del viento.....</i>	<i>95</i>
<i>Mapa 21. Velocidad media del viento en México, medida a 100 m de altura</i>	<i>104</i>
<i>Mapa 22. Densidad de potencia media para el recurso eólico en México, a 100 m de altura.....</i>	<i>104</i>
<i>Mapa 23. Zonas de estudio para el potencial eólico marino, con restricciones.</i>	<i>107</i>
<i>Mapa 24. Sitios seleccionados para analizar su factor de capacidad en la Península de Yucatán (izquierda) y para la zona de Tamaulipas (derecha).</i>	<i>108</i>

<i>Mapa 25. Localización propuesta para los Parque eólicos analizados.....</i>	<i>109</i>
<i>Mapa 26. Área de estudio y zonas de exclusión consideradas.....</i>	<i>111</i>
<i>Mapa 27. Estimación teórica de densidad de potencia eólica (W/m²) para diferentes alturas sobre el nivel del mar.....</i>	<i>112</i>
<i>Mapa 28. Centrales de generación hidroeléctrica en México a 2017.....</i>	<i>114</i>
<i>Mapa 29. Ubicación de sitios con potencial probado INEL-Hidroenergía.....</i>	<i>117</i>
<i>Mapa 30. Ubicación de sitios con potencial probable INEL-Hidroenergía.....</i>	<i>119</i>
<i>Mapa 31. Porcentaje de cambio debido a factores externos para las estimaciones de potencial hidroeléctrico.....</i>	<i>123</i>
<i>Mapa 32. Capacidad solar instalable en cortinas.....</i>	<i>130</i>
<i>Mapa 33. Potencial de generación solar anual en cortinas.....</i>	<i>131</i>
<i>Mapa 34. Potencial instalable en embalses.....</i>	<i>132</i>
<i>Mapa 35. Generación anual en embalses.....</i>	<i>132</i>
<i>Mapa 36. Infraestructura existente con potencial hidroeléctrico de 5 a 30 MW.....</i>	<i>138</i>
<i>Mapa 37. Infraestructura existente con potencial hidroeléctrico de 1 a 5 MW.....</i>	<i>139</i>
<i>Mapa 38. Infraestructura existente con potencial hidroeléctrico menor a 1 MW.....</i>	<i>139</i>
<i>Mapa 39. Disponibilidad de energía por corrientes marinas medida como porcentaje para el periodo de estudios, considerando cuatro escenarios diferentes.....</i>	<i>151</i>
<i>Mapa 40. Localización del área de estudio y los cuatro sitios analizados en el Golfo de California.....</i>	<i>152</i>
<i>Mapa 41. Estimación de generación anual por carrera de marea.....</i>	<i>152</i>
<i>Mapa 42. Localización de los 25 nodos para el estudio del potencial energético undimotriz en México.....</i>	<i>155</i>
<i>Mapa 43. Disponibilidad de energía undimotriz medida como porcentaje para el periodo de estudios, considerando cuatro escenarios diferentes.....</i>	<i>158</i>
<i>Mapa 44. Potencial por oleaje en costas mexicanas.....</i>	<i>159</i>
<i>Mapa 45. Potencial energético por oleaje en costas mexicanas para las cuatro estaciones del año.....</i>	<i>160</i>
<i>Mapa 46. Estimación de la altura y periodo de ola en costas mexicanas.....</i>	<i>161</i>
<i>Mapa 47. Potencial undimotriz en costas mexicanas.....</i>	<i>161</i>
<i>Mapa 48. Disponibilidad de gradiente térmico medido como porcentaje para el periodo de estudio, considerando cuatro escenarios diferentes.....</i>	<i>162</i>
<i>Mapa 49. Potencia neta teórica OTEC-Ciclo Cerrado calculada.....</i>	<i>164</i>
<i>Mapa 50. Gradiente térmico histórico anual para el Pacífico Mexicano.....</i>	<i>165</i>
<i>Mapa 51. Sitios con potencial por gradiente térmico explotable en la costa de Quintana Roo.....</i>	<i>165</i>
<i>Mapa 52. Potencial por gradiente salino para 29 ríos con estaciones de medición.....</i>	<i>167</i>

Índice de gráficos

<i>Gráfico 1. Densidades de potencia para energías renovables y no renovables, escala logarítmica.....</i>	<i>37</i>
<i>Gráfico 2. Densidades de potencia para energías renovables.....</i>	<i>38</i>
<i>Gráfico 3. Potencial instalable de geotermia por Estado para datos de AZEL-ESC3.....</i>	<i>46</i>
<i>Gráfico 4. Potencial de generación anual por estado para datos de AZEL escenario 3.....</i>	<i>47</i>
<i>Gráfico 5. Capacidad geotérmica mínima, media y máxima para datos de AZEL escenario 3.....</i>	<i>48</i>
<i>Gráfico 6. Temperatura de sitios con potencial geotérmico.....</i>	<i>49</i>
<i>Gráfico 7. Adiciones de capacidad geotérmica propuestas para el periodo 2020-2050.....</i>	<i>57</i>
<i>Gráfico 8. Capacidad geotérmica esperada para el final del periodo 2020-2050.....</i>	<i>58</i>
<i>Gráfico 9. Adiciones de capacidad geotérmica por Región de Control para el periodo 2020-2050.....</i>	<i>59</i>
<i>Gráfico 10. Capacidad geotérmica esperada para el final del periodo 2020-2050 después de propuesta de adiciones.....</i>	<i>59</i>
<i>Gráfico 11. Evolución de las adiciones de capacidad y capacidad instalada de bioenergía, 2018-2032.....</i>	<i>67</i>
<i>Gráfico 12. Potencial instalable para bioenergía con clasificación de Probable, datos de INEL.....</i>	<i>69</i>
<i>Gráfico 13. Potencial de generación anual para bioenergía con clasificación de Probable, datos de INEL.....</i>	<i>70</i>
<i>Gráfico 14. Potencial de bioenergía por RSU periodo 2020-2050.....</i>	<i>75</i>

Gráfico 15. Capacidad final esperada de bioenergía para el 2050.....	77
Gráfico 16. Adiciones de capacidad para bioenergía por Región de Control periodo 2020-2050.....	78
Gráfico 17. Capacidad final esperada para bioenergía por Región de Control periodo 2020-2050.....	78
Gráfico 18. Capacidad fotovoltaica esperada después de adiciones de potencial probado.....	84
Gráfico 19. Potencial solar disponible según datos de AZEL Escenario 3	87
Gráfico 20. Propuesta de adiciones para potencial solar Periodo 2020-2050.....	90
Gráfico 21. Capacidad solar esperada para el final del periodo 2020-2050	90
Gráfico 22. Propuesta de adiciones para energía Solar por Región de Control.....	91
Gráfico 23. Capacidad solar instalada esperada para el final del periodo 2020-2050.....	91
Gráfico 24. Propuesta de adiciones para energía eólica Periodo 2020-2050.....	99
Gráfico 25. Capacidad eólica esperada para el final del periodo 2020-2050.....	100
Gráfico 26. Propuesta de adiciones para energía eólica por Región de Control	100
Gráfico 27. Capacidad eólica esperada para el final del periodo 2020-2050.....	101
Gráfico 28. Potencial de generación anual estimado para la energía eólica marina.....	105
Gráfico 29. Factor de capacidad global para la tecnología eólica marina.	106
Gráfico 30. Variación estacional del potencial de generación eólico marino.....	106
Gráfico 31. Capacidad hidroeléctrica instalada en México desde el año 2010 al 2020	114
Gráfico 32. Capacidad instalable por estado para datos de INEL-Probado hidroenergía	116
Gráfico 33. Potencial de generación anual por estado para datos de INEL-Probado Hidroenergía.....	117
Gráfico 34. Capacidad instalable por estado para datos de INEL-Probable Hidroenergía	118
Gráfico 35. Generación anual por estado para datos de INEL-Probable Hidroenergía	118
Gráfico 36. Cambio en los potenciales de generación de energía hidroeléctrica con embalse	121
Gráfico 37. Adiciones propuestas de capacidad hidroeléctrica con embalse para el periodo 2020-2050	124
Gráfico 38. Capacidad hidroeléctrica con embalse esperada para el final del periodo 2020-2050	125
Gráfico 39. Adiciones de capacidad hidroeléctrica por Regiones de control para el periodo 2020 - 2050.....	126
Gráfico 40. Capacidad hidroeléctrica esperada para el final del periodo 2020-2050	126
Gráfico 41. Propuesta de adiciones solar en cortinas y embalses	135
Gráfico 42. Propuesta de adiciones solar en cortinas y embalses sin considerar Jalisco y Oaxaca	135
Gráfico 43. Propuesta de adiciones de potencial solar fotovoltaico en cortinas y embalses para el periodo 2020-2050....	136
Gráfico 44. Capacidad pequeña hidro instalable por tipo de clasificación	141
Gráfico 45. Propuesta de adiciones para potencial micro, mini y pequeña hidroeléctrica.....	143
Gráfico 46. Propuesta de adiciones para potencial micro, mini y pequeña hidroeléctrica periodo 2020-2050 por Regiones de Control.....	143
Gráfico 47. Potencial hidroeléctrico al hilo del agua	144
Gráfico 48. Potencial hidroeléctrico al hilo del agua, sin considerar Chiapas	144
Gráfico 49. Potencial por frente de ola (kW/m) media anual en cada uno de los nodos	156
Gráfico 50. Comportamiento del oleaje (altura y periodo) y potencial calculado para un año en la costa de Coatzacoalcos, México.....	159
Gráfico 51. Potencial de generación media anual por gradiente salino para cada uno de los ríos analizados.	168
Gráfico 52. Potencial de energía calculada para el río Champoton	169
Gráfico 53. Comparación entre capacidad final esperada a 2050 según el PAMRNT vs. Propuesta de tesis.....	174
Gráfico 54. Potencial estimado esperado para 2050 (MW)	175

Índice de tablas

Tabla 1. Parámetros de evaluación general utilizados para la generación de zonas de exclusión.	17
Tabla 2. Parámetros de evaluación opcionales	17
Tabla 3. Clases de idoneidad de radiación solar por tecnología solar	18
Tabla 4. Clases de idoneidad de velocidades de viento anuales a 80 m de altura	18
Tabla 5. Tecnologías consideradas en la metodología AZEL	21
Tabla 6. Distancias a la RNT consideradas en cada escenario	22
Tabla 7. Criterio considerado para clasificar por escenario al recurso bioenergético	22
Tabla 8. Criterio considerado para la clasificación de escenario de geotermia	22
Tabla 9. Criterios considerados para estimar el potencial solar	23
Tabla 10. Criterios considerados para estimar el potencial geotérmico	24
Tabla 11. Criterios considerados para estimar el potencial eólico	26
Tabla 12. Factores de riesgo por tipo de tecnología renovable	34
Tabla 13. Capacidad geotérmica instalada en México a 2021	43
Tabla 14. Capacidad y potencial de generación total geotermia con datos de AZEL	45
Tabla 15. Estimaciones históricas de potencial geotérmico en México	52
Tabla 16. Zonas geotérmicas consideradas interesantes para explotar en México, Hiriart	53
Tabla 17. Capacidad y generación estimados para datos de geotermia Hiriart	55
Tabla 18. Propuesta de adiciones de capacidad para energía geotérmica	57
Tabla 19. Capacidad instalada de bioenergía en México al 2021	61
Tabla 22. Potencial de biomasa forestal para los estados con mayor producción.	62
Tabla 23. Comparativa de tecnologías para la generación de energía por biomasa forestal.	63
Tabla 24. Potencial de residuos primarios de cultivo en México para el 2010.	64
Tabla 25. Potencial de residuos secundarios de cultivo en México para el 2010.	64
Tabla 20. Potencial probado y probable según datos de INEL	70
Tabla 21. Potencial por bioenergía para 3 diferentes fuentes de residuos.	71
Tabla 26. Adiciones de capacidad (MW) para bioenergía por RSU periodo 2020-2050	76
Tabla 28. Capacidad solar fotovoltaica instalada a abril de 2021 en México	81
Tabla 29. Cambio en la capacidad solar fotovoltaica instalada del 2016 al 2021	82
Tabla 30. Capacidad fotovoltaica instalada y adiciones de capacidad esperadas	83
Tabla 31. Potencial de capacidad instalable final	85
Tabla 32. Potencial solar instalable por estado después de descontar la capacidad solar instalada.	86
Tabla 33. Propuesta de adiciones para potencial solar fotovoltaico periodo 2020-2050	89
Tabla 34. Capacidad eólica instalada en México a abril de 2021	93
Tabla 35. Potencial eólico en México según datos de AZEL Escenario 3	96
Tabla 36. Sitios con potencial eólico probado	97
Tabla 37. Adiciones propuestas de capacidad eólica para el periodo 2020-2050	99
Tabla 38. Datos para cada uno de los parques eólicos propuestos.	110
Tabla 39. Parámetros para los parques eólicos considerados.	110
Tabla 40. Capacidad hidroeléctrica con embalse en México a abril del 2021	113
Tabla 41. Potencial hidroeléctrico con embalse para clasificación probada y probable, datos de INEL	120
Tabla 42. Cambio en los potenciales de energía hidroeléctrica con embalse	121
Tabla 43. Porcentaje de cambio en la generación estimada debido al factor de cambio climático 1	122
Tabla 44. Propuesta de adiciones y capacidad final instalada para datos hidroeléctricos de INEL	124
Tabla 45. Potencial fotovoltaico instalable en cortinas de presas	130
Tabla 46. Potencial solar fotovoltaico en embalses	133
Tabla 47. Propuesta de adiciones para potencial solar en cortinas y embalses	134
Tabla 48. Potencial hidroeléctrico en estructuras hidráulicas preexistentes	137

<i>Tabla 49. Propuesta de adiciones para potencial mini, micro y pequeña hidroeléctrica</i>	142
<i>Tabla 50. Potencial hidroeléctrico al hilo del agua</i>	145
<i>Tabla 51. Máxima potencia absorbida por un cuerpo asimétrico (kW) para los 25 nodos analizados.</i>	157
<i>Tabla 52. Datos obtenidos por los autores respecto al potencial por gradiente térmico.</i>	164
<i>Tabla 53. Sitios con estudios de potencial por energía oceánica</i>	169
<i>Tabla 54. Capacidad meta PAMRNT en comparación con Tesis</i>	173
<i>Tabla 55. Potencial utilizado para las propuestas de adiciones y generación anual estimada</i>	174

Resumen

Este trabajo fue motivado por la necesidad que existe en México para cumplir con las metas, objetivos y tratados a los que se ha comprometido en materia de la transición energética global; de la misma forma, la falta de claridad respecto a las estimaciones de potencial renovable que se han llevado a cabo históricamente en México, así como la poca información pública disponible alrededor del tema fueron factores que influyeron esta investigación.

El objetivo principal de esta tesis es, mediante información pública disponible y bajo la revisión, análisis crítico e interpretación; estimar el potencial energético para las principales energías renovables: solar fotovoltaica, eólica, geotermia, bioenergía e hidroenergía. No obstante, también se analizaron tecnologías poco convencionales, como son: pequeña hidroeléctrica, hidroenergía al hilo del agua, fotovoltaica en embalses y cortinas; y cinco tipos de energía marina (mareas, olas, gradiente térmico, gradiente salino y eólica fuera de costa).

Un punto muy importante que es necesario mencionar es que no se consideró la evaluación de potencial solar fotovoltaico para generación distribuida, pues se dio prioridad a cuantificar los potenciales que deben ser considerados para la planeación centralizada.

El primer capítulo es una revisión del estado del arte sobre las estimaciones de potencial renovable, a nivel global y a nivel país. Se habla también de las principales metodologías utilizadas para estimar un potencial energético.

El capítulo dos presenta los principales factores que afectan el proceso de estimación de potencial renovable, tanto de manera directa como indirecta.

El capítulo tres es tal vez el más relevante de esta investigación y también el más detallado. Aquí se presenta una revisión de las bases de datos encontradas, al igual que estudios recientes sobre el potencial renovable en México. Los resultados obtenidos y el potencial final estimado son presentados aquí, de manera similar, las propuestas de adiciones, la capacidad final esperada y el análisis por Región de Control son expuestos. Para las propuestas de adiciones se consideró un periodo de estudio de 30 años, que va del 2020 al 2050.

Los mapas y bases de datos elaborados se dejaron disponibles al público interesado por medio de ligas en este trabajo escrito.

Finalmente, el capítulo cuatro expone las conclusiones y el análisis global de resultados al que se ha llegado, haciendo una comparación entre la capacidad final esperada según las adiciones propuestas en este trabajo versus las estimaciones contempladas en el PAMRNT 2021¹. Se espera que la contribución de este trabajo apoye al desarrollo y análisis de prospectivas de transición energética en México y llegar a ser considerado como un punto de partida en el análisis y consulta del potencial renovable que existe en México, incluso llegar a ser considerado como un apoyo para la toma de decisiones.

¹ Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Nacionales de Transmisión y Redes Generales de Distribución 2021.

Abstract

This work was motivated by the need that exists in Mexico to reach the goals, objectives, and treaties to which the Mexican government has committed in terms of the global energy transition; In the same way, the lack of clarity regarding the estimates of renewable potential that have been carried out historically in Mexico, as well as the little public information available on the subject, were factors that influenced this research. The main objective of this thesis is, by using available public information, to estimate the energy potential for the main renewable energies: solar photovoltaic, wind, geothermal, bioenergy and hydro energy. However, unconventional technologies were also analyzed, such as small hydroelectric, hydropower running of the river, photovoltaic on reservoirs and curtains of hydraulic infrastructure; and five types of marine energy (tidal, wave, thermal gradient, saline gradient, and offshore wind). A very important point that it is necessary to mention is that the evaluation of the photovoltaic solar potential for a distributed generation was not considered, since priority was given to quantifying the potentials that should be considered for centralized planning. The first chapter is a review of the state of the art on renewable potential estimates, globally and at the country level. It also talks about the main methodologies used to estimate an energy potential.

Chapter two presents the main factors that affect the renewable potential estimation process, both directly and indirectly.

Chapter three is perhaps the most relevant of this research and the most detailed. Here we present a review of the databases found, as well as recent studies on the renewable potential in Mexico. The results obtained and the estimated final potential are presented here, similarly, the additional proposals, the expected final capacity and the analysis by Control Region are exposed. For the proposals for additions, a study period of 30 years was considered, which goes from 2020 to 2050.

The elaborated maps and databases are available to the interested public through links in this written work.

Finally, chapter four presents the conclusions and the global analysis of the results that have been reached, making a comparison between the expected final capacity according to the additions proposed in this work versus the estimates contemplated in the PAMRNT 2021. The contribution of this work is expected to support the development and analysis of energy transition prospects in Mexico and to become considered a starting point in the analysis and consultation of the renewable potential that exists in Mexico, even to be considered as a support for decision making.

Capítulo 1. Estado del arte sobre las estimaciones de potencial de energía renovable

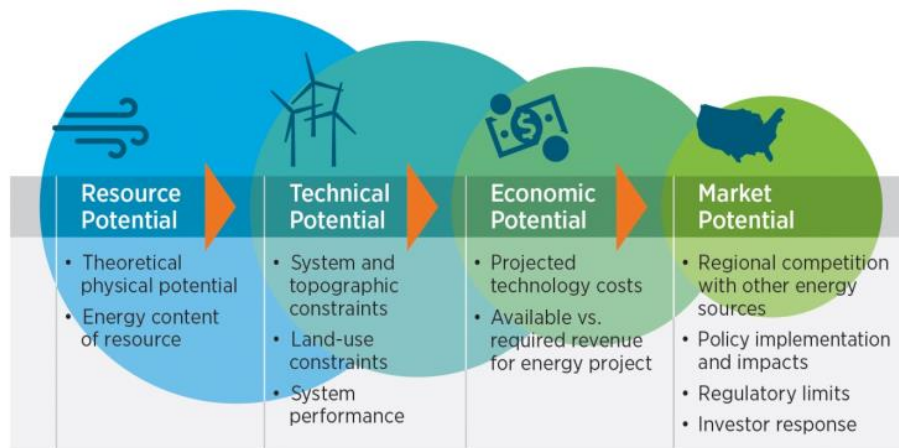
1.1 Tipos de potencial renovable

El National Renewable Energy Laboratory (NREL) en su documento titulado *Estimating renewable energy economic potential in the United States: Methodology and Initial Results* (NREL, 2016) define cuatro tipos de potencial renovable:

- El primero de ellos es definido como **potencial de recurso** y es descrito como la cantidad de energía físicamente disponible, es el potencial más grande de los cuatro.
- El segundo de ellos es definido como **potencial técnico** y es aquel que toma en consideración las restricciones geográficas reales y el desempeño del sistema.
- El tercer tipo se conoce como **potencial económico** y es un subconjunto del potencial técnico que está disponible donde el costo requerido para generar la energía es menor que los ingresos.
- Finalmente, el cuarto tipo de potencial considerado es el **potencial de mercado**, que es definido como la cantidad de energía que se espera generar a través del despliegue de mercado de las tecnologías renovables después de considerar el impacto de los factores de mercado actuales o futuros.

La **Figura 1** resume los cuatro niveles de potencial.

Figura 1. Niveles de potencial de energía renovable²



Fuente: NREL, 2016.

Se observa que los cuatro niveles de potencial van desde la estimación menos rigurosa y por ende la de mayor magnitud, hasta una estimación de potencial más detalla al considerar otros

² Nota: Todos los gráficos, mapas y figuras mostradas en este trabajo conservaron el idioma de origen de su referencia correspondiente.

factores o variables. Así pues, el fin último de esta metodología elaborada por el NREL sería evaluar la instalación de una determinada central desde el aspecto de su recurso energético.

Por otro lado (IRENA & KTH, 2014) sugieren cuatro “niveles” diferentes para los potenciales de fuentes de energías renovables, siendo:

- **Potencial teórico:** es definido como la máxima cantidad de energía que está físicamente disponible para determinado recurso.
- **Potencial geográfico:** este potencial toma en cuenta áreas que son adecuadas y utilizables para una determinada fuente de energía. Este tipo de potencial puede ser calculado en mayor o menor nivel de detalle dependiendo de los datos geográficos disponibles. Aquí se establecen un conjunto de criterios de exclusión (por ejemplo: áreas protegidas, cuerpos de agua, áreas urbanas, etc.) para estimar un área de terreno disponible más realista.
- **Potencial técnico:** es el potencial geográfico menos las pérdidas por conversión a energía secundaria, está limitado también por los requerimientos relacionados con la instalación a gran escala. Aquí se toma en consideración restricciones y requerimientos técnicos, estructurales, ecológicos y legislativos.
- **Potencial económico y potencial de implementación:** finalmente, este potencial es la cantidad de potencial técnico que puede ser utilizado económicamente. Aquí son tomadas en consideración costos y otros factores socioeconómicos.

Del mismo modo, el *Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias (AZEL)*³ considera tres diferentes clasificaciones para evaluar un potencial renovable; son las siguientes:

- **Potencial posible:** este tipo de potencial considera supuestos técnicos simples para obtener aproximaciones en términos eléctricos, sin restringir con detalle la viabilidad técnica de su aprovechamiento. En términos de magnitud, este potencial siempre será el más grande dentro de esta clasificación.
- **Potencial probable:** este tipo de potencial sí considera factores técnicos como la disponibilidad del recurso, temperatura, latitud, altitud, etc; asimismo, contempla restricciones territoriales relacionadas con el uso del suelo, y puede contar con estudios directos de campo, pero no con suficientes estudios que comprueben su factibilidad técnica y económica.
- **Potencial probado:** finalmente, este potencial considera la competitividad de las energías renovables respecto de otras fuentes, la cual es una función del grado de madurez tecnológico y de su impacto en los costos de inversión y operación. Este potencial también considera la disponibilidad de interconexión a la red, la evolución de los precios de la energía y su proyección en el tiempo, el crecimiento de la demanda y el marco regulatorio existente. De esta manera, un sitio con potencial probado indica

³ (Secretaría de Energía, 2017)

que cuenta con suficientes estudios técnicos y económicos que comprueban su factibilidad para la generación eléctrica.

La clasificación de AZEL será la que se utilizará en este trabajo, pues es la principal fuente de información pública disponible, asimismo, INEL también hace uso de esta clasificación.

1.2 Metodologías utilizadas en las estimaciones de potencial renovable

1.2.1 Metodología internacional empleada por IRENA y KTH

Aunque el proceso de estimación de potencial renovable no es único, existen algunos criterios y limitaciones que sí deben de estar presentes en cualquier trabajo de este tipo; por lo tanto, no es un proceso único y universal.

La IRENA en colaboración con KTH⁴ elaboró un documento titulado *Estimating the renewable energy potential in Africa: A GIS Based approach* (IRENA & KTH, 2014) donde presentaron una metodología para estimar el potencial técnico de las energías renovables (solar, eólica y biomasa) en África, mencionando que este método puede ser replicable en otros países.

En él los autores recalcan la importancia que tiene la fiabilidad de las estimaciones de potencial para el éxito de una planeación energética, además de que se enfatiza la importancia de contar con metodologías o estrategias sólidas y transparentes para estimar el potencial renovable, especialmente en países en vías de desarrollo.

La evaluación del potencial renovable en esta metodología se basó con el software de código abierto GIS⁵, que se utilizó para generar mapas multicapas donde se pudo almacenar, manejar, representar y analizar una gran cantidad de datos geográficos. La resolución espacial y la calidad de los datos de entrada juegan un rol crucial para la cuantificación de potencial.

Se señala también que en toda investigación de potencial renovable se distingue entre diferentes “categorías de potencial”, pasando desde un potencial teórico hasta un potencial implementable. Además, estos pasos difieren (aunque tiene mucha similitud) entre una fuente de energía y otra.

Su metodología puede resumirse de la siguiente manera:

Paso 1. Generar mapas de exclusión: El primer paso de su metodología consiste en el uso de mapas y herramientas del software GIS para analizar determinadas características de una ubicación.

Para el desarrollo de mapas de exclusión son utilizados un conjunto de criterios de evaluación; siendo algunos parámetros similares entre tipos de tecnologías, pero otros diferentes. Los parámetros de exclusión general se detallan en la **Tabla 1**.

⁴ The Royal Institute of Technology de Suecia, por sus siglas en inglés.

⁵ Geographical Information System

Tabla 1. Parámetros de evaluación general utilizados para la generación de zonas de exclusión.

Criterio	Detalles
Ciudades y áreas urbanas	Se excluye para todas las tecnologías (solar, eólica y biomasa), pero puede considerarse en una evaluación de potencial solar a pequeña escala.
Áreas protegidas	Se excluye para todas las tecnologías, aunque, dependiendo de los requerimientos, puede ser considerado en algunos proyectos.
Cuerpos de agua (incluyendo humedales y terreno con riesgo de inundación)	Se excluye para todas las tecnologías.
Áreas con pendiente	Para el caso de la tecnología de Concentración Solar todas las áreas con una inclinación mayor a 2.1° se excluyeron. Para el caso de la tecnología solar fotovoltaica convencional y áreas de viento, las pendientes mayores a 45° fueron excluidas.
Tierra agrícola	Este criterio fue excluido de los cálculos para potencial FV y CSP ⁶ , pero sí fue considerado para el caso de potencial eólico. Para el cálculo de potencial de producción de biocombustibles, las tierras agrícolas en uso fueron excluidas, pero aquellas no utilizadas o marginales sí se contemplaron.
Áreas forestales	Se excluye para todas las tecnologías.

Estos parámetros se combinan dentro de un mapa de exclusión general y posteriormente sustraídos de las áreas mapeadas.

Esta metodología también contempla criterios opcionales o “suaves”, los cuales no son necesidades técnicas, pero sí podrían afectar la rentabilidad de la tecnología. Estos criterios se detallan en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Parámetros de evaluación opcionales

Criterio	Detalles
Distancia a áreas urbanas	Se consideran distancias máximas de 200 km a la ciudad más cercana. Esto evita considerar áreas extremadamente rurales. Este enfoque puede ser útil si no hay datos disponibles de las redes de transmisión.
Distancia a las líneas de red existentes	Este criterio excluye todas las áreas que exceden una cierta distancia a la red de electricidad existente.
Acceso al mercado	Este criterio mide la “distancia al mercado”, es medido en tiempo de viaje por encima de 12 horas a la ciudad más cercana y por ende, puede ser utilizado como una variable indirecta para medir la lejanía de un área.
Disponibilidad de agua	Este parámetro puede ser considerado específicamente para la tecnología de CSP como una distancia definida a las fuentes de agua.

Paso 2. Combinar los mapas de restricción con los mapas de recurso: después de definir las áreas de restricción, los mapas resultantes se combinan con los mapas de recurso (en este caso, solar, eólica, así como con mapas de potencial de producción de biocombustibles).

⁶ Concentrated Solar Power (Concentración de Energía Solar)

Posteriormente, la disponibilidad de recurso solar y eólico fue clasificada en clases de idoneidad; tres y cuatro para energía solar (FV y CSP, respectivamente) y siete para energía eólica. Esta subclasificación está basada en condiciones límites consideradas por IRENA, sin embargo, pueden proponerse diferentes rangos de idoneidad a los aquí presentados. La **Tabla 3 y 4** presentan esta subclasificación.

Tabla 3. Clases de idoneidad de radiación solar por tecnología solar

	Idoneidad límite	Idóneo	Altamente idóneo	Excelente
Fotovoltaica (GHI ⁷)	< 1 000 kWh/m ² /año	1 000 – 1 500 kWh/m ² /año	1 500 – 2 500 kWh/m ² /año	2 500 – 3 000 kWh/m ² /año
Concentración Solar (DNI ⁸)	< 1 800 kWh/m ² /año	1 800 – 2 000 kWh/m ² /año	2 000 – 2 500 kWh/m ² /año	2 500 – 3 000 kWh/m ² /año

Tabla 4. Clases de idoneidad de velocidades de viento anuales a 80 m de altura

	No idónea	Idoneidad límite	Idónea	Altamente idónea / excelente
Energía eólica	0 – 4 (m/s)	4 – 5 (m/s)	5 – 6 / 6 -7 (m/s)	7 – 8 / 8 – 9 / > 9 (m/s)

Respecto al potencial de biomasa, en dicho trabajo se analizó el potencial de producción de tres cultivos: azúcar de caña, soya y jatropha. Esta producción primaria neta de biomasa fue definida como el potencial de recurso.

Es importante mencionar que en este análisis de potencial de bioenergía los autores no consideraron la biomasa sólida, desperdicios ni biogás en virtud de que no son dependientes principalmente del espacio y, por lo tanto, no son adecuados para una evaluación utilizando el método con GIS.

Para identificar las regiones más adecuadas por tipo de cultivo se utilizó la herramienta GAEZ⁹ de GIS, donde se generaron sus respectivos mapas.

Mapas de potencial final y resultados a nivel país

Una vez que se generaron los mapas de recurso y los mapas de exclusión para los tres tipos de tecnología, éstos se superpusieron para obtener los mapas de potencial final. Una ventaja de este software es que los mapas y su información subyacente puede exportarse a una base de datos o un programa de hojas de cálculo.

⁷ Global Horizontal Irradiation: Cantidad de radiación de onda corta recibida desde arriba por una superficie horizontal al suelo

⁸ Direct Normal Irradiance: Cantidad de radiación solar recibida por unidad de área por una superficie que siempre se mantiene perpendicular a los rayos del sol.

⁹ Global Agro-Ecological Zones

Paso 3. Desarrollo del potencial de recurso técnico

Finalmente, el potencial identificado es transformado en un potencial técnico realista. Este cálculo se obtiene de multiplicar los datos de recurso disponible por sus factores de eficiencia y sus factores de requerimiento de área.

Para el caso de la tecnología solar fotovoltaica se utilizó la siguiente ecuación:

$$\text{Potencial técnico}_{FV} = DRS \times \frac{e_{MF}}{FE} \times Ad$$

Donde:

DRS variable que representa la disponibilidad de recurso solar medida en kWh/m²/año. Para este tipo de tecnología se recomienda utilizar el dato correspondiente a GHI.

e_{MF} variable que representa la eficiencia del módulo fotovoltaico medida en decimales o porcentaje. Este dato puede consultarse en la página del NREL¹⁰.

FE variable que representa el factor de espacio o de área, adimensional. Es un valor que estima el uso actual de la tierra comparado al área de los paneles. Este valor depende del tipo y de las características de la planta FV, sin embargo, un factor promedio que puede ser utilizado es 5 (significa que el área necesaria de suelo es cinco veces el área utilizada para recolectar la energía solar).

Ad variable que representa el área disponible calculada en el análisis GIS (áreas con potencial de recurso menos áreas con exclusión), medida en km².

Para el caso de Energía Solar Concentrada (CSP) el potencial técnico se calculó de la siguiente manera:

$$\text{Potencial técnico}_{CSP} = DRS \times \frac{e_{CSP}}{FE} \times Ad$$

Donde:

DRS es la disponibilidad de recurso solar medida en kWh/m²/año. Para este tipo de tecnología se recomienda utilizar el dato de DNI.

e_{CSP} es la eficiencia de la planta de Concentración Solar medida en decimales o porcentaje. Este valor depende directamente de la irradiación solar del lugar, variando entre un 12 y 16%.

FE es el factor de espacio o de área, adimensional. Es un valor que estima el uso actual de la tierra comparado al área de los espejos. Este valor ronda el orden de magnitud de 5 a 10 (significa que el área necesaria de suelo es de cinco a diez veces el área utilizada para recolectar la energía solar).

¹⁰ National Renewable Energy Laboratory

Ad es el área disponible calculada en el análisis GIS (áreas con potencial de recurso menos áreas con exclusión), medida en km².

Respecto al caso de la energía eólica, el cálculo del potencial técnico fue más complejo. La primera variable que se debe considerar es el tipo de turbina que se utilizará, esto debido a que sus dimensiones y capacidad son factores que afectan directamente el cálculo del potencial. Luego, se calculan los factores de capacidad relativos a las categorías de velocidad de viento mencionadas anteriormente; para este paso se utiliza el método de distribución estándar Rayleigh.

Después, se calculan los valores promedio de potencia de salida, posteriormente, estos valores se multiplican por su respectiva cantidad de tiempo anual en la cual la velocidad del viento está disponible para así obtener sus correspondientes energías generadas. La producción neta de energía se obtiene de la suma de las fracciones anuales de viento.

El siguiente paso es calcular el potencial técnico por área, una aproximación simple y válida es considerar un requerimiento mínimo de distancia entre turbinas. La distancia que necesitan las turbinas de viento es de 5 veces el diámetro del rotor (para la dirección principal del viento) por 3 veces el diámetro del rotor (para la dirección secundaria del viento). Finalmente, con este cálculo obtenemos la cantidad de turbinas que se pueden instalar por km² (densidad de potencia, medida en MW/km²).

Para conocer la producción anual correspondiente se multiplica esta densidad de potencia por su respectivo factor de capacidad.

Para el caso de la bioenergía, el cálculo de un potencial también conlleva muchas variables a considerar, lo que hace al proceso más complicado. En primera instancia, cada tipo de cultivo y su biocombustible producido supone un proceso diferente, afectando el proceso de cálculo de potencial. Las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por este tipo de energía es otra variable que puede afectar la determinación de instalar o no este tipo de tecnología. La creciente demanda de alimentos y el futuro aumento de las actividades de agricultura son otros factores que también afectan la estimación de potencial. En este marco, factores como la temperatura, el tipo de terreno y las prácticas de agricultura también deberían ser consideradas para una cuantificación de potencial más confiable.

Después de que el potencial de producción primaria neta se ha definido, el potencial de producción de los cultivos de interés es estudiado y cuantificado utilizando de nuevo la herramienta GAEZ. Las tasas de producción de cada cultivo también son obtenidas. Utilizar este método implica que se deben alcanzar las cosechas necesarias a toda costa, lo que supone prácticas de agricultura más innovadoras.

Finalmente, el último paso para esta tecnología consiste en transformar los datos de cultivo y el área en cantidades de biocombustibles utilizando factores de conversión de las metodologías FAO¹¹.

¹¹ Food and Agriculture Organization of the United Nations. <https://www.fao.org/nr/nr-home/en/>

1.2.2 Metodología nacional empleada por AZEL

El Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias (AZEL) fue un proyecto multidisciplinario llevado a cabo por instituciones académicas, de investigación y empresas especializadas en el tema. El objetivo del sitio fue crear una herramienta de consulta pública sobre sitios con alto potencial de aprovechamiento de energías renovables: eólica, solar fotovoltaica, solar concentrada, biomasa y geotermia.

A continuación, se explicará la metodología utilizada para crear el Atlas Nacional. Cabe destacar que el NREL fue uno de los colaboradores más importantes en este proyecto, pues prácticamente la metodología que se siguió fue elaborada por él.

El potencial renovable se clasificó en únicamente en dos tipos, potencial probado y probable (no existen datos de potencial con clasificación de posible para esta base de datos a pesar de que en su metodología sí es reportado); el potencial probado consideró la competitividad de las energías renovables respecto a otras fuentes de suministro, la disponibilidad de interconexión a la red, la evolución de los precios de la energía y su proyección en el tiempo, el crecimiento de la demanda y el marco regulatorio que pueda existir. Así, un sitio con potencial probado indica que cuenta con estudios técnicos y económicos suficientes para que comprueben su factibilidad. En tanto que los sitios con clasificación de probable toman en consideración factores técnicos, pero no suficientes estudios de factibilidad técnica y económica.

Fueron considerados cuatro escenarios con el objetivo de obtener diferentes apreciaciones del potencial. Estos escenarios contemplan diferencias en la cercanía a la Red Nacional de Transmisión (RNT), el área mínima requerida (solar y eólica) o el volumen del recurso mínimo requerido (geotérmico y biomasa) en relación con la discriminación de zonas o sitios con capacidad instalable pequeña. Cada tecnología tuvo sus consideraciones particulares que se expondrán a continuación.

Las tecnologías consideradas para transformar cada uno de los recursos renovables estudiados fueron las siguientes. Ver **Tabla 5**.

Tabla 5. Tecnologías consideradas en la metodología AZEL

Energía	Tecnología
Solar	Fotovoltaica (fijo y seguimiento en un eje)
Eólica	Aerogenerador axial
Geotérmica	Ciclo binario y ciclo unitario
Biomasa	Motogenerador (biogás) Ciclo Rankine (combustión directa)

Para todas las fuentes de energía fueron consideradas dos clases de tecnologías, excepto para la energía eólica, que sólo consideró una.

Un parámetro clave en esta metodología fue la distancia del área con potencial de recurso a las Redes Nacionales de Transmisión. Es importante subrayar que cada tipo de recurso consideró un criterio diferente, aunque con cierta similitud; la **Tabla 6** resume este parámetro.

Tabla 6. Distancias a la RNT consideradas en cada escenario

Energía	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Solar	No considera	≤ 20 km	≤ 2 km	> 20 km
Eólica	No considera	≤ 20 km	≤ 10 km	> 20 km

Para las energías geotérmica y bioenergía este criterio no fue aplicado, en su lugar se consideró la temperatura del sitio y la capacidad de la tecnología a utilizar, respectivamente. Ver **Tabla 7 y 8**.

Tabla 7. Criterio considerado para clasificar por escenario al recurso bioenergético

Ciclo	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Rankine	≥ 50 kW	≥ 500 kW	≥ 1 MW	No aplica
Otro (biogás)	≥ 60 kW	≥ 500 kW	≥ 50 MW	No aplica

Tabla 8. Criterio considerado para la clasificación de escenario de geotermia

Criterio	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Temperatura estimada (yacimientos geotérmicos)	< 150 °C	< 130 °C	< 91 °C	< 91 °C

Se observa que los criterios considerados para cada tipo de energía son diferentes; esto se debe a que cada una tiene características particulares únicas, acerca de esto se hablará más adelante.

1.2.2.1 Metodología para estimar el potencial solar

AZEL comenzó la cuantificación de este potencial con el mapa de irradiación global horizontal anual, considerando restricciones territoriales, técnicas, físicas, ambientales, sociales y de infraestructura.

Los criterios de exclusión que utilizó esta metodología se presentan en la **Tabla 9**.

Tabla 9. Criterios considerados para estimar el potencial solar

Tipo de criterio	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Área continua	< 150 Ha	< 45 Ha	< 15 Ha	<150 Ha
Zona circundante a carreteras	Sin exclusión	> 10,000 m	> 10,000 m	Sin exclusión
Pendientes	> 5 %			
Localidades	El área correspondiente a las localidades urbanas y adicionalmente 500 m circundantes			
	El centroide correspondiente a las localidades rurales con habitantes mayores a 500 y adicionalmente 500 m circundantes			
Vías de comunicación (carreteras y vías férreas)	El área correspondiente y adicionalmente 100 m circundantes			
Línea de costa	El área correspondiente y adicionalmente 100 m hacia arriba			
Aeródromos	El centroide correspondiente y adicionalmente 1,000 m circundantes			
Cuerpos de agua y ríos	El área correspondiente y adicionalmente 50 m circundantes			
Áreas protegidas	Las áreas naturales protegidas declaradas			
	Las zonas de humedales de importancia internacional declarados			
	Las zonas de monumentos históricos declaradas			
	Las zonas de monumentos arqueológicos declaradas			
Zonas de peligro geológico	Los volcanes activos con una zona circundante de 20 km			
Zonas de peligro climático	Las zonas con alta incidencia de ciclones tropicales (30-41 ocasiones)			
	Las zonas de recurrencia de inundaciones			

Después, se seleccionó una tecnología fotovoltaica “tipo” para evaluar la densidad de potencia superficial y en consecuencia la capacidad instalable. Para este estudio se decidió utilizar un panel policristalino de 240 W de potencia pico con dimensiones de 1,650 x 992 x 40 mm para la evaluación.

También se asumió que solo una fracción de territorio definido como “de alto potencial” es aprovechable, estableciendo 3.5% como área aprovechable.

Una vez que se identificaron las zonas con disponibilidad y con alto potencial se obtuvo la irradiación global media de cada mes del año, la latitud del centroide de cada zona y el área; con estos datos se calculó la irradiación global solar incidente, el factor de planta y la densidad de potencia para sistema solar fotovoltaico fijo y con seguimiento. La eficiencia del módulo fotovoltaico y las pérdidas de producción también fueron consideradas.

1.2.2.2 Metodología para estimar el potencial de bioenergía

Para identificar los sitios con alto potencial se partió de un mínimo de potencial energético primario, es decir, la cantidad de energía calórica bruta mínima requerida para generar energía eléctrica. Este dato se obtuvo multiplicando la cantidad de biocombustible disponible por el poder calorífico del mismo.

El tipo de tecnología a utilizar se basó en el tipo de biomasa a evaluar, esto es, combustión directa a través de un ciclo Rankine o conversión de biomasa a biogás y generación eléctrica a través de un motogenerador.

Solo se seleccionó biomasa con alta carga microbiana para la obtención de biogás o biomasa sólida con bajo contenido de humedad (y alto contenido lignoceluloso) capaz de aprovecharse mediante combustión en caldera.

Para esta tecnología sólo se consideraron tres escenarios en función del volumen mínimo de biomasa para la generación de electricidad. Sobre este punto ya se habló previamente.

1.2.2.3 Metodología para estimar el potencial geotérmico

Para esta tecnología se consideraron los siguientes criterios de exclusión. Ver **Tabla 10**.

Tabla 10. Criterios considerados para estimar el potencial geotérmico

Tipo de criterio	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Área continua	< 150 Ha	< 45 Ha	< 15 Ha	<150 Ha
Zona circundante a carreteras	Sin exclusión	> 20,000 m	> 10,000 m	≤ 20,000 m
Línea de costa	Adicionalmente 20 m hacia tierra			
Áreas protegidas	Las áreas naturales protegidas declaradas			
	Las zonas de humedales de importancia internacional declarados			
	Las zonas de monumentos históricos declaradas			
	Las zonas de monumentos arqueológicos declaradas			
Zonas no disponibles por ocupación en la producción o exploración geotérmica	Todos			

La tecnología que se utilizó para esta energía es ciclo binario (91 a 149 °C) y ciclo unitario (≥ 150 °C). Para la evaluación del potencial se consideró sitios con profundidades de 1,000 m, yacimientos con roca de composición andesita con un calor específico de 0.9 kJ/kg°C y una densidad de 2,700 kg/m³; para el fluido se utilizó un valor de 4.18 kJ/kg °C correspondiente al calor específico y 1,000 kg/m³ para su densidad.

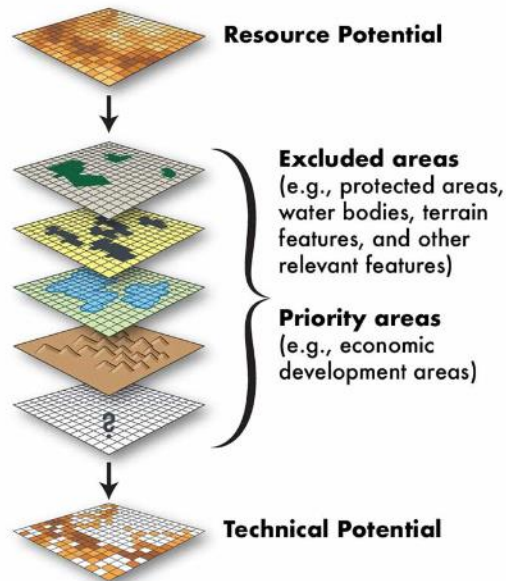
El siguiente paso fue convertir la energía térmica almacenada a un potencial eléctrico, para esto se debe estimar primero la cantidad de calor que podría ser recuperado en superficie. La literatura al respecto sugiere un factor de recuperación del calor en condiciones normales de porosidad y permeabilidad de hasta 25%, sin embargo, es sensible a variar e incluso puede valer cero en rocas no fracturadas o impermeables. En esta evaluación se utilizó un factor conservador de 12.5%.

Otro dato que fue utilizado para los cálculos fue el factor de eficiencia, 18% para ciclo unitario y 11% para ciclo binario.

Los autores recalcan al final de su evaluación que estas estimaciones de potencial se basaron en variables y fórmulas, que en su mayoría utilizan datos supuestos, por lo que el resultado en cada yacimiento debería tomarse como una indicación de potencial geotermoeléctrico estimado, pero no como valor definitivo o real.

Así, las metodologías para estimar el potencial de recurso de una fuente renovable pueden resumirse de la siguiente manera (ver **Figura 2**).

Figura 2. Resumen de la estimación de potencial de recurso para fuentes renovables



Fuente: NREL.

1.2.2.4 Metodología para estimar el potencial eólico

Para esta evaluación de potencial se consideró el uso de aerogeneradores de eje axial, con una altura de torre de 80 m sobre el nivel de la superficie. La evaluación parte del mapa de velocidad media anual del viento a 80 m de altura, considerando datos desde el 1 de enero del 2000 hasta el 20 de octubre del 2015.

La identificación de zonas disponibles con alto potencial se realizó a partir del mapa de velocidad del viento y de restricciones territoriales, físicas, ambientales y sociales. Después de que se identificaron las zonas con alto potencial se obtuvo la velocidad del viento media anual y la altitud de cada zona, de esta manera se evaluó el potencial de producción mediante el uso de la distribución de Weibull. Los criterios de exclusión que se consideraron se muestran en la **Tabla 11**.

Tabla 11. Criterios considerados para estimar el potencial eólico

Tipo de criterio	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Área continua	< 12.5 km ²	< 6.25 km ²	< 1.25 km ²	< 12.5 km ²
Zona circundante a carreteras	Sin exclusión	> 20,000 m	> 10,000 m	≤ 20,000 m
Altitud	> 3,000 msnm			
Localidades	El área correspondiente a las localidades urbanas y adicionalmente 500 m circundantes			
	El centroide correspondiente a las localidades rurales con habitantes mayores a 500 y adicionalmente 500 m circundantes			
Vías de comunicación (carreteras y vías férreas)	El área correspondiente y adicionalmente 200 m circundantes			
Línea de costa	El área correspondiente y adicionalmente 20 m hacia arriba			
Aeródromos	El centroide correspondiente y adicionalmente 1,000 m circundantes			
Cuerpos de agua y ríos	El área correspondiente y adicionalmente 50 m circundantes			
Áreas protegidas	Las áreas naturales protegidas declaradas			
	Las zonas de humedales de importancia internacional declarados			
	Las zonas de monumentos históricos declaradas			
	Las zonas de monumentos arqueológicos declaradas			

Para esta evaluación se optó por utilizar para los cálculos un aerogenerador de 2 MW modelo V110 de Vestas.

Capítulo 2. Factores que afectan las estimaciones de potencial renovable

Como vimos con anterioridad, la estimación del potencial de recurso es sólo el primer paso de las metodologías de evaluación de potencial instalable. Asimismo, otros conjuntos de datos también varían espacialmente y deben ser considerados durante esta evaluación.

Por un lado, datos meteorológicos o de clima son medidos y acoplados con los demás sets de datos. Algunos de estos datos que generalmente son considerados son: temperatura, humedad, precipitación y presión atmosférica.

El uso y la propiedad de la tierra es otro factor importante para determinar dónde puede ser instalada nueva capacidad renovable o, por el contrario, qué sitio debería ser considerado como un área de exclusión.

La población es otro dato importante que muchas veces es contemplado como una densidad de población. Este tipo de información puede ser útil para averiguar si un recurso renovable está situado dentro, cerca o lejos de sitios con población. Además, puede ser un factor importante para la toma de decisiones, especialmente al momento de considerar la generación distribuida.

Estos y otros datos pueden ser obtenidos de manera directa o indirecta, ya sea mediante datos públicos disponibles, compra de datos, datos privados y repositorios de metadatos (National Renewable Energy Laboratory, 2018).

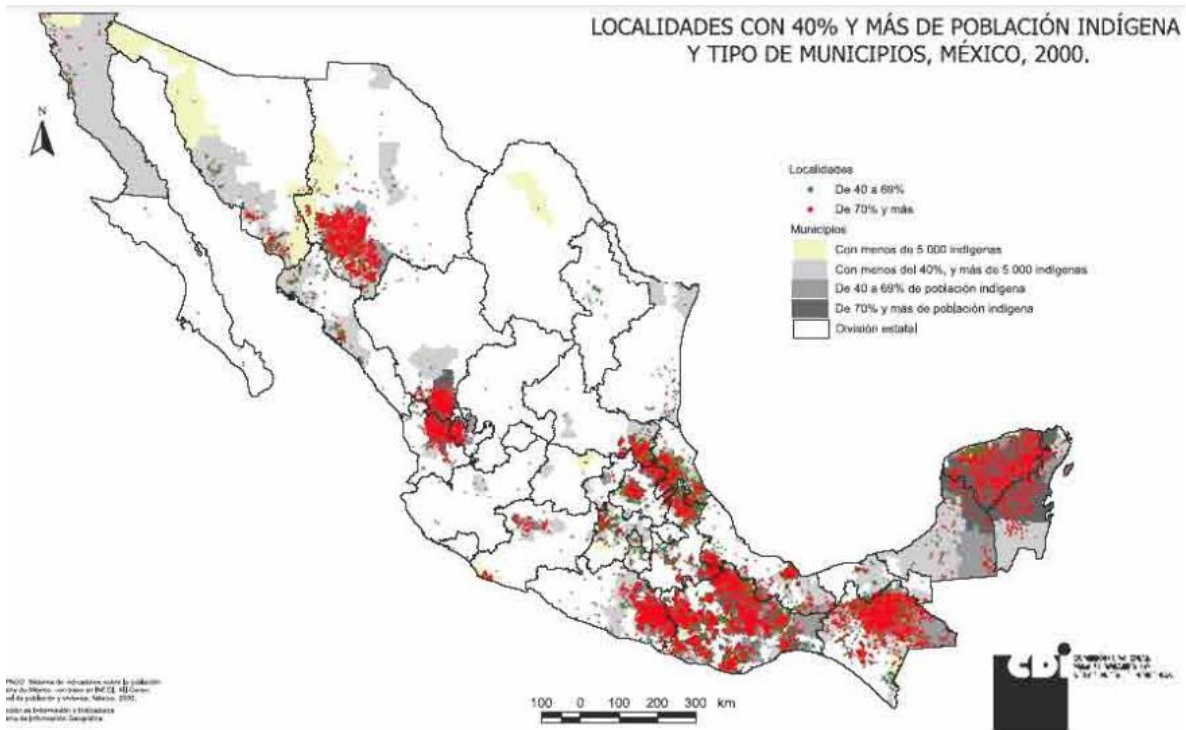
A continuación, se detallan algunos de estos factores que generalmente son contemplados al momento de cuantificar un potencial técnico.

2.1 Derechos de tierra

Como se menciona en (IEA, 2016), uno de los factores más importantes que define la implementación de un proyecto de energía renovable, especialmente en México, es el uso que se le da a aquella tierra que ha sido identificada con un potencial energético determinado, así como el tipo de población que la habita. Es así como, en todos los proyectos de energía renovable; la comunicación y la consulta (especialmente en zonas con presencia de población indígena) es fundamental durante el proceso de planeación para el éxito del proyecto.

Dentro de esta sección destaca la presencia de zonas indígenas en México, una de las poblaciones más vulnerables en el país que juega un papel indispensable en el cambio de la energía. Según datos del *Instituto Nacional de Lenguas Indígenas*, a 2019 existen aproximadamente 43 mil localidades habitadas por población indígena en el país.

Mapa 1. Ubicación de sitios con presencia de población indígena en México



Fuente: Comisión Nacional para el Desarrollo de los Pueblos Indígenas, 2020.

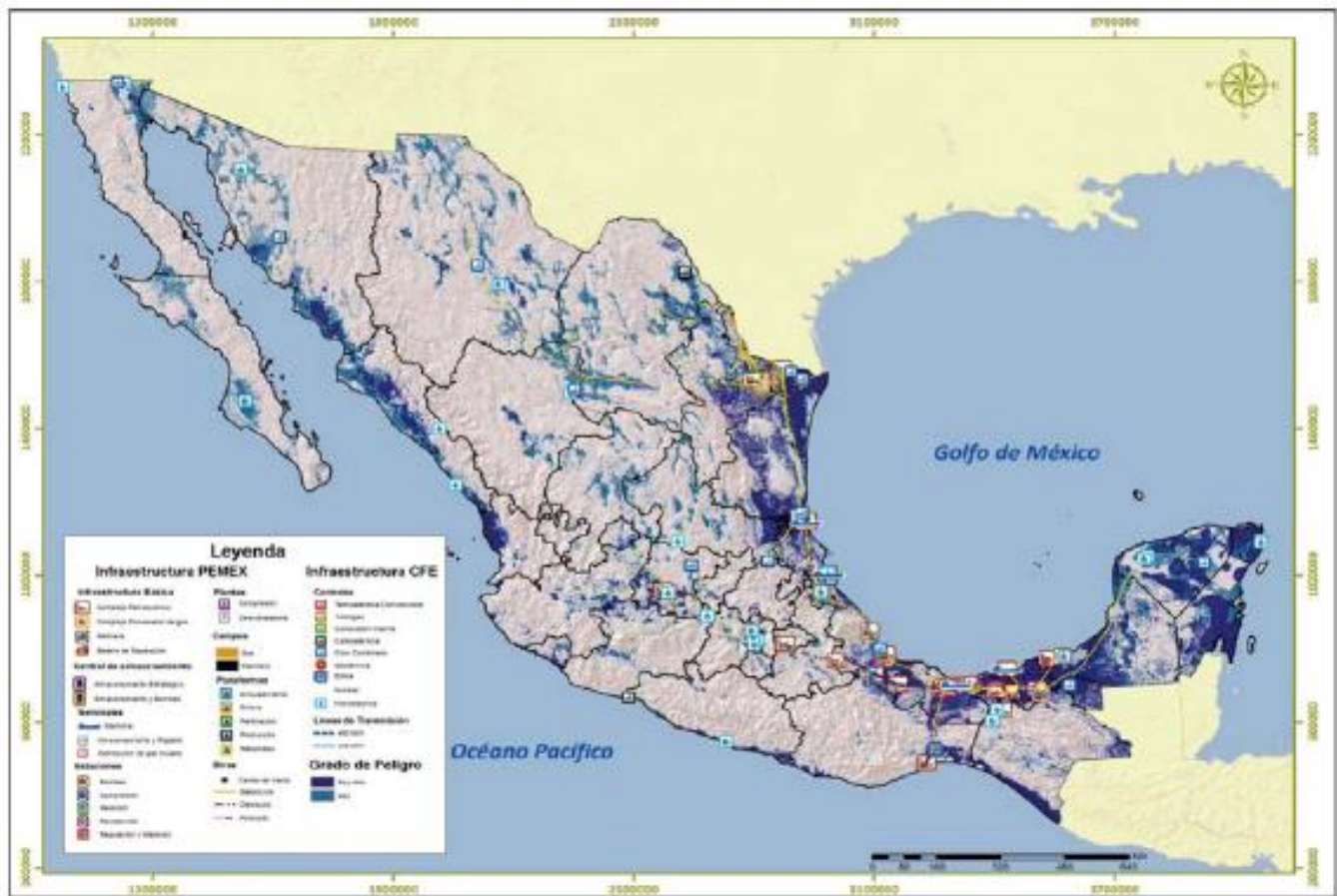
Tomando en cuenta el **Mapa 1**, podemos argumentar que la mayor presencia de localidades indígenas se concentra en la región sur y sureste del país; en contraste, la menor presencia de zonas indígenas se presenta en la región norte del país. A pesar de esto, se observa que la presencia de población indígena está presente en prácticamente todas las entidades del país, siendo un aspecto primordial en los trabajos de evaluación de potencial renovable del país.

2.2 Cambio climático

México es uno de los países más vulnerables a los efectos del cambio climático, eventos como el incremento en el nivel de los mares, el aumento de la temperatura, ciclones y huracanes son algunos ejemplos. Según datos de (IEA, 2016), 13% del país (319 municipios) están catalogados como “altamente vulnerables” a los impactos del cambio climático. Paralelamente, se menciona en la Estrategia Nacional de Cambio Climático (Gobierno de la República, 2013) que más del 30% de las líneas de transmisión de la CFE son vulnerables a los impactos del cambio climático.

El **Mapa 2** muestra las zonas con infraestructura de CFE y Pemex que están bajo riesgo alto y muy alto por inundaciones; un factor que debería ser considerado en las estimaciones de potencial renovable en México para prevenir pérdidas económicas y minimizar costos de operación y mantenimiento.

Mapa 2. Infraestructura de CFE y PEMEX bajo riesgo por inundaciones



Fuente: (Gobierno de la República, 2013).

A pesar de la calidad del mapa expuesto, se puede identificar que las zonas de riesgo por inundaciones en México se localizan principalmente en las áreas costeras del país, especialmente en las costas del Golfo de México.

Cada fenómeno natural tiene un impacto diferente dependiendo del tipo de fuente renovable que se esté analizando, por ejemplo, la consideración de zonas costeras con alto riesgo de huracanes será primordial durante la evaluación de potencial undimotriz; mientras que, para el caso de la evaluación de potencial hidroeléctrico el grado de estrés hídrico será el factor climático más importante para considerar.

2.3 Monumentos históricos y monumentos arqueológicos

Este tema toma mayor relevancia en un país con un patrimonio cultural tan rico como México. En nuestro país, el Instituto Nacional de Antropología e Historia (INAH) es el encargado de controlar y salvaguardar los sitios declarados como patrimonio cultural histórico.

Actualmente, el Sistema de Información Cultural de México reconoce un total de 78 monumentos históricos repartidos en todo el país. Por su parte, el INEGI elaboró un mapa que identifica distintos elementos del Patrimonio Cultural Mexicano, como son: monumentos arqueológicos, monumentos históricos y las zonas de patrimonio mundial. El **Mapa 7** presenta la ubicación de estos sitios.

Mapa 3. Sitios declarados Patrimonio Cultural en México



Fuente: INEGI

2.4 Áreas naturales protegidas

En el aspecto medioambiental, uno de los factores más importante al momento de llevar a cabo una evaluación de potencial renovable es la presencia de Áreas Naturales Protegidas (ANP). Las ANP son zonas del territorio nacional en las que los ambientes originales no han sido modificados significativamente por la actividad del ser humano, o donde sus ecosistemas y funciones integrales requieren ser preservadas y restauradas.

Actualmente existen 184 ANP que representan casi 91 mil hectáreas del territorio nacional y 371 áreas destinadas voluntariamente a la conservación con una superficie de aproximadamente 600 mil hectáreas. Ver **Mapa 4**.

Mapa 4. Áreas naturales protegidas y áreas destinadas voluntariamente a la conservación en México



Fuente: CONANP.

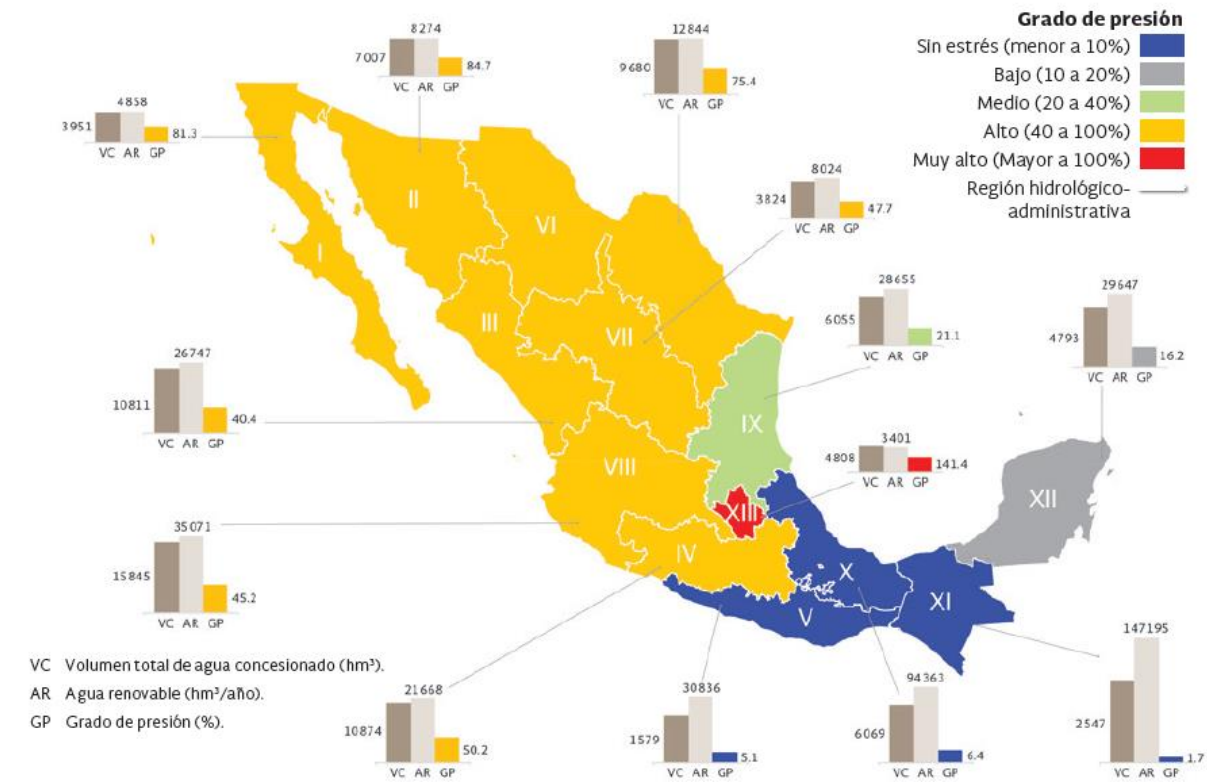
Se observa en el mapa previo que no sólo existen ANP en tierra, sino que también están presentes en las zonas marítimas del país. También podemos ver que su presencia se extiende por todo México, siendo casi imposible estimar un potencial de recurso sin tomar en consideración estas áreas. De igual forma, y como se verá más adelante, muchas zonas con potencial renovable están situadas en zonas protegidas, como es el caso la Costa de Quintana Roo que cuenta con potencial undimotriz, o zonas protegidas de Tamaulipas con potencial eólico.

2.5 Grado de presión hídrica

El grado de presión hídrica es la relación entre el agua empleada en usos consuntivos y el agua renovable, es decir que no considera el agua empleada por hidroelectricidad. Este es un indicador que sirve para medir el grado de presión que se ejerce sobre el recurso hídrico de un país, región o cuenca. Si este porcentaje se encuentra entre 40 y 100% se considera como grado de presión alto, mayor al 100% como muy alto y menor al 10% como “sin estrés”.

En México, el grado de presión en las trece Regiones Hidrológicas Administrativas varía extensamente. Los detalles se muestran en el **Mapa 5**.

Mapa 5. Grado de presión hídrica en México por Región hidrológico-administrativa



Fuente: Estadísticas del agua en México, 2018.

Si bien este factor no considera el agua utilizada para la generación de electricidad pues esta tecnología no consume o modifica las propiedades del agua, sí es un factor para considerar en otras fuentes de energía renovable que pueden llegar a utilizar agua para la generación eléctrica.

2.6 Distancia a las redes nacionales de transmisión

Otro factor que es importante considerar durante los trabajos de estimación de potencial renovable es la distancia del sitio de interés a las Redes Nacionales de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD), hablando específicamente de México. Si bien no es un aspecto determinante dado que es posible considerar un proyecto off-grid o de generación distribuida, para el caso de contemplar la interconexión de una central a la Red sí toma relevancia pues afecta los costos de operación y el costo nivelado de energía. El **Mapa 6** presenta la distribución de las RNT al 2020 en México.

Mapa 6. Red de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: CENACE 2020.

Durante el análisis de este criterio es importante identificar previamente las redes más congestionadas, el fin es evitar considerar la instalación de capacidad en sitios donde no es viable hacerlo.

Se destaca que no existe una distancia límite para ser considerada durante las estimaciones de potencial, cada institución considerará la que crea pertinente.

2.7 Presencia de hábitats y fauna in situ

Otro factor importante que generalmente es considerado como parámetro de exclusión son las zonas con fauna o especies presentes, sin importar si están o no en peligro de extinción; por ejemplo, playas con presencia de tortugas o zonas con rutas migratorias de aves.

Asimismo, (Muhammad, Ziad, Muhammad, Hafiz, & Hafiz, 2020) llevaron a cabo una investigación sobre los impactos ambientales y los factores de riesgo relacionados con las energías renovables. En su investigación presentan una tabla (**Tabla 12**) donde exponen los factores de riesgo relacionados a las energías renovables convencionales.

Tabla 12. Factores de riesgo por tipo de tecnología renovable

Fuente	Contaminación	Pérdida de hábitat/diversidad	Especies exóticas invasoras/fauna	Sobreexplotación	Cambio climático
Eólica	1	3, 4	2	2	2
Solar	1	3	2	2	3
Hidro	1	1, 3	3	3	3
Biocombustibles	1	1	3	3	1
Biomasa	1	1	1	3	1
Energía oceánica	1	3, 4	2	2	2
Geotermia	1	1, 4	2	2	2

Fuente: (Muhammad, Ziad, Muhammad, Hafiz, & Hafiz, 2020). Editado.

Donde 1 representa que existe una fuerte existencia de una causalidad, 2 una referencia insignificante o débil para la existencia de causalidades, 3 referencias teóricas de causalidad y 4 hace referencia a contaminación auditiva, luz y calentamiento, así como otras contaminaciones no químicas.

Con esta tabla podemos reafirmar que sí existen consecuencias negativas al medio ambiente para algunas fuentes de energía renovables, por esta razón, la presencia de fauna in situ debe ser considerada como un parámetro de exclusión en las estimaciones de potencial renovable.

2.8 Factor de planta

El factor de planta (FP) de una tecnología se puede definir como la relación entre la energía real generada por la central eléctrica durante un periodo de tiempo y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo periodo.

La SENER presentó en el PRODESEN 2018 la variación de los FP por región de transmisión en el país para la energía eólica y solar, este dato se presenta en el **Mapa 7**.

Mapa 7. Factores de planta para energía solar fotovoltaica y eólica





Fuente: PRODESEN 2018.

El factor de planta es relevante al estimar el potencial de generación eléctrica solar y eólico. De los mapas anteriores podemos concluir que, si bien no existe una variación considerable del FP para ambas energías, éste sí tendrá un efecto directo en las estimaciones de generación eléctrica potencial que se calcule.

Asimismo, el factor de planta puede considerarse como una restricción al momento del análisis de evaluación de potencial renovable.

2.9 Factores dependientes de la tecnología

Como ya se explicó anteriormente, las estimaciones de potencial difieren dependiendo del tipo de tecnología que se esté analizando, por esta razón, los parámetros que se contemplen al momento de evaluar el potencial renovable serán concretos y específicos por tecnología. Por ejemplo, durante la evaluación del potencial eólico, la altitud considerada afectará directamente la estimación del potencial, mientras que, para la energía undimotriz la profundidad del lecho marino será la variable más importante.

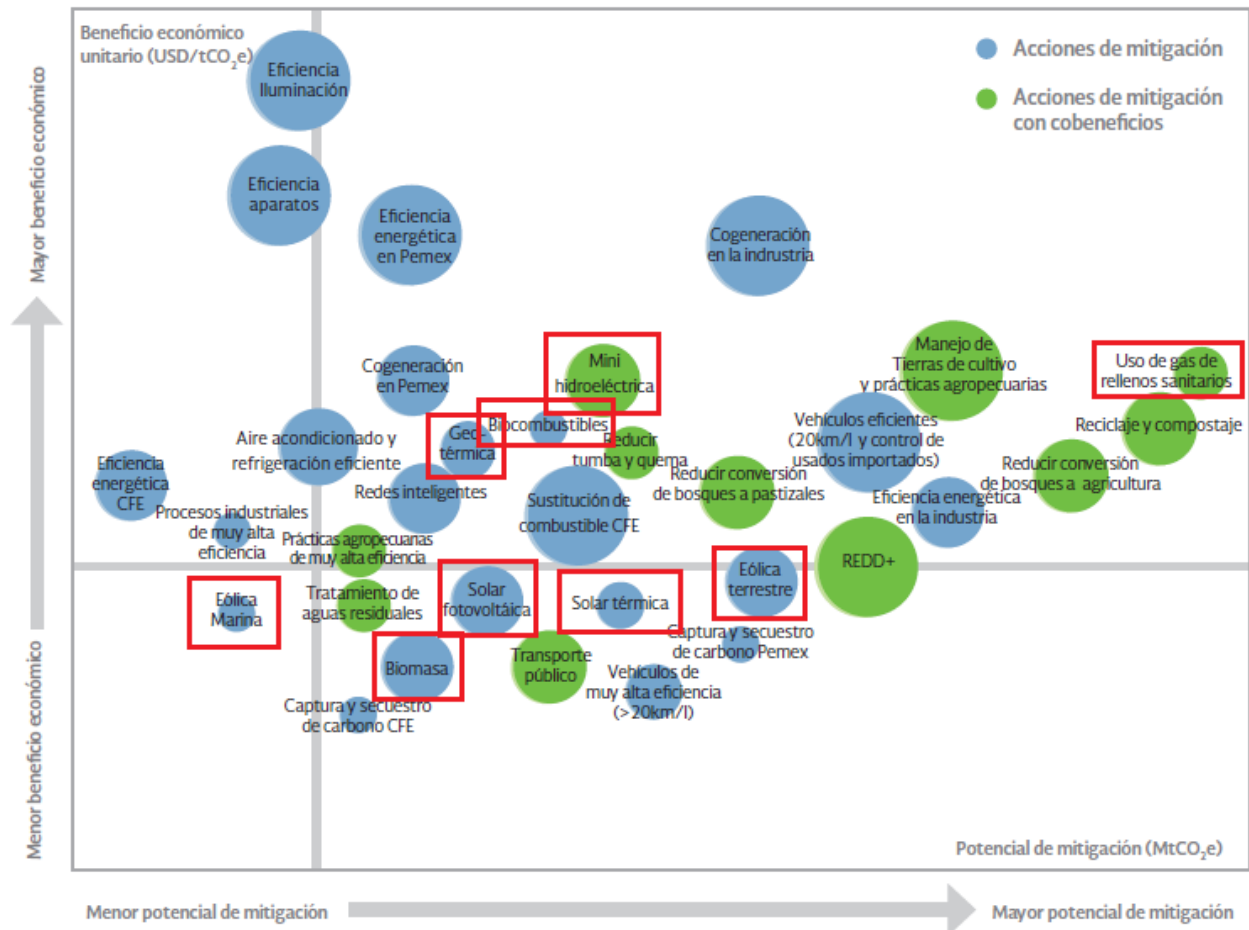
2.10 Factores indirectos

2.10.1 Potencial de mitigación

Este apartado se refiere al potencial de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero por la implementación de una tecnología o una acción puntual, tomando mayor importancia en zonas donde exista la opción de instalar más de un potencial de recurso renovable.

Un diagrama presentado en la *Estrategia Nacional de Cambio Climático* resume este parámetro, considerando diferentes tecnologías de generación renovable y algunas acciones. Ver **Figura 3**.

Figura 3. Potencial de mitigación para diferentes tecnologías y acciones



Fuente: (Gobierno de la República, 2013). Editado.

Aunque la **Figura 3** no es exclusiva para las fuentes renovables que se están estudiando en este trabajo, sí es útil para tener un panorama general de qué tecnologías podrían contribuir más a la disminución de GEI y, al mismo tiempo, identificar qué tecnologías presentan un mejor beneficio económico. Se observa que, considerando sólo el aspecto económico la energía mini hidroeléctrica es la mejor alternativa tecnológica; en tanto que, en el aspecto de emisiones contaminantes, el aprovechamiento de gas proveniente de rellenos sanitarios (por ejemplo, para generación de electricidad con base en biogás) es la mejor alternativa.

Estos dos aspectos pueden ser considerados durante el proceso de planeación, especialmente en un análisis de decisión multicriterio. Sería muy recomendable que esta gráfica se actualice con la información de años más recientes.

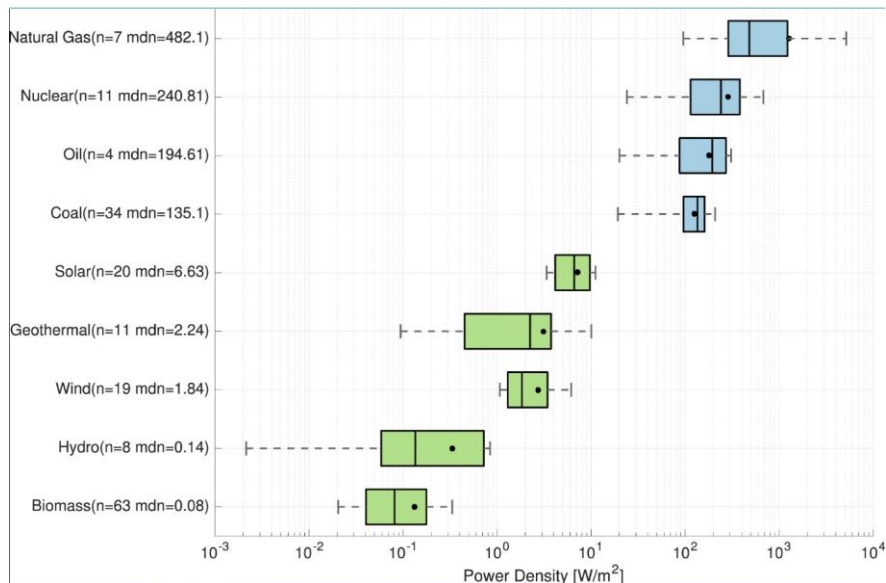
2.10.2 Densidad de potencia producida por superficie

La densidad de potencia es la energía eléctrica producida por superficie de área horizontal (W/m^2).

Uno de los retos más importantes que deben ser considerados es el hecho de que la superficie requerida para una planta de energía renovable es más grande que la superficie requerida por una planta de alguna fuente no renovable, como puede ser una central de ciclo combinado.

Una investigación elaborada recientemente por (Zalk & Behrens, 2018) profundizó en este tema, comparando la densidad de potencia entre 9 tipos de energía y diversos sub-tipos de generación eléctrica en los Estados Unidos. Sus resultados mostraron que las densidades de potencia para las energías no renovables son tres órdenes de magnitud más grandes que las densidades de potencia para energías renovables, en otras palabras, se necesita menos superficie terrestre para poder generar la misma cantidad de energía eléctrica a base de fuentes no renovables.

Gráfico 1. Densidades de potencia para energías renovables y no renovables, escala logarítmica

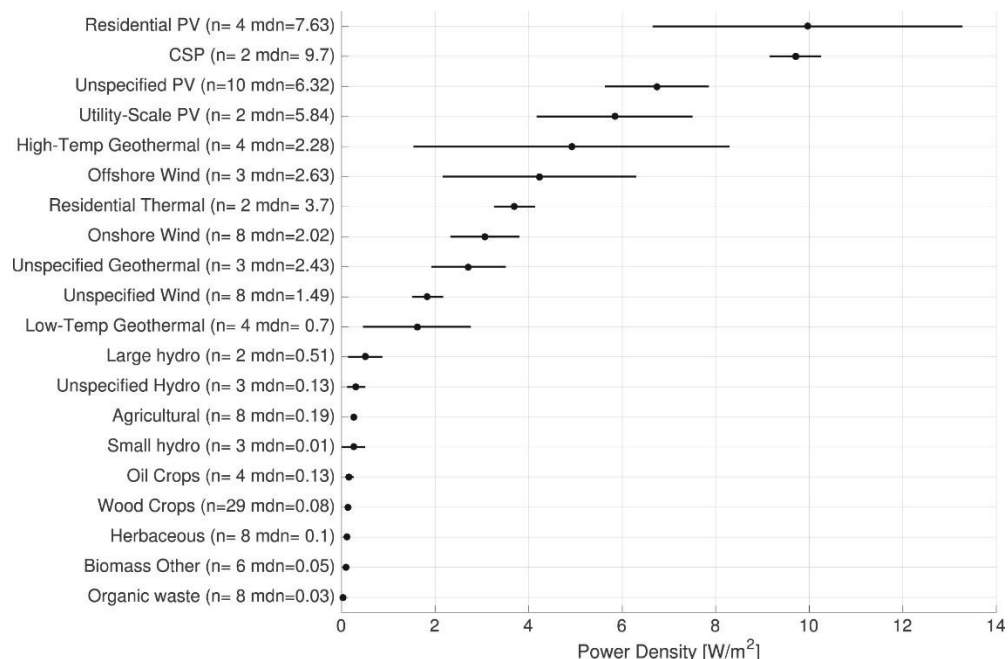


Fuente: (Zalk & Behrens, 2018).

El **Gráfico 1** presenta la densidad de potencia por superficie para diferentes fuentes de energía renovable y no renovable, donde la letra n en el eje x representa el número de valores encontrados en la literatura y las letras mdn representan la densidad de potencia media. Como se mencionó anteriormente, es claro la gran diferencia que existe entre la densidad de potencia de un sistema a base de fuentes renovables y uno a base de fuentes no renovables.

La energía por biomasa es la fuente que presenta las densidades de potencia más bajas, por el contrario, los sistemas con base en gas natural obtienen las densidades de potencia más altas.

Gráfico 2. Densidades de potencia para energías renovables



Fuente: (Zalk & Behrens, 2018).

Respecto al **Gráfico 2**, los autores encontraron que, de los sistemas con base en fuentes renovables, la energía solar fotovoltaica residencial distribuida, seguida de concentración solar presentan la densidad de potencia más alta; incluso se argumenta que es una de las pocas tecnologías renovables que podría incrementar su densidad de potencia con el paso de los años.

2.11 Consideraciones previas a las estimaciones de potencial en México

Un aspecto que debe analizarse para el éxito de este trabajo de investigación es el hecho de que en México la división de las Regiones de Control establecidas por el CENACE no está delimitada por las fronteras de las entidades federativas, lo que ocasiona que existan entidades que comparten más de una Región de Control. Ver **Mapa 8**.

En consecuencia, se tuvo que averiguar qué porción territorial de dichos Estados pertenecía a cada Región. Para resolver este problema se propuso superponer el mapa de cada uno de los estados que presentan este inconveniente; siendo la capa debajo el mapa de la división por Región de Control y la capa de arriba el mapa de la división municipal de la Entidad. A continuación, se expondrán los resultados.

Mapa 8. Regiones de Control

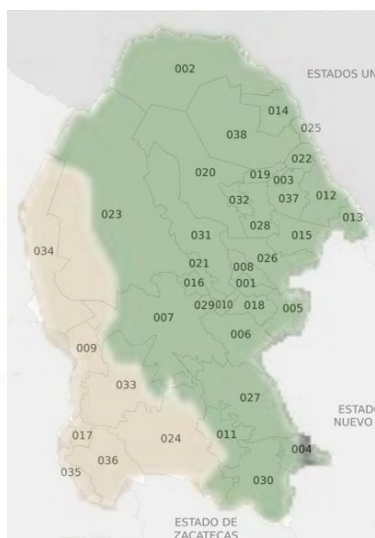


Fuente: PRODESEN 2021.

Coahuila

Uno de los estados que presenta ese problema es Coahuila, como se puede observar en el **Mapa 9**.

Mapa 9. Regiones de Control para Coahuila



Fuente: Elaboración propia.

Al aplicar la superposición de mapas se observa que la Región Noreste (color verde) ocupa la mayor superficie territorial del estado. Se determinó que los municipios de Coahuila que pertenecen a la Región Norte fueron: 34 – Sierra Mojada, 9 – Francisco y Madero, 17 – Matamoros, 35 – Torreón y 36 – Viesca.

Sin embargo, los municipios que siguen compartiendo territorio en las dos Regiones de Control (Norte y Noreste) fueron: 24 – Parras, 23 – Ocampo y 33 – San Pedro.

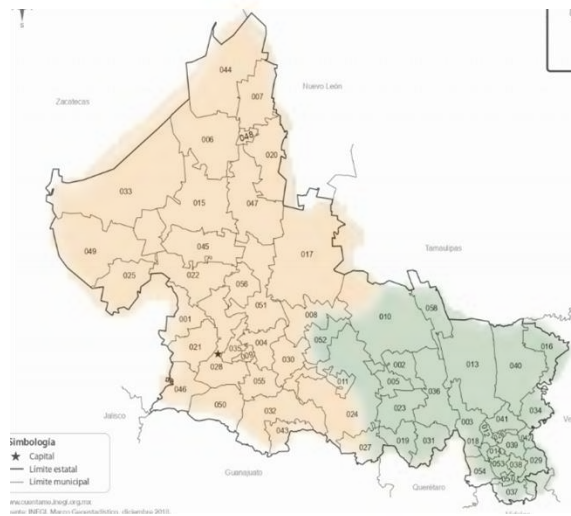
Los municipios restantes (que no se mencionaron explícitamente aquí) pertenecen a la RC Noreste; para los municipios 7 – Cuatro Ciénegas y 11 – General Cepeda, puede argumentarse que pertenecen prácticamente a la Región Noreste.

En conclusión, de los 38 municipios que comprenden Coahuila, 13% pertenecen a la Región Norte, 79% pertenecen a la Región Noreste y 8% comparten ambas Regiones.

San Luis Potosí

Aunque no fue posible hacer coincidir con exactitud el mapa de la Región de Control de San Luis Potosí con su mapa de división municipal, los resultados obtenidos con él fueron de gran ayuda para poder ofrecer una aproximación acerca de qué municipios de SLP pertenecen a la RC Noreste y cuáles a la RC Occidental. Ver **Mapa 10**.

Mapa 10. Regiones de Control para San Luis Potosí



Fuente: Elaboración propia.

Para fines prácticos sólo se enlistarán los municipios que pertenecen a la RC Noreste; los perteneciente a la RC Occidental no se enlistarán, pero se entenderá que son los municipios restantes. De este modo, los municipios de SLP que pertenecen a la Región Noreste son: 58- El Naranjo, 13- Ciudad Valles, 40- Tamuín, 16- Ébano, 34- San Vicente Tancuayalab, 41- Tanlajás, 42- Tanquián de Escobedo, 29- San Martín Chalchicuautla, 37- Tamazunchale, 38- Tampacán, 39- Tampamolón Corona, 26- San Antonio, 57- Matlapa, 53- Axtla de Terrazas, 54- Xilitla, 14- Coxcatlán, 18- Huehuetlán, 12- Tancanhuitz, 3- Aquismón, 36- Tamasopo, 31- Santa Catarina, 19- Lagunillas, 23- Rayón, 5- Cárdenas, 2- Alaquines, 52- Villa Juárez.

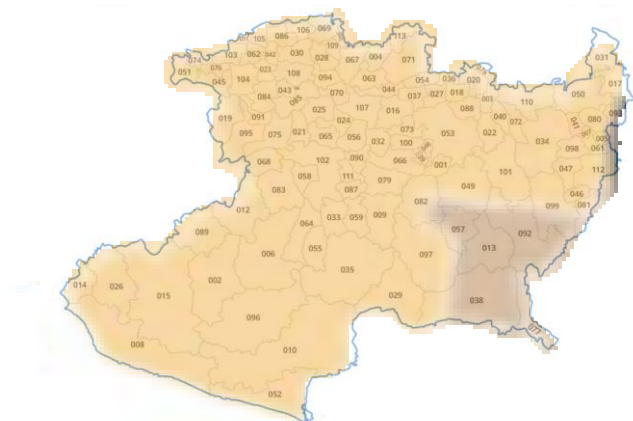
Los municipios que comparten las dos RC son: 27 – San Ciró de Acosta, 24 – Rioverde, 11 – Ciudad Fernández, 10 – Ciudad del Maíz y 8 – Cerritos

De esta manera se concluye que, de los 58 de municipios que comprenden SLP, 26 de ellos pertenecen a la Región Noreste y 5 más también, pero de manera parcial. A manera de porcentaje, aproximadamente el 43% de los municipios que constituyen SLP pertenecen a la Región Noreste, 48% a la Región Occidental y 9% comparten ambas Regiones.

Michoacán

A simple vista puede observarse en el **Mapa 11** que la mayor parte del territorio de Michoacán pertenece a la Región Occidental y una pequeña porción a la Región Central. Debido a esto sólo se enlistarán los municipios que pertenecen a la Región Central.

Mapa 11. Regiones de Control para Michoacán



Fuente: Elaboración propia.

Los municipios de Michoacán que pertenecen a la Región Central son: 13 – Carácuaro, 92 – Tiquicheo de Nicolás Romero y 57 – Nocupétaro.

Los municipios que comparten las dos RC son: 81 – Susupuato, 99 – Tuzantla y 38 – Huetamo

De este modo, se concluye que, de los 113 municipios que integran Michoacán, 3% pertenecen a la Región Central, 94% a la Región Occidental y 3% comparten ambas Regiones.

Guerrero

Para esta Entidad se observa que la mayor parte su territorio pertenece a la Región Oriental y sólo una pequeña porción a la Región Central. Ver **Mapa 12**.

Capítulo 3. Potencial renovable en México

3.1 Potencial Geotérmico

La Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés) define como una central de energía geotérmica a aquella planta que, por medio de la perforación de pozos bombea vapor o agua caliente desde altas profundidades hasta la superficie; una vez en superficie la corriente de vapor o agua caliente hace trabajar una turbina que convierte este trabajo en energía eléctrica. Son necesarios recursos hidrotermales con temperaturas entre 148 °C y 371°C para la generación de energía eléctrica (EIA, 2021).

De acuerdo con los datos más recientes de la IEA Geothermal en su **2020 Mexico country report** (Romo-Jones, Gutiérrez-Negrín, & Canchola-Félix, Febrero 2021) la capacidad geotérmica a octubre del 2020 fue la misma que en el 2019, de 1,005.9 MWe instalados en cinco campos en operación: Cerro Prieto, Los Azufres, Los Humeros, Las Tres Vírgenes y Domo San Pedro. La capacidad operacional también es la misma respecto al año anterior, 947.8 MWe.

Por otro lado, la Secretaría de Energía reporta una capacidad instalada en México de 976 MW, según los últimos datos del reporte PRODESEN 2021. La **Tabla 13** enumera la capacidad por Entidad.

Tabla 13. Capacidad geotérmica instalada en México a 2021

Estado	Tipo de energía	Capacidad (MW)
Baja California	Geotermia	570
Michoacán	Geotermia	275
Puebla	Geotermia	96
Nayarit	Geotermia	25
Baja California Sur	Geotermia	10
Total		976

Fuente: PRODESEN 2021

La estimación del potencial geotérmico se basó en el uso de bases de datos (base(s), de ahora en adelante) públicas, dichas bases fueron obtenidas de la página del AZEL¹² y del INEL¹³. La decisión de utilizar estas fuentes de información fue porque cuentan con datos geográficos precisos (dato indispensable para la geolocalización de los sitios en el territorio mexicano), se

¹² AZEL: Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias.

<https://dgel.energia.gob.mx/azel/mapa.html?lang=es>. (La fecha de actualización de la información es 10 de agosto 2018))

¹³ INEL: Inventario Nacional de Energías Limpias. SENER. <https://dgel.energia.gob.mx/inel/mapa.html?lang=es> (La fecha de actualización de la información es 31 diciembre 2016)

Nota: Al 25 de agosto del 2022 los sitios de internet que contenían las bases de datos no están disponibles. Ver:
<https://www.gob.mx/sener/es/articulos/atlas-nacional-de-zonas-con-alto-potencial-de-energias-limpias?idiom=es>.
<https://www.gob.mx/sener/articulos/inventario-nacional-de-energias-limpias?idiom=es/>

consideran fuentes de información con alto grado de confiabilidad y detallan la metodología utilizada.

Destaca que, todo el potencial geotérmico que se ha evaluado en el país se basa en la geoquímica de manantiales y no toman en consideración muchas fuentes importantes que no se manifiestan en superficie con manantiales. Además, en este trabajo tampoco se analizó el potencial por geotermia no convencional.

El objetivo de este apartado es cuantificar el potencial geotérmico que podría instalarse en el país, específicamente por estado y posteriormente proponer adiciones de capacidad para el periodo 2020-2050.

A continuación, se describen las dos bases y se detallan sus características y metodología utilizada.

3.1.1 Base de datos de AZEL

El Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias reporta cuatro escenarios de potenciales de aprovechamiento de recursos renovables y son numerados del 1 al 4. Para este inventario los datos mostrados *en la pestaña de potencial* de la página del AZEL no coinciden con los datos mostrados en sus bases de datos.

Un error que se encontró fue que las bases están numeradas de manera equivocada, pues la base de datos del Escenario 1 en realidad pertenece al Escenario 3 (y viceversa), mientras que la base del Escenario 4 no está reportada; la base del Escenario 2 es la única que no presenta error. Este detalle también se pudo corroborar con las imágenes satelitales adjuntas a cada escenario.

Para el potencial de geotermia, los escenarios están en función de la temperatura estimada (°C) del fluido geotérmico, siendo los siguientes criterios:

- El Escenario 3 considera temperaturas de 91° hasta 297° C
- El Escenario 2 considera temperaturas de 130° a 297° C
- El Escenario 1 considera temperaturas de 150° a 297° C

En estas bases de datos son reportadas tres capacidades: mínima, media y máxima. Al parecer estas capacidades están en función de la metodología utilizada para evaluar este potencial y sus supuestos.

Se decidió trabajar con la base del escenario 3 pues al momento de estudiarla a detalle se identificó que ya compilaba los sitios del escenario 1, 2 (y probablemente algunos del escenario 4). La base se editó un poco con el fin de tener una mejor visualización y manejo de los datos; ningún dato fue alterado durante este proceso.

Las columnas que contiene la base, de izquierda a derecha son las siguientes: ID, longitud, latitud, entidad, municipio, sitios, temperatura (°C), energía mínima (ENR_MIN), Capacidad mínima (CAP_MIN), generación mínima (GEN_MIN), emisiones de CO₂ mínima (EMICO2_MIN), energía media (ENR_MED), Capacidad media (CAP_MED), generación media (GEN_MED), emisiones de CO₂ media (EMICO2_MED), energía máxima (ENER_MAX), Capacidad máxima (CAP_MAX), generación máxima (GEN_MAX), emisiones de CO₂ máxima (EMICO2_MAX), factor de planta estimado (medio) y base de datos.

Solo fue eliminada la columna *CVE* de la base de datos original pues no contenía información relevante. Se agregó la columna factor de planta estimado solo para los datos con clasificación media (capacidad y generación media) y la última columna denominada Base de datos.

La nueva base es una tabla de Excel, por ello, se puede visualizar de manera más fácil y rápida la información gracias a los filtros. Esta base se deja para su consulta en el siguiente link: https://docs.google.com/spreadsheets/d/1DLSc5LII_kG5ejZxVMhYadnYh0W3y93g/edit?usp=sharing&oid=104114766339991553373&rtpof=true&sd=true.¹⁴

El número total de datos (sitios disponibles) es de 216. Las capacidad y generación total se muestra en la **Tabla 14**.

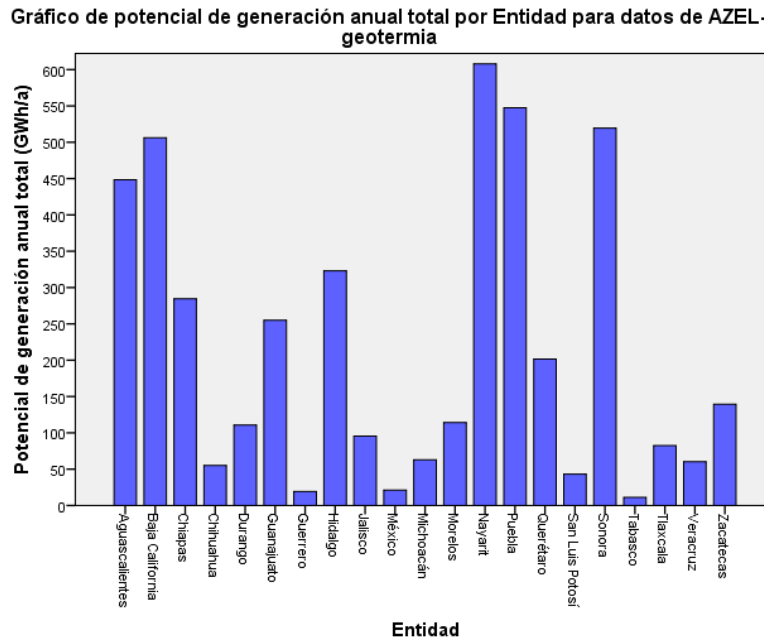
Tabla 14. Capacidad y potencial de generación total geotermia con datos de AZEL

	Capacidad (MW)	Generación (GWh/a)
Mínima	285.74	2 254.35
Media	571.48	4 508.70
Máxima	857.23	6 763.05

El siguiente (**Mapa 13**) fue obtenido con Power BI e ilustra la localización de cada uno de los sitios para los tres escenarios con potencial geotérmico en el país.

¹⁴ Desde el 30 de marzo de 2022 las páginas de AZEL e INEL han dejado de funcionar, afortunadamente estas bases pudieron obtenerse antes de que ocurriera esto.

Gráfico 4. Potencial de generación anual por estado para datos de AZEL escenario 3

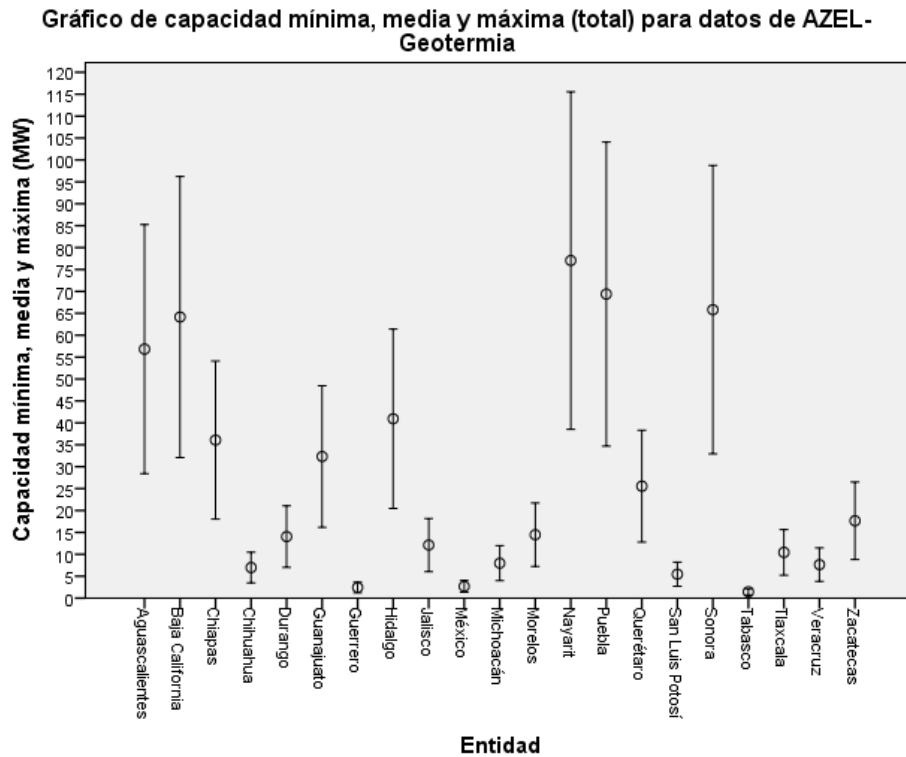


Fuente: Elaboración propia con base de datos AZEL (escenario 3).

Una vez graficados los datos es posible observar de mejor manera la Entidad con el mayor potencial, tanto de capacidad como de generación anual. Ambas gráficas presentan el mismo comportamiento. Los estados con el mayor potencial geotérmico según las estimaciones hechas por AZEL son Nayarit, Puebla y Sonora.

Por último, también se elaboró un gráfico en el que se puede observar el rango de valores en los que varía el potencial geotérmico que presenta la base de datos de AZEL, considerando capacidad mínima, media y máxima. Este gráfico sólo se elaboró con fines ilustrativos, pues, como ya se mencionó con anterioridad, en este trabajo se utilizó sólo los datos de capacidad y generación media. Ver **Gráfico 5**.

Gráfico 5. Capacidad geotérmica mínima, media y máxima para datos de AZEL escenario 3



Fuente: Elaboración propia con software SPSS¹⁵ y datos de AZEL.

Un gráfico que se consideró importante al hablar de potencial geotérmico fue el de la temperatura del sitio (**Gráfico 6**), pues esta variable juega un papel muy importante al momento de determinar un sitio con potencial geotérmico. Para este trabajo se han considerado todos los sitios con potencial, independientemente de su temperatura in situ; esto en virtud de que existen sitios alrededor del mundo donde se han aprovechado yacimientos de baja y alta entalpía (baja y alta temperatura).

¹⁵ Para más información sobre el software ver: <https://www.ibm.com/mx-es/spss>

Gráfico 6. Temperatura de sitios con potencial geotérmico



Fuente: Elaboración propia con datos de AZEL-ESC3.

3.1.2 Base de datos INEL

Los datos reportados en la base del INEL son el resultado de estudios de la CFE, la UNAM y la CRE. Para el cálculo del potencial se recolectaron muestras de todos los manantiales termales que se tenían inventariados, posteriormente, se determinó la analítica de datos químicos (sodio, potasio, calcio, magnesio, cloruros, sulfatos, sílice, etc.) necesarios para: determinar el origen y la clasificación de las aguas, para el cálculo de las temperaturas de equilibrio agua-roca, como indicativo de las temperaturas probables en el subsuelo.

A mayor temperatura estimada es mayor la posibilidad de que el sitio pueda explotarse mediante la geotermia, toda vez que se reúnen las siguientes características: existencia de una fuente primaria de calor, existencia de un yacimiento receptor del calor, permeable, y la presencia de un sello o cobertura impermeable sobre el yacimiento (Secretaría de Energía, 2017).

En el contexto geotérmico (Hiriart, 2011) define el concepto de hidrotermal como aquellas soluciones mineralizadas calentadas por contacto con rocas calientes y/o por magmas en enfriamiento que sufren movimientos de convección en un yacimiento.

Esta base de datos hace uso del concepto potencial probado y probable para diferenciar el grado de confiabilidad de los datos.

La página del INEL señala que la fecha de actualización de la información fue el 31 de diciembre del 2016, en tanto que, la fecha de actualización de la aplicación fue el 10 de agosto del 2018.

Una vez identificada la base se prosiguió a editarla para tener un mejor manejo de los datos.

El nuevo repertorio cuenta con cinco pestañas. La pestaña *Datos_Totales* contiene todos los sitios con potencial geotermoeléctrico hidrotermal (probado y probable). El número total de datos son 277. También se insertó la columna *ID* como identificador numérico de los datos. Se insertaron dos columnas más, una de ellas es la columna *Gen / Cap* que es un cociente entre los valores de generación y capacidad; mientras que la otra columna *FP estimado* es el cálculo del factor de planta estimado.

La pestaña *PotencialProbado*, como su nombre lo indica, sólo contempla sitios clasificados como potencial probado. El número total de datos bajo esta clasificación es sólo de 10 y suman una capacidad total de 331.62 MW, sin embargo, en dos de estos sitios la capacidad actualmente ya está instalada y corresponde al sitio geotérmico de Los Azufres III y Los Humeros III.

Finalmente, la pestaña *PotencialProbable* sólo considera sitios con esta clasificación. El número total de datos es de 267 y juntos cuantifican una adición de capacidad probable de 5,730.08 MW y un potencial de generación de 45,207.14 GWh/a.

Dos sitios dentro de esta base (pertenecientes al Estado de Baja California) presentan un potencial geotérmico atípico. Respecto al primer sitio, **Yacimiento Cerro Prieto**, éste se descartó por completo en la cuantificación de potencial, mientras que para el segundo sitio, **Yacimiento Laguna Salada**, se consultó una tesis titulada “*Modelo Geotérmico conceptual y evaluación prospectiva del área Laguna Salada, Baja California Norte, México*” (Leal, 2022) donde, con base en un estudio riguroso de datos de campo históricos de CFE, datos geológicos y datos geoquímicos del sitio se pudo modelar y estimar su potencial geotérmico; fueron utilizadas dos metodologías (USGS con Montecarlo y Dick Benoit) y en ambas se llegó a un potencial geotérmico de aproximadamente 39 MW. Este valor fue sustituido en la base de datos, la generación anual se calculó por cuenta propia utilizando un factor de planta de 7.89, el resultado fue de 307.71 GWh/a¹⁶.

¹⁶ La base de datos de INEL completa puede consultarse en el siguiente enlace:

https://docs.google.com/spreadsheets/d/1q3ncmPka_CCck2EMF8A0GPpCLxN47VU2/edit?usp=sharing&ouid=104114766339991553373&rtpof=true&sd=true

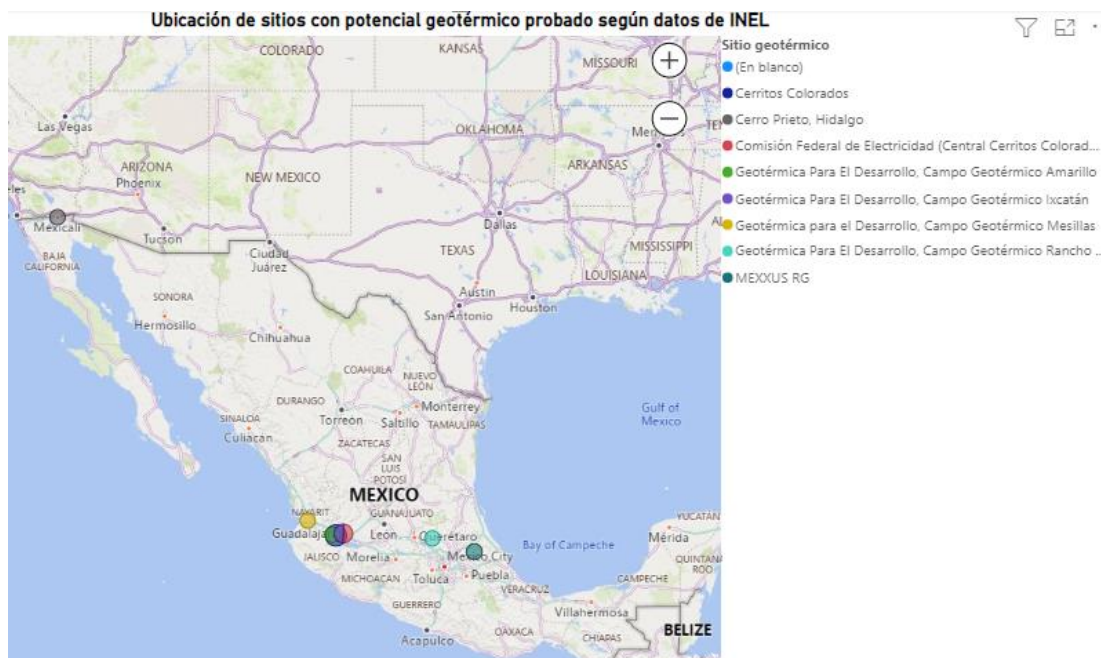
Al descartar el yacimiento de cerro prieto y cambiar el valor de potencial del yacimiento Laguna Salada el potencial total pasó de 5,730 MW a 2,064.12 MW, mientras que el valor de generación pasó a ser de 16,284.91 GWh/a.

Mapa 14. Sitios con potencial geotérmico según datos de INEL-Probable



Fuente: Elaboración propia con Power BI y datos de INEL-Probable.

Mapa 15. Sitios con potencial geotérmico según datos de INEL-Probado



Fuente: Elaboración propia con Power BI y datos de INEL-Probado

Enlace al informe web (ambos mapas):
<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiZGZiYTU1N2UtYTtIOS00NjE0LTk1NTQtZDQwNmMxY2U4YTljliwidCI6IjVmMjgyOTEwLTE3NmYtNDU5ZC1hYjdkLWI3NDRhYTZIZmMwNyIsImMiOiR9>

El **Mapa 15** contempla 8 de los 10 sitios con clasificación de potencial probado, en virtud de que los dos sitios omitidos son capacidad que ya ha sido instalada (como se mencionó con anterioridad).

3.1.3 Otros estudios

Por otro lado, en un informe realizado por el Dr. Gerardo Hiriart para la CRE (Hiriart, 2011) se realizó una revisión de estudios y evaluaciones de potencial geotérmico en el país, desde 1975 hasta el año 2011; se resume en la **Tabla 15**.

Tabla 15. Estimaciones históricas de potencial geotérmico en México

Autor	Año	Capacidad instalada en esa fecha	Principales premisas y bases de la estimación	Total (MW)
Alonso H.	1975	75	Se asumió un potencial de 500 MW en Cerro Prieto, 100 MW en diversas zonas estudiadas y 75 MW en cada una de las zonas descubiertas hasta esa fecha.	4,000
Mercado S	1976	170	Método volumétrico con base en características geoquímicas de las manifestaciones conocidas en esa fecha.	13,110
Alonso H.	1985	170	Estimación geológica. Estimó reservas probadas de 1340 MW, probables de 4600 MW y posibles de 6000 MW.	11,940
Mercado y otros	1985	170	Método volumétrico estimando recursos de temperaturas intermedias (125°-135°C) en dos zonas del país; centro (3600 km ² y km de espesor) y sur (2000 km ² y 1.5 km de espesor).	45,815
Iglesias y Torres	2009	958	Estimación calor almacenado a 3 km método volumétrico y Montecarlo para el 21% de las 1310 manifestaciones reportadas (1993) de temperatura baja a intermedia en 20 estados.	77-86 (EJ térmicos)
Ordaz y otros	2011	958	Método volumétrico sobre 1300 localidades de baja a alta temperatura. Reservas probadas 186 MW, probables 2077 MW y posibles 7423 MW.	9,686

Fuente: (Hiriart, 2011)

Como se puede notar, las estimaciones de potencial hechas por los diversos autores van desde 4,000 MW hasta 45,815 MW, una diferencia exorbitante. Las bases de estimación difieren en algunos autores, predominando las estimaciones basadas en métodos volumétricos, estimación geológica y estimación por calor almacenado. Otro detalle que vale la pena resaltar es que la capacidad geotérmica instalada a abril del 2020 prácticamente ha sido la misma desde el 2011, incrementándose sólo en una magnitud de 18 MW.

En este documento también se muestra un mapa muy interesante, considerado la primera estimación de reservas geotérmicas de temperatura intermedia a baja en veinte estados del país (276 localidades). Es notable que, este mapa es muy similar al obtenido con los datos de INEL, considerando prácticamente el mismo número de sitios (277 para la base de datos de INEL). Igualmente, en este informe se seleccionaron veinte zonas geotérmicas con buen potencial, basado en estudio geológicos, geoquímicos y geofísicos del sitio. Para estos sitios

se describieron las principales características geotérmicas del yacimiento y se evaluó el potencial eléctrico por el método volumétrico y descompresión gradual.

Para este trabajo se utilizó la capacidad estimada por el método de descompresión gradual, sumando 701 MW totales. La **Tabla 16** resume los sitios mencionados:

Tabla 16. Zonas geotérmicas consideradas interesantes para explotar en México, Hiriart¹⁷

ID	Municipio cercano	Distancia a la Zona (km)	Zona geotérmica	Latitud	Longitud	Estado	Temperatura del yacimiento			Potencial (MW)	
							Mínima (°C)	Esperada (°C)	Máxima (°C)	Modelo volumétrico	Modelo de descompresión
1	Guadalajara	15	La Soledad	20.901	-103.358	Jalisco	181	210	230	52	51
2	Tlajomulco de Zúñiga	0	Las Plantillas	20.550	-103.517	Jalisco	220	240	250	70	83
3	Huichapan	20	Pathé	20.558	-99.714	Hidalgo	190	215	230	33	49
4	Zinapécuaro	0	Araró	19.875	-100.875	Michoacán	190	215	230	21	32
5	Chignahuapan		Acoculco	19.783	-98.333	Puebla	160	280	300	107	48
6	Ixtlan de los Hervores	0	Ixtlan de los Hervores	20.167	-102.391	Michoacán	170	220	250	17	15
7	Sahuayo	10	Los Negritos	20.040	-102.632	Michoacán	175	220	240	24	20
8	Jala	0	Volcan Ceboruco	21.106	-104.583	Nayarit	220	240	260	74	50
9	San Pedro Lagunillas	5	Graben de Compostela	21.163	-104.722	Nayarit	200	225	250	105	110
10	Ojinaga	80	San Antonio El Bravo (Ojinaga)	30.083	-104.750	Chihuahua	200	215	230	27	36
11	Maguarichic	0	Maguarichic	27.875	-107.992	Chihuahua	150	155	160	1	1
12	Puruandiro	0	Puruandiro	20.090	-101.496	Michoacán	160	165	170	10	12
13	Unión Juárez	0	Volcan Tacana	15.118	-92.146	Chiapas	210	250	290	60	52
14	Tequila	5	El Orito-Los Borbollones	20.967	-101.870	Jalisco	160	180	200	11	9
15	San Cristóbal de la Barranca	0	Santa Cruz de Atistique	21.108	-103.438	Jalisco	165	185	200	22	13
16	Pichucalco	20	Volcan Chichonal	17.353	-93.253	Chiapas	200	250	290	46	45
17	Ameca	0	Hervores de la Vega	20.606	-103.884	Jalisco	175	220	230	45	45
18	Compostela	0	Los Hervores-El Molote	21.250	-105.000	Nayarit	180	200	230	36	17
19	Apaseo el Alto	0	San Bartolome de los Banos	20.434	-100.630	Guanajuato	165	220	230	7	9
20	Santiago Papasquiaro	0	Santiago Papasquiaro	25.154	-105.472	Durango	160	170	180	4	4
						Total				772	701

Se observa que la mayoría de los sitios propuestos por Hiriart presentan temperaturas esperadas de yacimiento por encima de los 200 °C. Además, Jalisco y Michoacán son los estados que albergan la mayor cantidad de zonas geotérmicas con potencial.

¹⁷ Gerardo Hiriart le Bert, *Evaluación de la energía geotérmica en México*, (México; Inter-American Development Bank, 2011).

3.1.3.1 Factor de planta

En vista de que el autor no estimó el dato de generación anual ni consideró factores de planta, se optó por utilizar el factor de planta medio calculado por la Secretaría de Energía en la edición del PRODESEN 2018²⁰ que es de 0.80 para México; sólo para los valores del Modelo de descompresión.

El potencial de generación anual calculado con ese factor de planta quedó de la siguiente manera (**Tabla 17**). La generación anual total podría llegar a ser del orden de 4,912 GWh/a.

Tabla 17. Capacidad y generación estimados para datos de geotermia Hiriart

Zona geotérmica	Potencial (MW)	FP	Generación anual (GWh/a)
La Soledad	51	0.8	357.41
Las Plantillas	83	0.8	581.66
Pathé	49	0.8	343.39
Araró	32	0.8	224.26
Acoculco	48	0.8	336.38
Ixtlan de los Hervores	15	0.8	105.12
Los Negritos	20	0.8	140.16
Volcan Ceboruco	50	0.8	350.40
Graben de Compostela	110	0.8	770.88
San Antonio El Bravo (Ojinaga)	36	0.8	252.29
Maguarichic	1	0.8	7.01
Puruandiro	12	0.8	84.10
Volcan Tacana	52	0.8	364.42
El Orito-Los Borbollones	9	0.8	63.07
Santa Cruz de Atistiqué	13	0.8	91.10
Volcan Chichonal	45	0.8	315.36
Hervores de la Vega	45	0.8	315.36
Los Hervores-El Molote	17	0.8	119.14
San Bartolome de los Banos	9	0.8	63.07
Santiago Papasquiario	4	0.8	28.03
TOTAL	701		4,912.61

3.1.4 Nueva Metodología

Una vez que se analizaron las tres bases de datos, el siguiente paso consistió en juntarlas para identificar los sitios repetidos entre bases, el objetivo fue evitar potenciales duplicados. Este análisis se efectuó tomando como criterio de repetición la columna de municipio y estado, pero, la columna sitio también fue considerada como segundo criterio de importancia pues existían municipios repetidos entre bases que consideraban diferentes sitios.

El orden de importancia fue el siguiente: se conservaron todos los datos de la base de Hiriart pues se considera que contempla sitios con estudios históricos de campo más fiables, por otro lado, los datos con la clasificación de probado de la base de INEL también se conservaron por ser lugares que ya cuentan con contrato de la CRE. Finalmente, de los datos restantes que se duplicaban se optó por conservar aquellos que pertenecen a la base de datos del AZEL debido a que cuenta con información más detallada.

²⁰ Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032. Consultado en <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf>

El número total de datos es de 356, sumando una capacidad de 2,559.68 MW y un potencial de generación anual de 19,531.64 GWh/a.

La base de datos sin duplicados fue resumida y se omitieron algunas columnas de cada sitio, sin verse afectada la información. Esto se tuvo que hacer para poder analizar de una manera más rápida y fácil los datos repetidos entre bases. Las columnas de la nueva base quedaron de la siguiente manera: ID, Entidad, Municipio/Zona geotérmica, sitio, temperatura (°C), capacidad (MW), generación (GWh/a), emisiones de CO2 (ton), escenario o clasificación y Base de datos²¹.

Se recomienda a cualquier persona interesada en tener información un poco más detallada de cada sitio que consulte las bases de datos de cada fuente de manera individual.

3.1.5 Propuesta de adiciones

Para la propuesta de adiciones de capacidad se contemplaron las siguientes condiciones:

- Capacidad instalada a abril de 2021 de 976 MW según datos del último PRODESEN 2021.
- Las adiciones para los primeros 5 años (2020 a 2025) se hicieron considerando los ocho sitios con potencial probado de la base de datos de INEL, sumando 256.62 MW.
- Las adiciones del año 2025 al 2030 contemplan el potencial estimado por Hiriart, sumando 701 MW. Este es el periodo con las mayores adiciones de capacidad.
- Para las adiciones del 2035 al 2050 se consideraron los sitios restantes (AZEL e INEL). El orden propuesto de adiciones se hizo considerando los estados con el mayor potencial de capacidad instalable y los estados donde históricamente no ha existido capacidad instalada de este tipo.

El resumen de las adiciones propuestas se expone en la **Tabla 18** y **Gráfico 7**. La capacidad instalada se muestra en el **Gráfico 8**.

²¹ La nueva base de datos puede consultarse en el siguiente enlace:

<https://docs.google.com/spreadsheets/d/1gylruNcW8sU4NWXEHhDwoCOI57sgdAwd/edit?usp=sharing&oid=104114766339991553373&rtpof=true&sd=true>

Tabla 18. Propuesta de adiciones de capacidad para energía geotérmica

Estado	Energía	Capacidad Instalada 2021 (MW)	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Total
Aguascalientes	Geotermia					78.48			78.48
Baja California	Geotermia	570	25				56	167.7	818.7
Baja California Sur	Geotermia	10					154		164
Chiapas	Geotermia			97			128		225
Chihuahua	Geotermia			37			109.05		146.05
Durango	Geotermia			4				88.93	92.93
Estado de México	Geotermia					27.55			27.55
Guanajuato	Geotermia			9				101.07	110.07
Guerrero	Geotermia					2.44			2.44
Hidalgo	Geotermia		25	49				68.58	142.58
Jalisco	Geotermia		151.62	201		17.7			370.32
Michoacán	Geotermia	275		79			71.8		425.8
Morelos	Geotermia					30.7			30.7
Nayarit	Geotermia	25	55	177		132.18			389.18
Puebla	Geotermia	96		48				136.23	280.23
Querétaro	Geotermia				47.06				47.06
San Luis Potosí	Geotermia				18.82				18.82
Sonora	Geotermia				75.84				75.84
Tabasco	Geotermia				1.43				1.43
Tlaxcala	Geotermia				15.53				15.53
Veracruz	Geotermia				7.65				7.65
Zacatecas	Geotermia				65.02				65.02
Total			976	256.62	701	231.35	289.05	518.85	3,535.38

Gráfico 7. Adiciones de capacidad geotérmica propuestas para el periodo 2020-2050

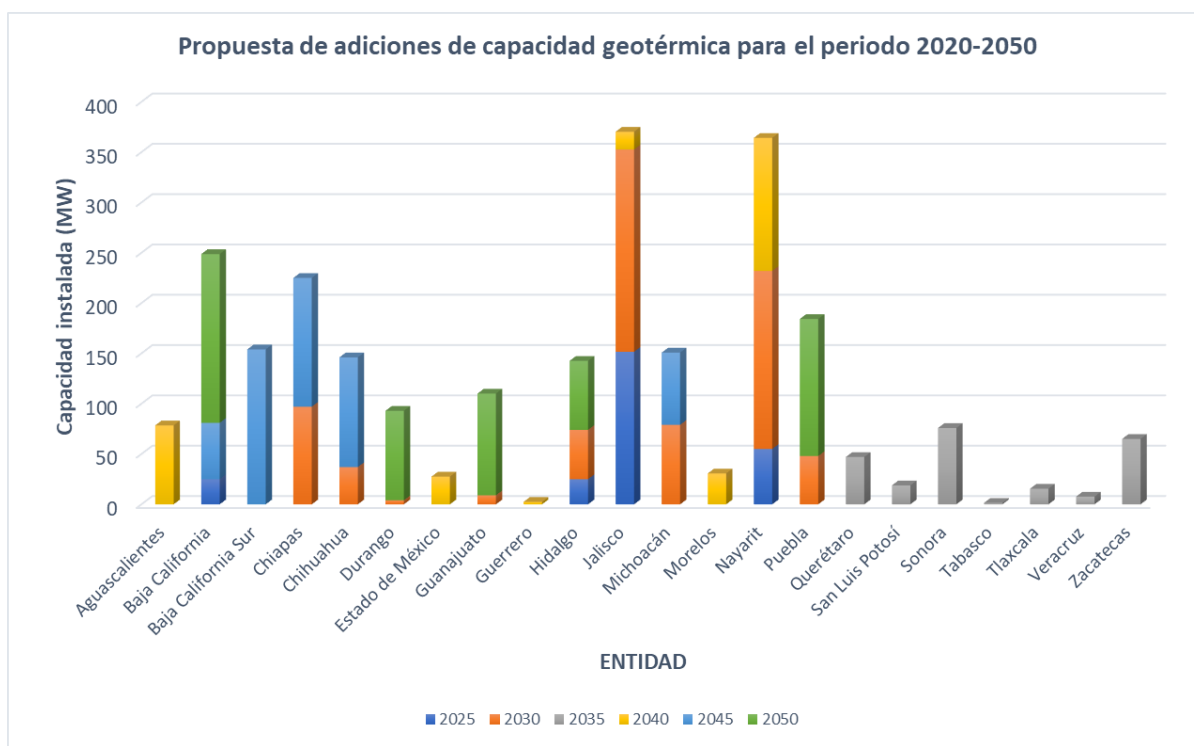
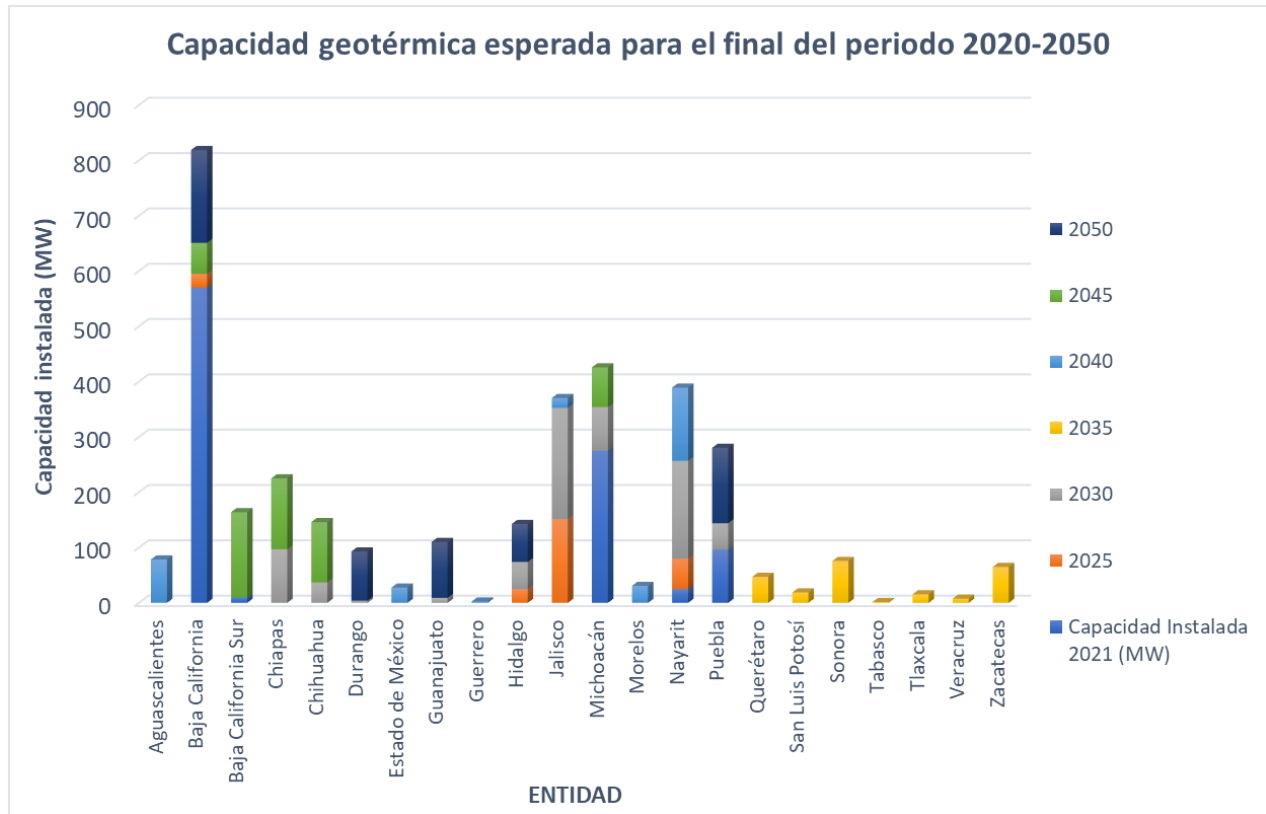


Gráfico 8. Capacidad geotérmica esperada para el final del periodo 2020-2050



3.1.6 Análisis por Región de Control

Una vez que se obtuvo la versión final de la base de datos, se continuó con la asignación de potencial tomando como referencia la ubicación municipal del nodo para las distintas Regiones de Control (RC) alrededor del país.

Los municipios que no contaban con nodo, pero sí con potencial geotérmico fueron incluidos en el Excel de nodos. Algunos datos se muestran en color verde para identificarlos como sitios con potencial probado, mientras que otros se señalan con color azul para identificarlos como potencial estimado por Hiriart²².

Una vez terminado este paso, se pudo asignar el potencial por Región de Control. El **Gráfico 9** da los detalles.

²² Esta base puede consultarse en el siguiente enlace:

<https://docs.google.com/spreadsheets/d/11xhQwHMKnXj82OO1zfpU7FCxabBnARY6/edit?usp=sharing&oid=104114766339991553373&rtpof=true&sd=true>

Gráfico 9. Adiciones de capacidad geotérmica por Región de Control para el periodo 2020-2050

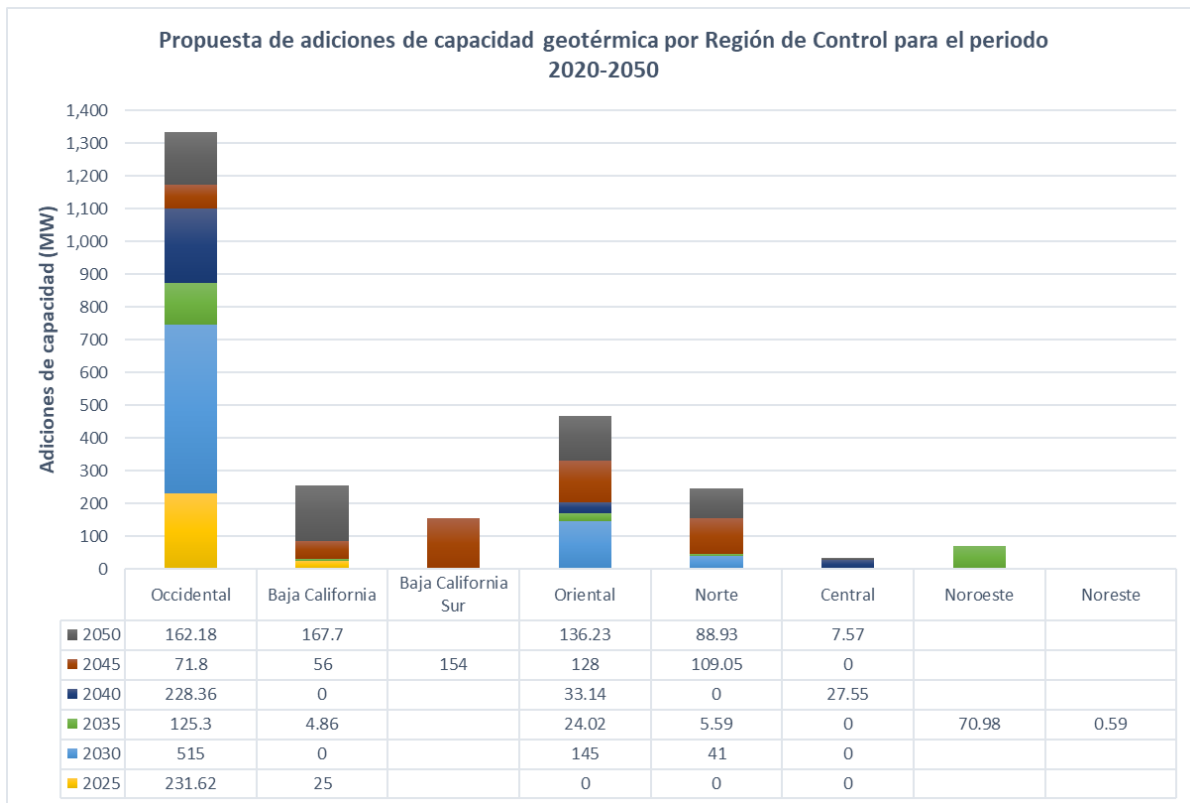
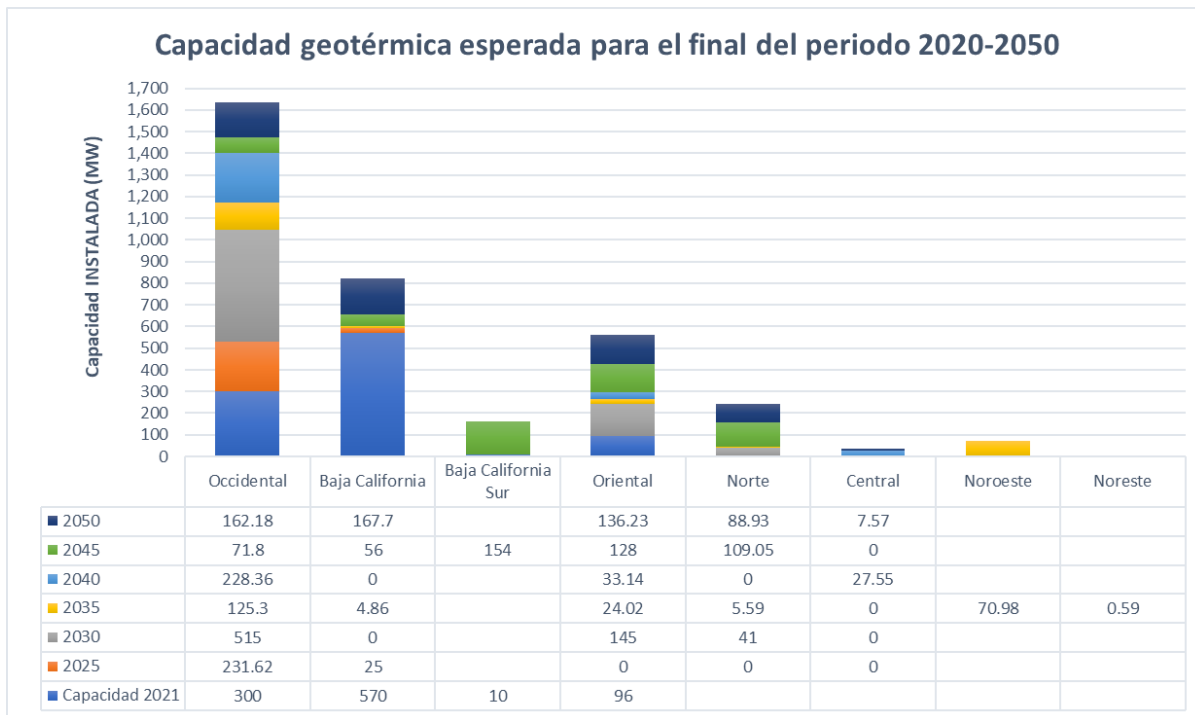


Gráfico 10. Capacidad geotérmica esperada para el final del periodo 2020-2050 después de propuesta de adiciones



3.1.7 Análisis de resultados

Con la propuesta de adiciones hecha la capacidad instalada final pasaría a ser de 3,535 MW para el final del periodo 2020 – 2050, las adiciones propuestas serían de 2,559 MW.

Los estados con las adiciones de capacidad más altas serían Nayarit y Jalisco, con aproximadamente 350 MW (cada uno). Para el final del periodo de estudio Baja California seguiría siendo el estado con la mayor capacidad geotérmica instalada. Destaca que con esta propuesta de adiciones se instalaría capacidad geotérmica en estados donde históricamente no ha existido; es el caso de Jalisco, Chihuahua y Chiapas, entre otros.

El PAMRNT 2021-2035²³ elaborado por el CENACE señala como meta de capacidad geotérmica para el año 2050 (escenario 1) 1,376 MW, menos de la mitad de capacidad considerada en este trabajo.

Analizando los gráficos por Región de Control se concluye que la Región con la mayor adición de capacidad será la Occidental; por el contrario, las regiones Noreste y Central presentarán adiciones muy pequeñas, incluso podría decirse que insignificantes.

En relación con la capacidad final esperada para el final del periodo de estudio, se observa que la región Occidental concentrará la mayor capacidad instalada, aproximadamente el 40% del total; le seguirá la región de Baja California y la región Oriental.

²³ Programa de Ampliación y Modernización de las RNT y RGD del Mercado Eléctrico Mayorista 2021-2035, página 892:
https://www.cenace.gob.mx/Docs/10_PLANEACION/ProgramasAyM/Programa%20de%20Ampliacion%20y%20Modernizacion%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202021-202035.pdf

3.2 Potencial bioenergía

La bioenergía es considerada una energía renovable derivada de la biomasa²⁴. Algunos ejemplos de biomasa son la madera, residuos y cultivos orgánicos. Esta biomasa es convertida a combustible sólido, líquido o gaseoso que puede ser utilizado para generar electricidad, calor o ser aprovechado como combustible de transporte (biocombustible) (IEA Bioenergy , 2022). Para efectos de esta tesis la investigación se centró sólo en las formas de bioenergía que se emplean para la generación de electricidad; y no en aquellas que se utilizan con otros fines diferentes a la generación de energía eléctrica.

Según datos de la (IRENA, 2020), en 2020 México contaba con una capacidad instalada de bioenergía del orden de 1,110 MW, de los cuales 811.5 MW pertenecían a biocombustibles sólidos y 198.5 MW a biogás.

Por otro lado, la Secretaría de Energía cuantificó una capacidad instalada a abril de 2021²⁵ de 406 MW, la más baja de las fuentes renovables que se estudiarán aquí. Es importante destacar que esta capacidad está catalogada como capacidad propiedad de Permisarios. La **Tabla 19** detalla la capacidad por estado.

Tabla 19. Capacidad instalada de bioenergía en México al 2021

Estado	Capacidad (MW)
Veracruz	192
Oaxaca	50
San Luis Potosí	49
Hidalgo	31
Jalisco	25
Nuevo León	17
Chiapas	12
Chihuahua	6
Nayarit	4
Querétaro	4
Tabasco	4
Aguascalientes	3
Coahuila de Zaragoza	3
Guanajuato	3
Durango	2
Estado de México	2
Morelos	1
Puebla	1
Total	409

Fuente: PRODESEN 2021.

²⁴ La biomasa se define como material biológico que es producido directa o indirectamente por la fotosíntesis.

²⁵ Según datos del último PRODESEN 2021

Se advierte que la Secretaría de Energía en el reporte PRODESEN 2018 reportó una capacidad total instalada de 1,007 MW y una generación anual de 1,884 GWh/a; dentro de cuatro categorías: usos propios continuos, generación, cogeneración y autoabastecimiento. Sin embargo, a partir de su edición 2019 y hasta el momento, la capacidad reportada disminuyó drásticamente. Se interpreta que esto no está relacionado con un aspecto de retiros de capacidad, sino más bien, con un aspecto de tipo de información reportada públicamente.

A continuación, se hablará un poco de cada uno de los tipos de biomasa más comunes para el aprovechamiento bioenergético, entre estos residuos se encuentra el forestal, el pecuario y los residuos sólidos urbanos.

3.2.1 Potencial por biomasa forestal

La Comisión Nacional Forestal (CONAFOR) señala un alto potencial de biomasa forestal residual debido a las actividades de manejo de los bosques, extracción e industrialización de los residuos maderables o dendroenergéticos. Según estudios, en México se generan alrededor de 700,000 tMS de residuos forestales, representando un potencial energético de 12,600 TJ, equivalentes a una generación de 3,500 GWh/a (CONAFOR , 2017).

A pesar de su gran potencial, la generación de energía eléctrica por biomasa forestal tiene barreras en aspectos de regulación, financiamiento, difusión y tecnología que limitan su desarrollo en México. Asimismo, el uso comercial que se le da a estos residuos también debe ser estudiado y contemplado al momento de estimar un potencial por biomasa forestal.

Por otro lado, algunas consideraciones previas que deben ser tomadas en cuenta al momento de estimar un potencial energético proveniente de la biomasa forestal son propiedades como la humedad, la densidad y el poder calorífico (a menor porcentaje de humedad se tiene una menor densidad en la madera y un mayor poder calorífico) y el contenido lignocelulósico. Asimismo, los dos principales ecosistemas forestales en México son los bosques y las selvas; siendo éste un factor que también afecta el potencial energético de la biomasa forestal.

Dentro de esta misma investigación (CONAFOR , 2017), la Comisión identificó que la producción forestal se concentra principalmente en 13 estados, con el 90% de la producción. Ver **Tabla 22**.

Tabla 20. Potencial de biomasa forestal para los estados con mayor producción.

ZONA	VOLUMEN DE RESIDUOS DE MADERA [m³/a]	MATERIA SECA [tMS/a]	POTENCIAL ENERGÉTICO [GWh/a]
Durango	477,129.331	244,649.044	1,290
Chihuahua	340,010.869	173,843.153	910
Oaxaca	80,215.537	40,964.228	220
Guerrero	30,095.745	15,348.83	80
Quintana Roo	7,729.64	5,078.374	30

Fuente: CONAFOR, 2017.

Otra variable importante que afecta directamente el potencial de generación eléctrica es el tipo de tecnología utilizada. Ver **Tabla 23**.

Tabla 21. Comparativa de tecnologías para la generación de energía por biomasa forestal.

	TURBINA DE VAPOR - CALEFACCIÓN	ORC - CALEFACCIÓN	GASIFICACIÓN DE MADERA
Rango de potencia	desde 250 kW	desde 200 kW	20...300 kW
Rendimiento	=10/25%	=13/20%	=10/25%
Control	medio-bueno	bueno	medio malo
Comportamiento carga parcial	hasta 60% de carga nominal hasta 80% de la eficiencia nominal	hasta 60% de carga nominal hasta 80% de la eficiencia nominal	hasta aprox. 50% variable de carga nominal, hasta 90% de eficiencia nominal
Combustible	astillas de madera, corteza, viruta	astillas de madera, corteza, viruta	astillas de madera
Requisitos de combustible	bajo	bajo	alto
Fluido de trabajo	agua/vapor de agua	aceite térmico, aceite de silicón	producto de gas/gas de madera
Gastos de operación	medio alto	bajo	bajo
Mantenimiento	medio	medio	medio-alto
Comentarios	requiere tratamiento de agua	requiere el cambio del aceite térmico es caro	los componentes de alquitrán pueden conducir a la obstrucción del punto de rocío
Costo promedio de la inversión	aprox. \$65,000.00 - 75,000.00/kW	aprox. \$95,000.00 - 105,000.00/kW	aprox. \$95,000.00 - 105,000.00/kW

Fuente: CONAFOR, 2017.

Destaca de la tabla anterior que las características de la biomasa forestal afectan directamente el potencial de generación eléctrico esperado. Además, se tienen que considerar costos de mantenimiento, acondicionamiento y eficiencia energética para este tipo de aprovechamiento. El motor Stirling puede ser considerado como otra opción con buen rendimiento (20-25%) para la generación de energía eléctrica en el sector forestal de pequeña escala.

Finalmente, las conclusiones más destacables de la (CONAFOR , 2017) señalan que la capacidad óptima para el aprovechamiento de biomasa forestal debe ser menor a 500 kW, utilizar el motor Starling; con un tiempo de amortización entre 5 y 10 años. Además, la Comisión estimó un potencial de 700,000 tMS de biomasa forestal en México, siendo posible instalar 140 sistemas de generación que producirían 450 GWh_e y 2,100 GWh_t. Sin embargo, aún se considera aún más viable el uso de gasificación o pirólisis dado que, además de generar electricidad es posible generar calor, otro vector energético muy valioso.

3.2.2 Potencial por biomasa de agricultura

Recientemente, una investigación fue elaborada para evaluar el potencial de bioenergía en México (Rios & Kaltschmitt, 2013), en ella los autores estimaron el potencial por fuentes primarias y secundarias de la industria de la agricultura. Los residuos de fuentes primarias son aquellos disponibles en campo después de la cosecha, mientras que los residuos de fuentes secundarias son obtenidos en la industria de procesamiento alimentaria.

Sus resultados estimaron un potencial total para el año 2010 de 472 PJ/a, esperando una tasa de crecimiento de 1%/anual para el periodo 2010-2020 y de 1.2%/a para el periodo 2020-2030;

es decir, un potencial de 521 PJ/a para el año 2020 y 587 PJ/a para el 2030. La **Tabla 24** siguiente expone los detalles.

Tabla 22. Potencial de residuos primarios de cultivo en México para el 2010.

Cultivo	Producción anual 2010 (Mt)	Residuo	Índice de cultivo residual ²⁶	Residuo primario del cultivo ²⁷	Potencial bioenergético (PJ/a)
Cebada	0.67	Paja/tallo	1.5-2.3	0.51	8
Frijol	1.16	Paja/tallo	1.3-1.7	0.69	10
Garbanzo	0.17	Paja/tallo	1.3-1.7	0.10	1.5
Lenteja	0.003	Paja/tallo	1.3-1.7	0.002	0.02
Haba	0.08	Paja/tallo	1.3-1.7	0.05	0.7
Arroz	0.22	Paja/tallo	1-1.5	0.11	1.6
Trigo	3.68	Paja/tallo	1.1-1.5	1.91	29
Canola	0.01	Paja/tallo	1.8-2	0.01	0.1
Algodón	0.44	Paja/tallo	2.5-3	0.48	7.3
Maíz	23.30	Paja/tallo	1-2	13.98	210
Cártamo	0.10	Paja/tallo	1.5-2	0.07	1.0
Ajonjolí	0.04	Paja/tallo	1.8-2	0.03	0.4
Sorgo	6.94	Paja/tallo	1.5	4.16	63
Soya	0.17	Paja/tallo	1.25-1.5	0.08	1.3
Tabaco	0.01	Paja/tallo	5	0.01	0.2
Caña de azúcar	50.42	Superficie/hoja	0.1-0.15	2.52	38
Cacahuete	0.08		1-2	0.05	0.7
TOTAL	87.48			24.78	372

Fuente: (Rios & Kaltschmitt, 2013).

Por otro lado, las fuentes secundarias de residuos de agricultura los autores estimaron el siguiente potencial. Ver **Tabla 25**.

Tabla 23. Potencial de residuos secundarios de cultivo en México para el 2010.

Cultivo	Producción anual (Mt)	Residuo	Índice de cultivo residual	Residuo secundario del cultivo	Potencial bioenergético (PJ/a)
Maíz	23.30	Mazorca	0.3	2.80	42
Arroz	0.22	Cáscara	0.3	0.03	0.39
Cacahuete	0.08	Cascarón	0.3	0.01	0.15
Algodón	0.44	Residuos	0.1	0.02	0.26
Cerezo de café	1.33	Pulpa / cáscara	0.24 / 0.1	0.13 / 0.06	2 / 0.85
Agave	1.25	Bagazo	0.12	0.06	1
Maguey (pulque)	0.25	Bagazo	5.5	0.55	8
Azúcar de caña	50.42	Bagazo	0.15	3.03	45
TOTAL	78.84			6.67	100

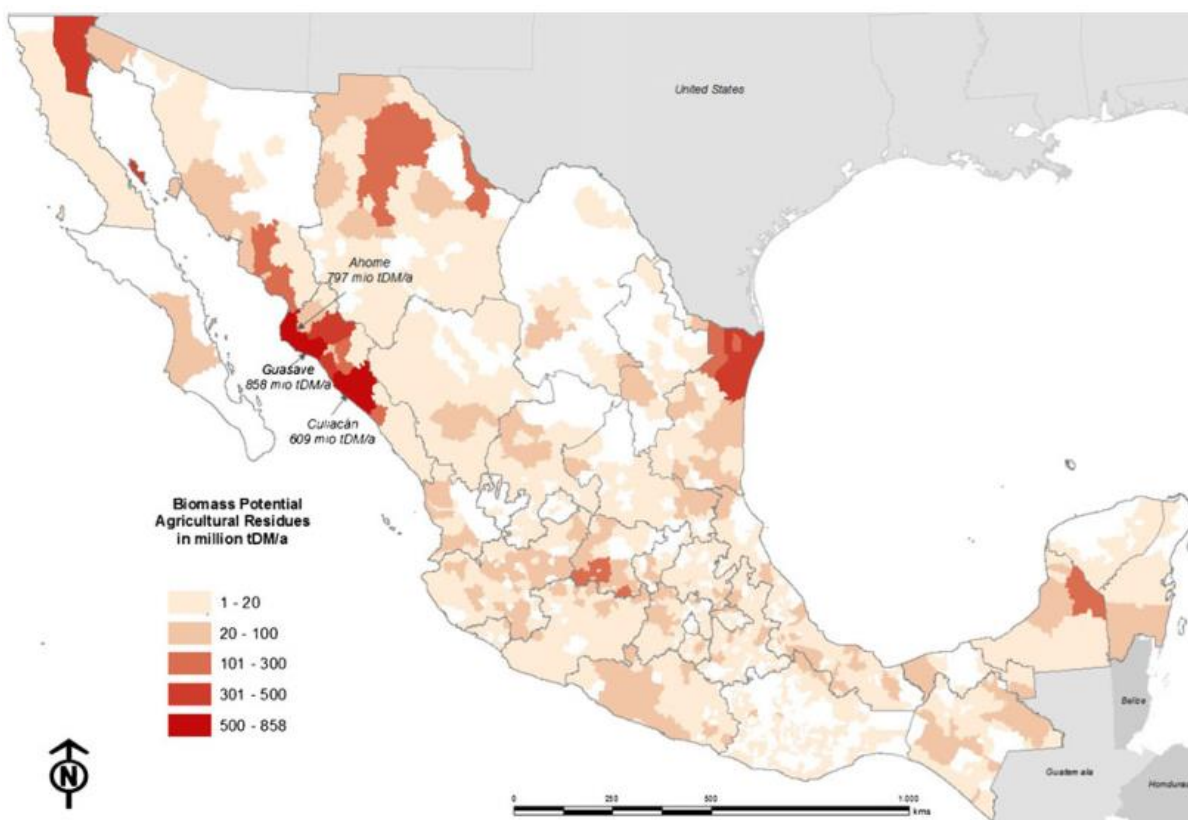
Fuente: (Rios & Kaltschmitt, 2013).

²⁶ Kilogramo de materia seca por kilogramo de producción de cultivo.

²⁷ Considerando 40% como tasa de extracción promedio y expresado en Mt de materia seca y el promedio del índice de cultivo residual.

Así, el potencial por residuos de agricultura para las fuentes secundarias y primarias se estimó en 472 PJ/a en México (para el 2010). Se puede observar también que para algunos cultivos es posible aprovechar sus residuos tanto de por fuentes primarias como de fuentes secundarias. El **Mapa 18** presenta la distribución espacial del potencial por biomasa de residuos de agricultura en México.

Mapa 17. Potencial de biomasa por residuos de agricultura en México.



Fuente: (Rios & Kaltschmitt, 2013).

3.2.3 Potencial por residuos pecuarios

Este tipo de biomasa puede obtenerse del estiércol que genera el ganado bovino, de las excretas bobinas, porcinas y avícolas, así como los residuos cárnicos y del tratamiento del agua en ranchos y rastros, además de las aguas residuales de cultivo de producción acuícola.

Según datos del Atlas Nacional de Biomasa (CFE, Sener, 2021) para el 2011 el 60% del ganado bovino destinado a la producción de leche se encontraba concentrado en 6 entidades del país: Jalisco, Durango, Chihuahua, Coahuila, Hidalgo y Guanajuato. Para este tipo de biomasa se identificaron 181 sitios que representan 625,241 t SV/a (Sieverts anuales²⁸) incluidos en el estiércol y susceptibles a para producir biogás.

²⁸ El Sievert (Sv) es una unidad de medida del SI equivalente a un julio por cada kilogramo (J/kg).

Estos sitios solo representan el 20% de la población animal existente a nivel nacional. El potencial energético por biomasa proveniente de la industria bovina es de 5,723 TJ/a (1,589.72 GWh/a) (cifra estimada al 2012).

Por otro lado, el Atlas Nacional de Biomasa identificó en el año 2011 que el 56% de la población porcina también se encontraba distribuida en 6 entidades: Jalisco, Sonora, Puebla, Veracruz, Guanajuato y Yucatán. Se identificaron 746 fuentes de producción porcina, que representó el 60% de la población animal existente de ese año. En términos de biomasa esto equivale a 552,385 t SV/a incluidos en las excretas y susceptibles a transformación biológica a producción de biogás. Con esta cifra la capacidad de generación de energía se estimó en 10,234 TJ/a (2,842.77 GWh/a) (al 2012).

Respecto al potencial por residuos avícolas, se ubicaron 206 fuentes de producción avícola (huevo y carne), que en términos de biomasa representó 217,407 t SV/a que podrían generar 3.18 TJ/a (0.833 GWh/a).

Finalmente, para la industria acuícola se contabilizaron 6,427 fuentes de producción que en total generarían 1,682 TJ/a (467.22 GWh/a).

Con estos datos se observó que el mayor potencial bioenergético se concentra en la industria porcina, seguida de la bovina, avícola y finalmente, la acuícola.

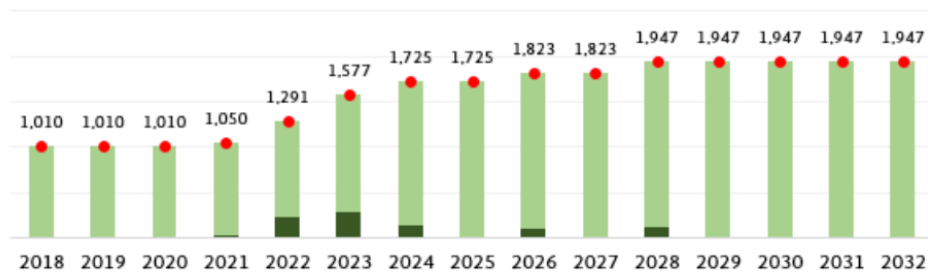
3.2.4 Estimaciones de potencial para bioenergía en México

Respecto al potencial aprovechable de esta energía en México, el reporte de Prospectivas de Energías Renovables 2018-2032²⁹ señala que para el periodo 2018-2028 se van a adicionar 80 nuevas centrales de generación con tecnología de bioenergía, con una capacidad total de 940 MW; presentando una tasa de crecimiento anual de 4.8% (considerando una capacidad instalada a 2018 de 1,007 MW). Ver **Gráfico 11**.

El color verde oscuro del gráfico señala las adiciones de capacidad, mientras que el verde claro señala la capacidad total (MW). Al final del periodo se estimó contar con una capacidad instalada de 1,947 MW.

²⁹ Prospectivas del sector energético, puede consultarse en el siguiente enlace:
<https://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico>

Gráfico 11. Evolución de las adiciones de capacidad y capacidad instalada de bioenergía, 2018-2032



Fuente: Prospectiva de energías renovables 2018-2032.

Este dato coincide con el reportado en el PRODESEN 2018-2032³⁰, donde se señala una adición de capacidad total para el periodo 2018-2032 de 940 MW. La **Figura 4** ofrece los detalles.

Figura 4. Capacidad adicional en centrales de bioenergía periodo 2018-2032



Fuente: PRODESEN 2018-2032.

³⁰ Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, puede consultarse en el siguiente enlace: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf>

Se observa que la localización de los sitios con potencial no presenta una tendencia hacia una zona particular, sino más bien, se encuentra repartido a lo largo de todo el país.

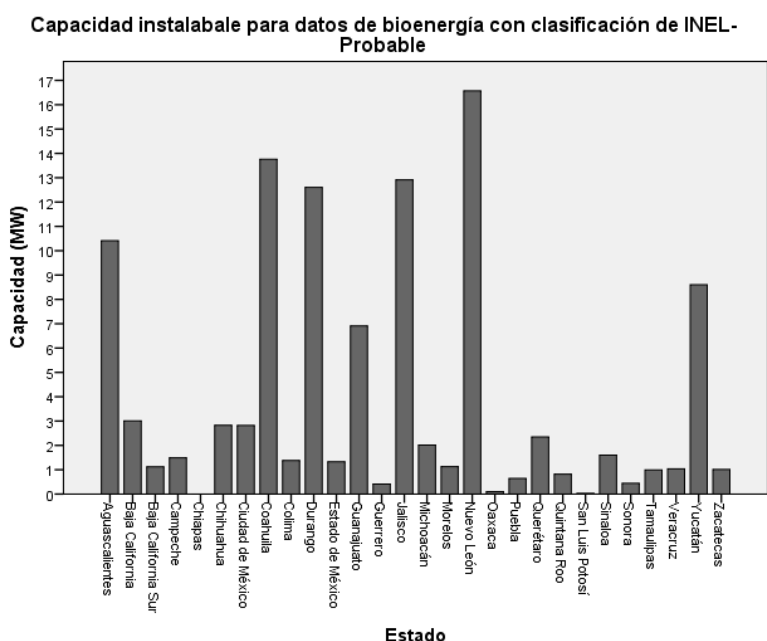
3.2.4.1.1 Potencial probado

Los tres sitios dentro de esta clasificación ya son capacidad instalada actualmente. El potencial ubicado en el Estado de México entró en operación en junio del 2017, sin embargo, es capacidad que no ha sido reportada en el PRODESEN 2021. El sitio en Veracruz también entró en operación en diciembre de 2016 y, finalmente, la planta ubicada en Jalisco también entró en operación ese mismo año. Por lo anterior, estos tres sitios no fueron contemplados en la propuesta de adiciones.

3.2.4.1.2 Potencial probable

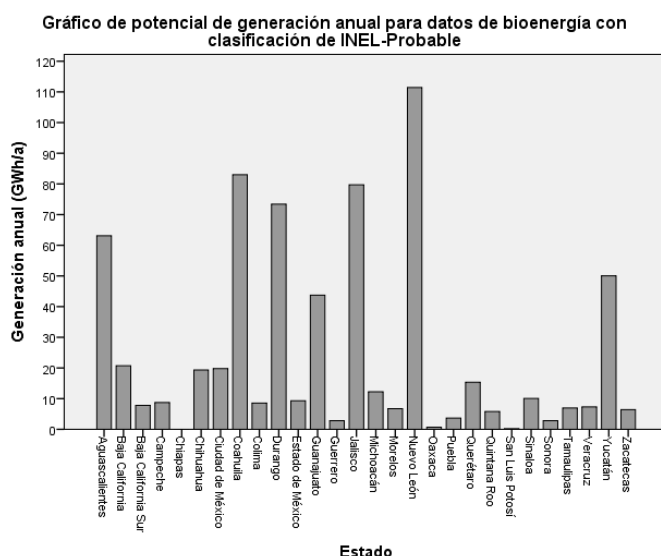
El número total de datos bajo esta clasificación es de 368. Veinte sitios tienen capacidad y generación nula. La capacidad total es de 108 MW y el potencial de generación anual es de 679 GWh/a. La **Gráfica 12 y 13** resumen los sitios por estado.

Gráfica 12. Potencial instalable para bioenergía con clasificación de Probable, datos de INEL



Fuente: Elaboración propia con SPSS y datos de INEL.

Gráfico 13. Potencial de generación anual para bioenergía con clasificación de Probable, datos de INEL



Fuente: Elaboración propia con SPSS y datos de INEL.

Se observa que los estados con el mayor potencial son Nuevo León, Coahuila, Jalisco y Durango. En general, el potencial de bioenergía es bajo, con valor desde 1 MW hasta 16 MW como máximo, a nivel estatal. Para mayor detalle también se presenta la información en formato de Tabla (ver **Tabla 20**).

Tabla 24. Potencial probado y probable según datos de INEL

Entidad	Probado Capacidad (MW)	Probado Generación (GWh/a)	Probable Capacidad (MW)	Probable Generación (GWh/a)	Total Capacidad (MW)	Total Generación (GWh/a)
Aguascalientes			10.41	63.1	10.41	63.1
Baja California			3.01	20.73	3.01	20.73
Baja California Sur			1.12	7.81	1.12	7.81
Campeche			1.49	8.72	1.49	8.72
Chiapas			0	0	0	0
Chihuahua			2.83	19.33	2.83	19.33
Ciudad de México			2.82	19.78	2.82	19.78
Coahuila			13.76	82.98	13.76	82.98
Colima			1.38	8.57	1.38	8.57
Durango			12.6	73.42	12.6	73.42
Estado de México	83.94	661.78	1.33	9.3	85.27	671.08
Guanajuato			6.91	43.73	6.91	43.73
Guerrero			0.41	2.83	0.41	2.83
Jalisco	28	198.9	12.91	79.73	40.91	278.63
Michoacán			2.01	12.22	2.01	12.22
Morelos			1.13	6.73	1.13	6.73
Nuevo León			16.57	111.43	16.57	111.43
Oaxaca			0.1	0.7	0.1	0.7
Puebla			0.64	3.67	0.64	3.67
Querétaro			2.35	15.33	2.35	15.33
Quintana Roo			0.82	5.79	0.82	5.79
San Luis Potosí			0.03	0.19	0.03	0.19
Sinaloa			1.6	10.07	1.6	10.07
Sonora			0.44	2.81	0.44	2.81

Tamaulipas			0.99	6.96	0.99	6.96
Veracruz	28	190.2	1.04	7.31	29.04	197.51
Yucatán			8.6	50.06	8.6	50.06
Zacatecas			1.01	6.43	1.01	6.43
Total	139.94	1,050.88	108.31	679.73	248.25	1,730.61

3.2.4.2 Potencial de bioenergía AZEL

Por su parte, la base de datos de AZEL consideró más sitios bajo los criterios que se explicarán a continuación.

Dada la diversidad de los tipos de biomasa, se seleccionaron dos procesos para calcular el equivalente energético y la capacidad eléctrica instalable. Para el biogás se supuso el uso de un motor de combustión interna dadas las bajas capacidades instaladas en la mayoría de los proyectos con biogás. Para el caso de biomasa, se consideró el uso de un ciclo Rankine estándar que consta de la combustión de la biomasa en una caldera para generar vapor sobrecalentado y la expansión en una turbina de vapor.

Es importante rescatar que, para la estimación de sitios con potencial, la base de AZEL excluyó aquellos que ya están en operación, pues es potencial que ya ha sido aprovechado.

Además, AZEL dividió los sitios con potencial en tres escenarios, en el escenario 1 se encuentran los sitios que cuentan con la mayor capacidad instalable para generar energía eléctrica (mayor a 1 MW), en el escenario 2 están sitios con capacidad instalable mayor a 500 kW y en el tercer escenario sitios con volúmenes mínimos para generar 50 kW (en el caso de ciclos Rankine) y 60 kW (en el caso de motogeneradores) (AZEL, 2018).

Para ésta investigación se utilizó los datos del escenario 1. Las bases que se descargaron de internet de la plataforma de AZEL fueron editadas, pues existía información que no se consideró relevante para este trabajo (ningún dato fue alterado)³³.

Durante el proceso de análisis de información se identificaron algunos errores que fueron corregidos.

La base completa contiene 219 sitios con potencial de biomasa para generar energía eléctrica, clasificados en cuatro grupos: residuos sólidos urbanos, forestales, pecuarios e industriales. El potencial de instalable total es de 983 MW y el potencial de generación de 6,894 GWh/a. El FP considerado fue de 0.8 para las cuatro clasificaciones. La **Tabla 21** detalla el potencial por tipo de clasificación.

Tabla 25. Potencial por bioenergía para 3 diferentes fuentes de residuos.

Clasificación	Capacidad (MW)	Generación (GWh/a)
Residuos Forestales	586.52	4113.14
Residuos Industriales	20.39	143.03
Residuos Pecuarios	46.90	328.92
Residuos Sólidos Urbanos	329.34	2,309.63
Total	983.16	6,894.73

³³ Se deja el enlace a la base para su consulta detalla por parte del interesado:

<https://docs.google.com/spreadsheets/d/1VoHwISQxBQPvOSY0xNBaa121gvMD1UvC/edit?usp=sharing&oid=104114766339991553373&rtpof=true&sd=true>

Debido a la falta de claridad y poca fiabilidad de las cifras reportadas por AZEL para residuos forestales, pecuarios e industriales; éstos no fueron considerados en la propuesta de adiciones.

Es preciso enfatizar que, se ha considerado para esta tesis la dependencia de la biomasa proveniente de residuos sólidos urbanos con respecto al crecimiento poblacional, por ende, se dedicará una sección para analizar este tipo de biomasa y realizar los cálculos correspondientes a fin de estimar un potencial para el periodo 2020 al 2050.

3.2.5 Residuos Sólidos Urbanos

La SEMARNAT define el término RSU como aquellos materiales generados en las casas habitación que resultan de la eliminación de los materiales que se utilizan en las actividades domésticas, de los productos consumidos y de sus envases, embalajes o empaques; igualmente, contempla residuos provenientes de cualquier otra actividad dentro de establecimientos o en la vía pública que genere residuos con características domiciliarias, así como los resultantes de la limpieza de vías y lugares públicos (SEMARNAT , 2017).

No contempla residuos peligrosos (Instituto de Investigaciones Eléctricas, 2012).

Según datos recientes del INEGI³⁴, el 93.6 % del país cuenta con servicio de recolección de RSU. Asimismo, 47 % de esta recolección se concentra en 6 entidades del país: Ciudad de México, Estado de México, Jalisco, Veracruz, Nuevo León y Guanajuato. Ver **Figura 4**.

Figura 5. Porcentaje de recolección de RSU para las 6 entidades con mayor participación



Fuente: INEGI 2022.

El dato más reciente sobre la cantidad promedio diaria de RSU generados en el país es del año 2020, de acuerdo con datos del INEGI esta cantidad asciende a 106,523,139 kg/día; siendo la generación per cápita de RSU de 850 gr/día.

³⁴INEGI; Censo nacional de gobiernos municipales y demarcaciones territoriales de la Ciudad de México 2021. Presentación de resultados generales. 28 de febrero 2022. Consultado en <https://www.inegi.org.mx/programas/cngmd/2017/>

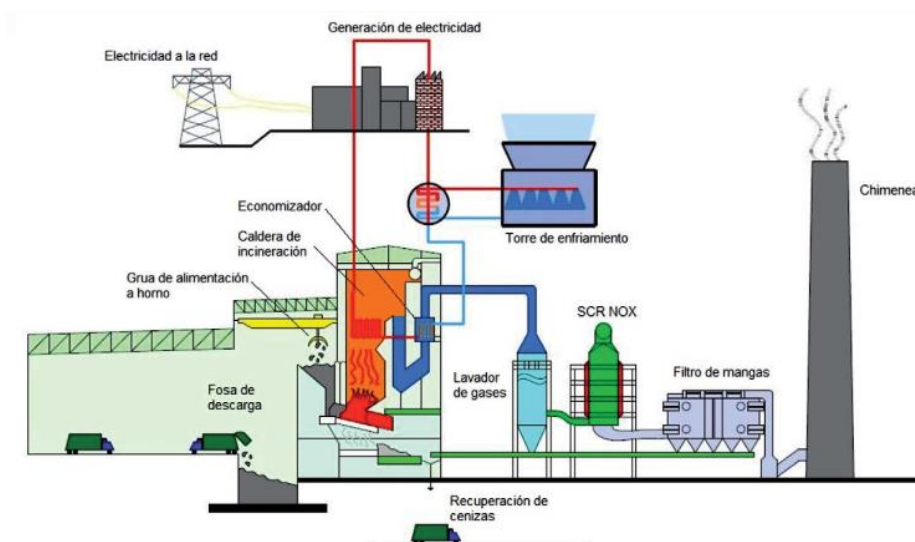
Por otro lado, la SEMARNAT reportó en 2017 una generación diaria de 102,895 ton de RSU, de los cuales se recolectaron 83.93%, llegando a sitios de disposición final 78.54% y reciclando únicamente el 9.73% de los residuos generados (SEMARNAT , 2017).

Los principales procesos para el aprovechamiento de RSU son tres:

Compostaje y digestión anaerobia: (Millares, 2015) señala que la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos representa aproximadamente el 50 % del total de RSU generados en el país. Si esta fracción es separada, puede utilizarse para procesos de compostaje o digestión anaerobia, obteniendo así composta o biogás, respectivamente. Si se genera biogás este puede servir para alimentar motores de combustión interna para generar electricidad.

Tratamiento térmico: en este proceso existen principalmente tres tipos de tecnologías para la conversión térmica de los RSU y son; calderas de incineración, reactor de pirólisis/gasificación y reactor de gasificación con arco de plasma. La tecnología más utilizada y madura es la primera, como su nombre lo indica, consiste básicamente en la quema de los RSU mediante una parrilla móvil recíproca u oscilante de gran capacidad y enfriada por agua en donde los RSU son transportados y expuestos en tiempos no mayores a una hora y a temperaturas por arriba de los 850 °C hasta ser incinerados. El vapor resultante de este proceso es el que típicamente alimenta a los turbogeneradores que generan electricidad (Instituto de Investigaciones Eléctricas, 2012). La **Figura 6** ilustra este proceso.

Figura 6. Diagrama de una planta de incineración con generación de energía eléctrica



Fuente: (Instituto de Investigaciones Eléctricas, 2012)

Confinamiento en rellenos: Consisten en una obra de ingeniería diseñada para recibir RSU en un área lo más pequeña posible que cuenta con captación de gas y lixiviados. Opcionalmente, se puede coleccionar y quemar el biogás en antorchas o aprovecharlo como combustible para motogeneradores que producen energía eléctrica. La eficiencia neta de una

planta de incineración con generación de energía varía en el rango de 25 a 28%, en términos de eficiencia en la generación eléctrica; las plantas más eficientes que se encuentran en Europa recuperan 0.7 MWh por cada tonelada de RSU, mientras que en Estados Unidos el promedio es de 0.55 MWh/ton (Instituto de Investigaciones Eléctricas, 2012). Por otra parte, (Millares, 2015) menciona que una planta de incineración recupera de 0.6 a 0.8 MWh/ton de RSU.

3.2.5.1 Estimación de Potencial Bioenergético por RSU

Para esta sección se combinaron las bases de datos de AZEL e INEL, con el supuesto de que no existen sitios duplicados entre ambas, respecto a este punto es importante aclarar que se tuvo que hacer de esta manera pues la información entre bases no es la suficiente para llevar a cabo un análisis más riguroso.

El número de datos utilizados de la base de INEL es de 368 y todos tienen clasificación de probable; suman una capacidad de 108.3 MW y una generación de 679.73 GWh/a. Los datos utilizados de AZEL son 83, suman una capacidad de 329.34 MW y una generación de 2,309.62 GWh/a.

La base final suma una capacidad del orden de 437 MW y una generación de 2,989 GWh/a. Los datos de las bases de AZEL e INEL se asumieron al año 2020.

Como ya se mencionó, el cálculo en el cambio de potencial por RSU se consideró directamente proporcional al crecimiento poblacional, por lo que la estimación se realizó utilizando la tasa media de crecimiento anual calculada con datos históricos de la CONAPO³⁵.

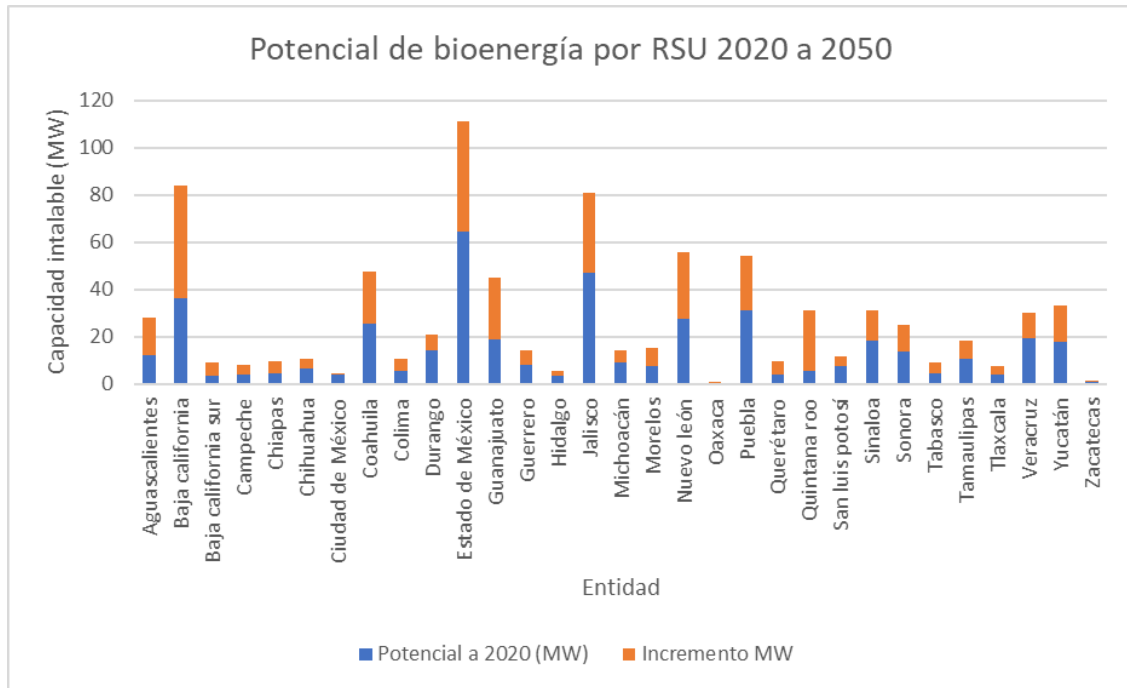
De esta manera, el potencial de bioenergía para RSU estimado en 437 MW para el año 2020 se pronosticó en 836.14 MW para el año 2050, prácticamente el doble³⁶.

En el **Gráfico 14** se puede observar el cambio en el potencial estimado de bioenergía por RSU para el periodo de estudio.

³⁵ Comisión Nacional De Población

³⁶ En el siguiente enlace se puede consultar la base de datos para RSU y los cálculos que se elaboraron para estimar su potencial a 2050: <https://docs.google.com/spreadsheets/d/1mHGxzTQIGItyQWYCe0pifgD0dmAsFi1S/edit?usp=sharing&ouid=104114766339991553373&rtpof=true&sd=true>

Gráfico 14. Potencial de bioenergía por RSU periodo 2020-2050



3.2.6 Propuesta de adiciones

Como se mencionó con anterioridad, sólo se realizó la propuesta de adiciones para biomasa proveniente de residuos sólidos urbanos; la principal razón es el alto grado de confianza que tienen éstas estimaciones. El potencial bioenergético por residuos forestales, pecuarios e industriales no fue considerado por razones como regulación, eficiencia energética y falta de credibilidad en las estimaciones hechas por AZEL.

El pronóstico de adiciones para el potencial de generación eléctrica proveniente de RSU se detalla en la **Tabla 26**.

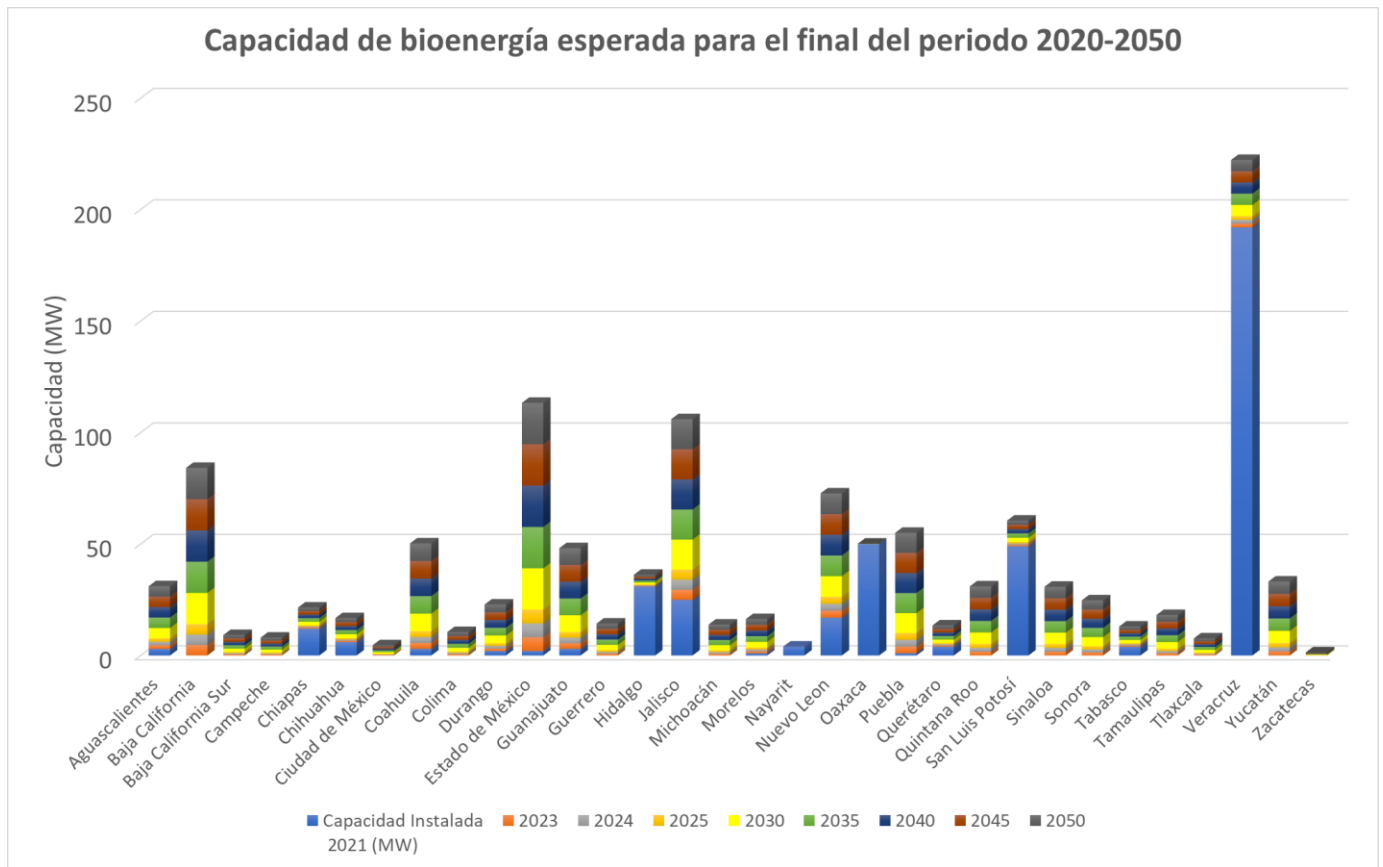
Las adiciones fueron propuestas mediante un simple cociente, es decir, se dividió el total del potencial estimado para el año 2050 entre el número de periodos de estudio (seis); para los años 2023, 2024 y 2025 dicha cantidad se dividió (nuevamente) entre 3.

Tabla 26. Adiciones de capacidad (MW) para bioenergía por RSU periodo 2020-2050

Entidad	Capacidad (MW) 2023	Capacidad (MW) 2024	Capacidad (MW) 2025	Capacidad (MW) 2030	Capacidad (MW) 2035	Capacidad (MW) 2040	Capacidad (MW) 2045	Capacidad (MW) 2050	Capacidad (MW) Total
Aguascalientes	1.559	1.559	1.559	4.678	4.678	4.678	4.678	4.678	28.070
Baja california	4.673	4.673	4.673	14.020	14.020	14.020	14.020	14.020	84.122
Baja california sur	0.510	0.510	0.510	1.531	1.531	1.531	1.531	1.531	9.189
Campeche	0.445	0.445	0.445	1.336	1.336	1.336	1.336	1.336	8.018
Chiapas	0.528	0.528	0.528	1.583	1.583	1.583	1.583	1.583	9.499
Chihuahua	0.598	0.598	0.598	1.794	1.794	1.794	1.794	1.794	10.764
Ciudad de México	0.256	0.256	0.256	0.767	0.767	0.767	0.767	0.767	4.602
Coahuila	2.626	2.626	2.626	7.878	7.878	7.878	7.878	7.878	47.265
Colima	0.584	0.584	0.584	1.753	1.753	1.753	1.753	1.753	10.520
Durango	1.160	1.160	1.160	3.479	3.479	3.479	3.479	3.479	20.874
Estado de México	6.184	6.184	6.184	18.553	18.553	18.553	18.553	18.553	111.318
Guanajuato	2.507	2.507	2.507	7.521	7.521	7.521	7.521	7.521	45.123
Guerrero	0.796	0.796	0.796	2.388	2.388	2.388	2.388	2.388	14.329
Hidalgo	0.290	0.290	0.290	0.869	0.869	0.869	0.869	0.869	5.213
Jalisco	4.499	4.499	4.499	13.496	13.496	13.496	13.496	13.496	80.978
Michoacán	0.770	0.770	0.770	2.311	2.311	2.311	2.311	2.311	13.867
Morelos	0.852	0.852	0.852	2.557	2.557	2.557	2.557	2.557	15.341
Nuevo león	3.095	3.095	3.095	9.285	9.285	9.285	9.285	9.285	55.708
Oaxaca	0.008	0.008	0.008	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.149
Puebla	3.001	3.001	3.001	9.004	9.004	9.004	9.004	9.004	54.022
Querétaro	0.527	0.527	0.527	1.581	1.581	1.581	1.581	1.581	9.484
Quintana roo	1.723	1.723	1.723	5.169	5.169	5.169	5.169	5.169	31.011
San Luis potosí	0.639	0.639	0.639	1.918	1.918	1.918	1.918	1.918	11.506
Sinaloa	1.713	1.713	1.713	5.139	5.139	5.139	5.139	5.139	30.832
Sonora	1.374	1.374	1.374	4.123	4.123	4.123	4.123	4.123	24.741
Tabasco	0.499	0.499	0.499	1.497	1.497	1.497	1.497	1.497	8.982
Tamaulipas	1.008	1.008	1.008	3.025	3.025	3.025	3.025	3.025	18.150
Tlaxcala	0.425	0.425	0.425	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	7.655
Veracruz	1.680	1.680	1.680	5.039	5.039	5.039	5.039	5.039	30.236
Yucatán	1.844	1.844	1.844	5.531	5.531	5.531	5.531	5.531	33.184
Zacatecas	0.077	0.077	0.077	0.231	0.231	0.231	0.231	0.231	1.384
Total									836.138

Al instalar toda la capacidad estimada por residuos sólidos urbanos, la capacidad final esperada para el año 2050 alcanzaría los 1,245 MW. Los detalles se exponen en el **Gráfico 15**.

Gráfico 15. Capacidad final esperada de bioenergía para el 2050



Del gráfico anterior observamos que Veracruz seguirá siendo la entidad con la mayor capacidad de bioenergía instalada. En general, la capacidad instalada de bioenergía en México será pequeña para todos los estados, siendo la tecnología renovable con el menor crecimiento esperado y con la menor capacidad instalada al final del periodo 2020-2050.

3.2.7 Análisis por Región de Control

La propuesta de adiciones por Región de Control se hizo multiplicando el potencial de aquellas entidades que presentan dos Regiones de Control por sus respectivos porcentajes de territorio; este dato se obtuvo previamente en el capítulo uno. Los resultados se exponen en el **Gráfico 16**.

Gráfico 16. Adiciones de capacidad para bioenergía por Región de Control periodo 2020-2050

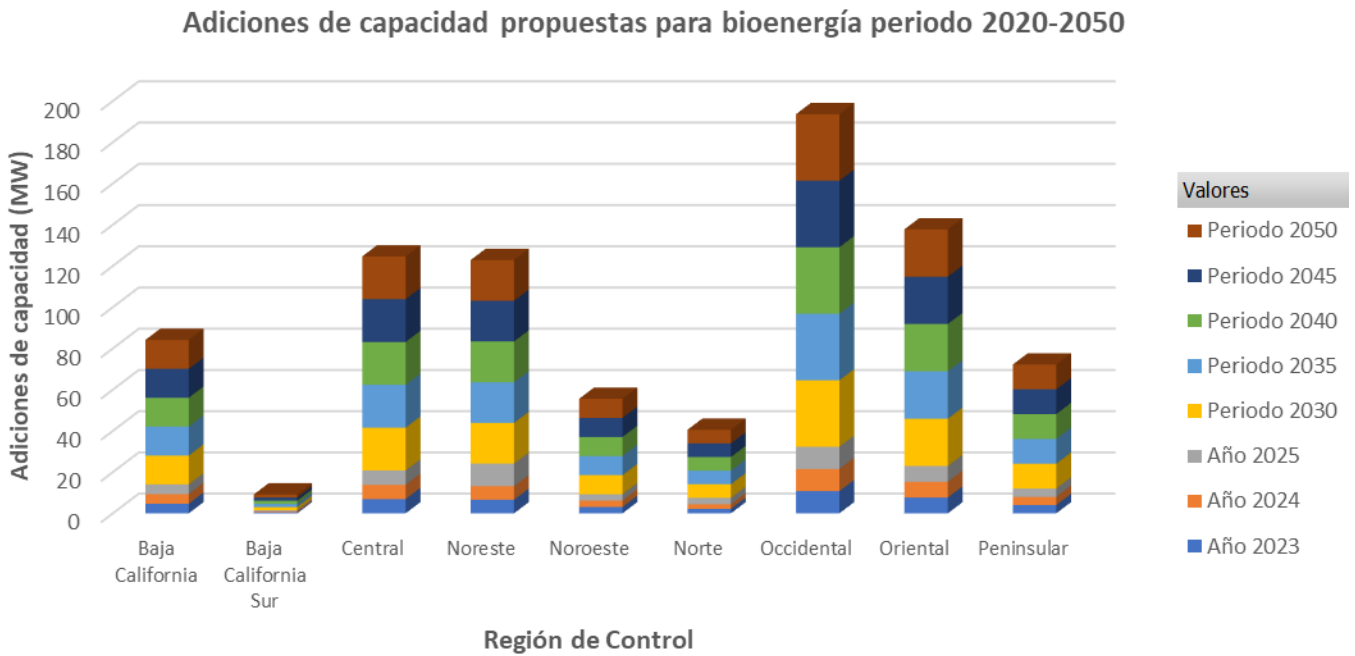
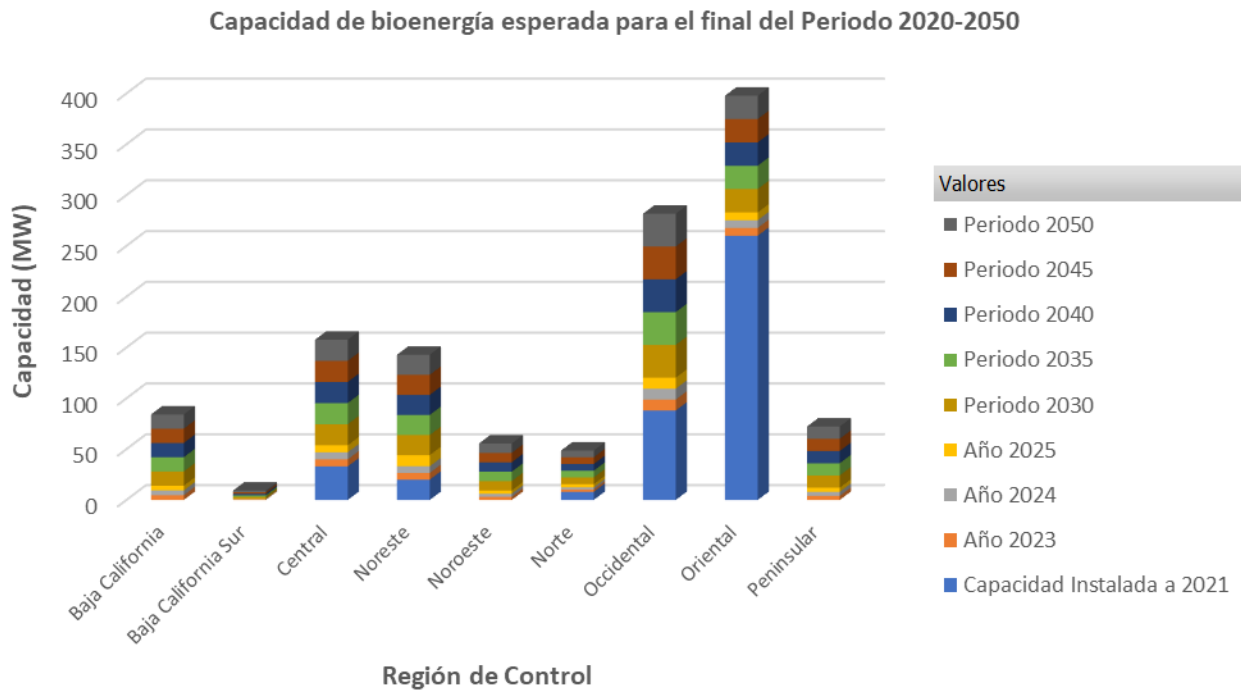


Gráfico 17. Capacidad final esperada para bioenergía por Región de Control periodo 2020-2050



3.2.8 Análisis de resultados

Una vez que se recabó la información pertinente y se realizaron los cálculos mencionados, se llegó a una capacidad para Bioenergía de 1,245 MW para el final del periodo de estudio; 836 MW provendrían de RSU y el resto de la capacidad instalada al 2021.

El estado con la capacidad instalada final más alta seguirá siendo Veracruz, seguido por Jalisco y el Estado de México.

La Región de Control que presentaría las mayores adiciones de capacidad serán la Oriental, seguida de la Occidental y la Central.

El PAMRNT 2021-2035 propone una capacidad instalada para el 2050 de 1,171 MW, ésta cifra se acerca mucho a la estimada en este trabajo, siendo ligeramente más alta la presentada aquí.

La bioenergía será la tecnología renovable que presentará el menor crecimiento y la menor capacidad final esperada en México; sin embargo, es considerada una tecnología fundamental en la transición energética y, dependiendo de las condiciones del sitio, más viable a ser instalada.

3.3 Potencial Solar

La energía solar es aquella que proviene del sol y puede ser convertida en energía térmica o eléctrica. Para este capítulo sólo se considerará la energía eléctrica proveniente del proceso electrónico de una celda fotovoltaica por tratarse de la opción con más crecimiento debido al decremento reciente de los costos de los paneles fotovoltaicos.

La energía solar es una de las dos fuentes renovables con mayor potencial en nuestro país. De acuerdo con (IRENA; SENER, 2015), en su trabajo titulado **REmap 2030**, señalan que la energía solar fotovoltaica podría alcanzar los 30 GW de capacidad y una generación de 66 TWh para el año 2030; donde un cuarto de esta capacidad será de generación distribuida, mini redes para alumbrado público, bombeo de agua de riego y torres telefónicas (7 GW). Además, 1.5 GWh provendrían de Plantas de Concentración Solar (CSP, por sus siglas en inglés). No obstante, se recalca la importancia del papel de las políticas públicas para poder alcanzar estos objetivos.

La distancia entre la demanda y el suministro para este tipo de energía es un punto importante para considerar. En el mismo sentido, la expansión de las redes de transmisión será necesaria.

Actualmente, la capacidad fotovoltaica instalada ha crecido enormemente en los últimos años, se dice que es debido principalmente a la disminución de sus costos. Diversos institutos y empresas argumentan que México es uno de los países con mayor potencial solar en el mundo, de ahí que sea considerado uno de los países más atractivos para invertir en este tipo de tecnología.

Un documento elaborado por la Asociación Mexicana de Energía Solar titulado *Iniciativa solar para el impulso de la energía solar fotovoltaica de gran escala* (ASOLMEX, 2021) sostiene que la irradiación solar media con la que cuenta México se encuentra en un rango excelente (6.36 kWh/m²/día), incluso por encima de algunos países con mayor capacidad instalada actual. Además, argumentan que otro punto a favor es el hecho de que este potencial está distribuido prácticamente a lo largo de todo el territorio mexicano; sus estudios arrojaron un potencial de instalación mayor a 1,800 GW con FP mayores al 20%.

Actualmente la capacidad instalada en el país es de más de 7,000 MW, según datos del último PRODESEN publicado a finales de 2021. La **Tabla 28** detalla la capacidad instalada por estado.

Tabla 27. Capacidad solar fotovoltaica instalada a abril de 2021 en México

ESTADO	Tipo de energía	Capacidad (MW)
Aguascalientes	Fotovoltaica	1201
Baja California	Fotovoltaica	51
Baja California Sur	Fotovoltaica	79
Chihuahua	Fotovoltaica	746
Ciudad de México	Fotovoltaica	2
Coahuila	Fotovoltaica	842
Durango	Fotovoltaica	294
Hidalgo	Fotovoltaica	101
Estado de México	Fotovoltaica	19
Guanajuato	Fotovoltaica	292
Jalisco	Fotovoltaica	383
Morelos	Fotovoltaica	70
Nuevo León	Fotovoltaica	30
Puebla	Fotovoltaica	200
Querétaro	Fotovoltaica	1
San Luis Potosí	Fotovoltaica	505
Sonora	Fotovoltaica	1324
Tlaxcala	Fotovoltaica	420
Veracruz	Fotovoltaica	100
Yucatán	Fotovoltaica	50
Zacatecas	Fotovoltaica	315
Total		7,025

Fuente: PRODESEN 2021.

Una limitante importante que se consideró en este trabajo fue el hecho de no analizar el potencial solar por generación distribuida, sin embargo, como se verá más adelante, el potencial solar en México es tan elevado que cabe la posibilidad de considerar la instalación de generación distribuida dentro de este mismo potencial. Cabe aclarar que esta limitante en el trabajo fue meramente por un tema de tiempo y extensión de la investigación, así pues, en ningún momento se deja de lado este tipo de tecnología por considerante irrelevante.

3.3.1 Base de datos INEL

El INEL reportó en septiembre del 2017 una lista de sitios con potencial de aprovechamiento probado, que considera todas las centrales en construcción o por iniciar obras que cuentan con permiso de la CRE; la tecnología considerada en todos los sitios es fotovoltaica. El número total de datos es de 150, sumando una capacidad total de 15,904 MW y una generación de 39,527 GWh/a.

A la fecha del reporte de potencial estimado, la capacidad solar instalada era apenas de 727 MW, actualmente es de 7,025 MW, es decir, mucho de este potencial ya ha sido instalado. En la **Tabla 29** se puede apreciar el cambio en la capacidad solar instalada; todos los estados presentaron un incremento en su capacidad, a excepción de Baja California.

Tabla 28. Cambio en la capacidad solar fotovoltaica instalada del 2016 al 2021

ESTADO	Capacidad 2016 (MW)	Capacidad 2021 (MW)
Aguascalientes	0.79	1201
Baja California	575.89	51
Baja California Sur	30.97	79
Chihuahua	20	746
Ciudad de México		2
Coahuila		842
Durango	77.26	294
Hidalgo		101
Estado de México	19.22	19
Guanajuato	0.98	292
Jalisco		383
Morelos		70
Nuevo León		30
Puebla		200
Querétaro		1
San Luis Potosí		505
Sonora	2.63	1324
Tlaxcala		420
Veracruz		100
Yucatán		50
Zacatecas		315
Total	727.74	7,025

Fuente: Elaboración propia con datos de PRODESEN 2021 y Semarnat.

Dado que ya han pasado cinco años desde que se realizó esta base de datos clasificados como potencial probado, el siguiente paso consistió en encontrar qué sitios de la base ya se encuentran en operación, para este punto se utilizó el mapa de centrales solares elaborado por ASOLMEX³⁷. La cantidad de potencial probado que aún no se ha instalado pasó a ser aproximadamente de 10,834 MW y una generación anual de 26,400 GWh/a, es decir, ya están en operación aproximadamente 5,069 MW de capacidad.

Con estos datos podemos confirmar que la capacidad fotovoltaica pasará de 7,025 MW a 17,860 MW en unos años. La **Tabla 30** presenta los detalles.

³⁷ Asociación Mexicana de Energía Solar. Consultado en <https://asolmex.org/centrales-solares/>

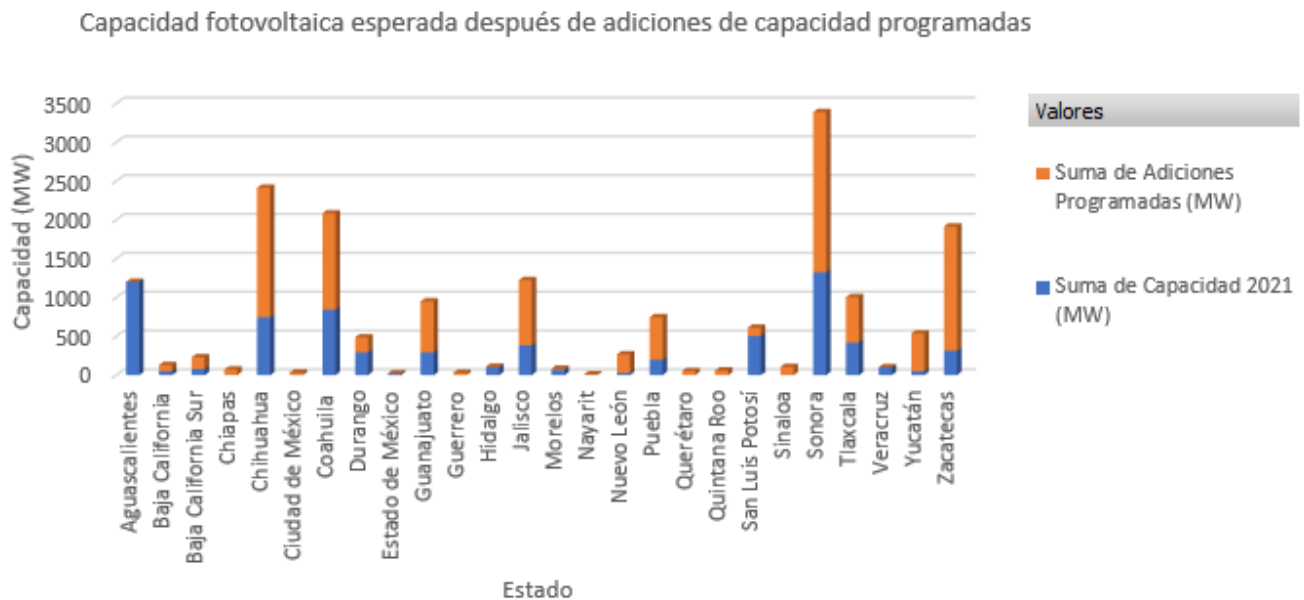
Tabla 29. Capacidad fotovoltaica instalada y adiciones de capacidad esperadas

ESTADO	Capacidad 2021 (MW)	Adiciones Programadas (MW)	Capacidad final (MW)
Aguascalientes	1201	0	1201
Baja California	51	77.11	128.11
Baja California Sur	79	150.39	229.39
Chiapas	0	71.68	71.68
Chihuahua	746	1666.67	2412.67
Ciudad de México	2	30	32
Coahuila de Zaragoza	842	1242.16	2084.16
Durango	294	192.57	486.57
Hidalgo	101	7.84	108.84
Estado de México	19	4.9	23.9
Guanajuato	292	657.62	949.62
Guerrero	0	30	30
Jalisco	383	841.98	1224.98
Morelos	70	12.04	82.04
Nayarit	0	11	11
Nuevo León	30	236.81	266.81
Puebla	200	545	745
Querétaro	1	51.41	52.41
Quintana Roo	0	60	60
San Luis Potosí	505	106.04	611.04
Sinaloa	0	105.6	105.6
Sonora	1324	2065.1	3389.1
Tlaxcala	420	582.64	1002.64
Veracruz	100	0	100
Yucatán	50	486.78	536.78
Zacatecas	315	1599.31	1914.31
Total	7,025	10,834.65	17,859.65

Entiéndase por adiciones programadas aquel potencial estimado por INEL que aún no se ha instalado, pero que, por su clasificación de *probado*, eventualmente se instalará.

Actualmente, el estado con la mayor capacidad instalada es Sonora, le sigue muy de cerca Aguascalientes; mientras que, existen estados que no cuentan con capacidad instalada para este tipo de energía y que tampoco están considerados en el plan de adiciones reportado por la CRE, entre ellos se encuentran estados como Campeche, Tabasco y Colima.

Gráfico 18. Capacidad fotovoltaica esperada después de adiciones de potencial probado



Del **Gráfico 18** se observa que Sonora seguirá siendo el estado con la mayor capacidad instalada, Chihuahua pasará a ser el segundo, le seguirán Coahuila y Zacatecas. Se puede percibir que los estados localizados en el centro y en el sur del país son los que presentan las capacidades más bajas; y, por otro lado, se distingue que los estados del norte son los que presentan los mayores potenciales de aprovechamiento.

La base completa de INEL junto con el análisis detallado de sitios con capacidad ya instalada puede consultarse en la siguiente liga: <https://docs.google.com/spreadsheets/d/1gQHWI8PCrzcJFJK39wV-moAUf2l6V05/edit?usp=sharing&ouid=104114766339991553373&rtpof=true&sd=true>

3.3.2 Base de datos AZEL

Se tienen varios supuestos para los datos de potencial solar tomados de AZEL. El primero de ellos es que, del área considerada en cada uno de los potenciales, sólo el 3.5 % es aprovechable, por consiguiente, la capacidad instalable se multiplicó al final por un factor de 0.035.

Además, para este trabajo sólo se consideraron datos del escenario 3, que tiene como condición sólo contemplar aquellas áreas cercanas a las RNT (2 km) y no considerar la existencia de capacidad instalada actual. En este sentido, se podría concluir que este potencial podría ser aprovechado bajo el esquema de generación distribuida o centralizada.

El número total de sitios con potencial de aprovechamiento es de 6,218; sumando una capacidad instalable total de 138,999 MW y un potencial de generación de 252,545 GWh/a. El factor de planta promedio que se utilizó fue de 0.20. La **Tabla 31** señala la capacidad que se podría instalar por Estado, se contempla que los Estados con el mayor potencial solar sean los del norte: Sonora, Chihuahua, Coahuila y Sinaloa.

Tabla 30. Potencial de capacidad instalable final

Estado	Factor de planta medio (%)	Capacidad corregida (MW)	Generación corregida (GWh/a)
Sonora	20.54%	18,579	33,639
Chihuahua	20.69%	18,013	32,858
Coahuila	20.97%	9,814	17,961
Sinaloa	20.36%	8,596	15,371
Zacatecas	21.75%	8,015	15,326
Guanajuato	21.68%	7,376	14,019
Durango	21.48%	7,049	13,288
Jalisco	21.41%	6,543	12,302
Yucatán	19.14%	5,826	9,774
Campeche	19.41%	5,534	9,408
San Luis Potosí	21.01%	5,203	9,669
Nuevo León	19.17%	4,703	7,967
Baja California Sur	21.22%	3,579	6,689
Michoacán	20.90%	3,536	6,500
Tamaulipas	18.93%	3,165	5,268
Oaxaca	21.01%	3,147	5,781
Chiapas	19.87%	3,023	5,247
Baja California	19.90%	2,718	4,823
Guerrero	20.78%	2,509	4,553
Aguascalientes	21.83%	2,038	3,902
Puebla	21.37%	1,849	3,471
Nayarit	20.25%	1,619	2,876
Hidalgo	20.79%	1,433	2,616
Querétaro	21.56%	1,381	2,609
Estado de México	20.46%	990	1,779
Tabasco	19.17%	976	1,643
Tlaxcala	20.73%	690	1,252
Colima	20.21%	523	925
Morelos	21.29%	377	706
Veracruz	19.20%	150	252
Quintana Roo	19.26%	43	72
	Total	138,999	252,545

Una vez que se tuvo la tabla de potencial solar para zonas cercanas a las RNT, se prosiguió a restar la capacidad fotovoltaica final esperada (después de adiciones de capacidad de potencial probado), los detalles se exponen en la **Tabla 32**. Es importante aclarar que para este paso se supuso que toda la capacidad fotovoltaica instalada y por instalarse (17,859 MW) se encuentra próxima a las RNT.

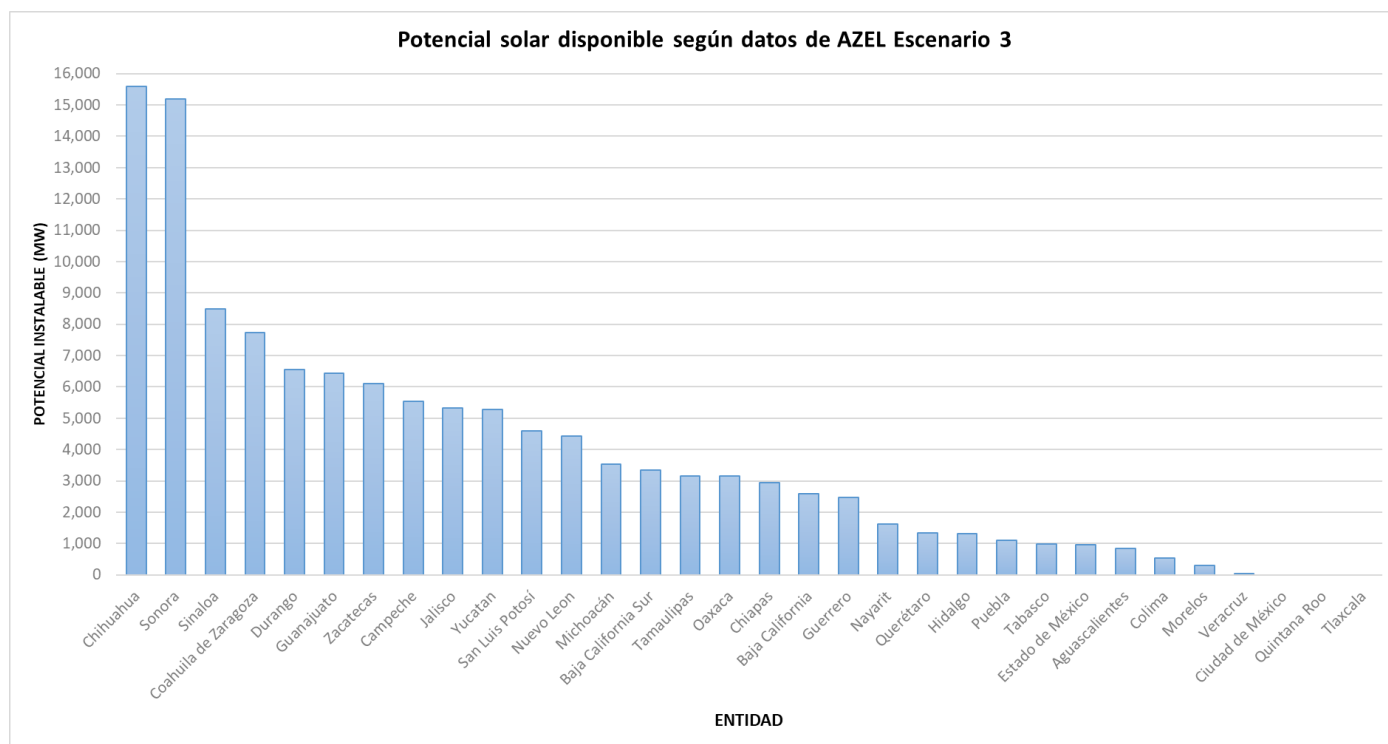
Tabla 31. Potencial solar instalable por estado después de descontar la capacidad solar instalada.

Estado	Potencial Instalable (MW)	Capacidad final (MW)	Potencial disponible (MW)
Chihuahua	18,013.49	2,412.67	15,600.82
Sonora	18,579.35	3,389.10	15,190.25
Sinaloa	8,595.79	105.60	8,490.19
Coahuila	9,814.00	2,084.16	7,729.84
Durango	7,049.02	486.57	6,562.45
Guanajuato	7,375.87	949.62	6,426.25
Zacatecas	8,014.66	1,914.31	6,100.35
Campeche	5,533.84		5,533.84
Jalisco	6,542.75	1,224.98	5,317.77
Yucatán	5,825.92	536.78	5,289.14
San Luis Potosí	5,202.76	611.04	4,591.72
Nuevo León	4,703.40	266.81	4,436.59
Michoacán	3,536.43		3,536.43
Baja California Sur	3,579.33	229.39	3,349.94
Tamaulipas	3,165.34		3,165.34
Oaxaca	3,147.06		3,147.06
Chiapas	3,023.08	71.68	2,951.40
Baja California	2,717.76	128.11	2,589.65
Guerrero	2,508.70	30.00	2,478.70
Nayarit	1,619.31	11.00	1,608.31
Querétaro	1,380.56	52.41	1,328.15
Hidalgo	1,432.99	108.84	1,324.15
Puebla	1,849.15	745.00	1,104.15
Tabasco	976.45		976.45
Estado de México	990.28	23.90	966.38
Aguascalientes	2,038.34	1,201.00	837.34
Colima	523.29		523.29
Morelos	377.32	82.04	295.28
Veracruz	150.22	100.00	50.22
Ciudad de México		32.00	-
Quintana Roo	42.66	60.00	-
Tlaxcala	690.24	1,002.64	-
TOTAL	138,999.36	17,859.65	121,501.45

Si bien este paso era necesario realizarlo, se puede concluir que en algunos estados esta operación no tiene relevancia pues el potencial remanente aún es bastante grande (más de lo que probablemente se llegue a instalar).

Los estados con el mayor potencial solar instalable serían aquellos localizados en el norte del país, por otro lado, los estados localizados en el centro del país son los que presentan los potenciales más bajos. Esto no solo se debe a las condiciones climatológicas que prevalecen en estas regiones, sino que también depende directamente de la extensión territorial de cada entidad, de modo que estados como Tlaxcala, Colima y la Ciudad de México presenten potenciales muy bajos o nulos.

Gráfico 19. Potencial solar disponible según datos de AZEL Escenario 3



En el **Gráfico 19** se puede observar la variedad de potencial solar que existe en todo el país, prácticamente se presentan valores desde cero hasta 15,000 MW.

La base de datos completa de AZEL junto con todo el análisis previamente mostrado puede consultarse en el siguiente enlace: <https://docs.google.com/spreadsheets/d/1gQHWI8PCrzcUJFJK39wV-moAUf2l6V05/edit?usp=sharing&ouid=104114766339991553373&rtpof=true&sd=true>

3.3.3 Estimaciones históricas de potencial solar en México

Para este capítulo se tiene planeado (en la medida de lo posible) presentar las propuestas de adiciones por estado con base en una investigación puntual para cada uno de ellos, consultando fuentes y artículos especializados; el objetivo es tener un potencial instalable de referencia a nivel estado.

Tamaulipas

Un estudio llevado a cabo por la Alianza Energética México-Alemania y el estado de Tamaulipas (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2021) para estimar el potencial del hidrógeno verde en ese estado, evaluó el potencial solar fotovoltaico, eólico on-shore y off-shore como primera etapa para su estudio; sus resultados arrojaron que el 35% del territorio (26 000 km², descartando terreno que técnica o legalmente no podría albergar este tipo de plantas) tiene disponibilidad para la instalación de parques fotovoltaicos, pudiendo albergar 1,380 GW de capacidad instalada y generando hasta 2,590 TWh/año. La región con mayor potencial se encuentra en el suroeste del estado, comprende los municipios de Jaumave, Miquihuana, Palmillas, Bustamante y Tula (región del Altiplano).

Así, podemos concluir que el potencial solar en el Estado de Tamaulipas es prácticamente ilimitado, dejando la decisión de instalación solar bajo los intereses políticos, sociales y económicos.

Chihuahua

Una publicación elaborada por la UNAM en conjunto con la Universidad de Chihuahua titulada *Energía Solar para el Desarrollo Sustentable del Estado de Chihuahua* (Universidad Autónoma de Chihuahua; UNAM; Asociación Mexicana de Ciencias para el Desarrollo Regional A.C., 2020), cuyo objetivo fue estimar por medio de sistemas de información geográfica el potencial fotovoltaico del estado y posteriormente evaluar su viabilidad para cubrir la demanda de las zonas agrícolas, obtuvieron que las áreas con alto potencial solar representan el 3.5 % del territorio total de Chihuahua (es importante recordar que este dato coincide con el mismo criterio que utilizó AZEL en su metodología), es decir, 8,660 km². De igual manera, se encontró que los municipios que presentaron los potenciales más altos son también los que producen los principales cultivos del estado, por lo que la instalación de plantas solares en estos sitios es muy viable debido a que se puede satisfacer por completo su demanda de electricidad (incluso se excede). Se argumenta que dadas las condiciones del estado su demanda se podría satisfacer por completo con energía solar utilizando sólo 23.74 km² de superficie.

Ciudad de México

El presente gobierno de la Ciudad de México tiene un proyecto muy ambicioso nombrado Ciudad Solar³⁸, su meta es impulsar la generación de electricidad por medio de energías renovables. Respecto a la energía solar fotovoltaica, se tiene planeado para el periodo 2019-2024 instalar 200 MW de generación distribuida y una generación eléctrica de mediana escala (mayores a 500 kWp) de 150 MW.

3.3.4 Propuesta de adiciones

La propuesta de adiciones se hizo tomando como meta de capacidad para el año 2050 una capacidad menor a la trazada en el Programa de Ampliación; que contempla una capacidad instalada final solo para clasificación fotovoltaica de 56,596 MW. Es importante mencionar que el PAMRNT también contempla la instalación de tecnología de Concentración Solar y Generación Distribuida, 5,300 MW y 13,178 MW (respectivamente). Entonces, uniendo los tres tipos de generación solar, para el 2050 el PAMRNT busca tener una capacidad por energía solar de 75,074 MW.

De este modo, en virtud de que se están contemplando adiciones de capacidad más altas para otras fuentes de energía renovable, se propone adicionar 37,361 MW de capacidad solar (potencial estimado en AZEL), más 10,834 MW del potencial con clasificación de probado (estimado por INEL); para llegar a una capacidad final de 55,220 MW. Las propuestas de

³⁸ Ciudad Solar. Estrategia de sustentabilidad energética. Metas 2019-2024. Gobierno de la Ciudad de México.
<https://www.sedeco.cdmx.gob.mx/storage/app/media/Energia%20limpia/presentacion-ciudad-solar.pdf>

adiciones se hicieron con base en el potencial de AZEL Escenario 3 y considerando el potencial probado de INEL³⁹.

Básicamente se espera que para el año 2023 entre en operación todo el potencial con clasificación de probado contemplado por INEL; para el periodo 2025 se propone adicionar potencial de AZEL, pero sólo para aquellos estados con un potencial menor a 2,000 MW. Para los periodos posteriores se propuso una adición constante de capacidad de 400 MW para el resto de los estados, sumando 2,000 MW para el final del periodo 2050 en cada estado.

Respecto a este último punto se advierte que no se utilizó todo el potencial estimado por AZEL (aproximadamente 112,000 MW, después de descontar capacidad instalada), sino solo 37,361 MW durante el periodo 2030-2050.

Bajo todas las premisas mencionadas anteriormente, la propuesta de adiciones quedó de la siguiente manera. Ver **Tabla 33**.

Tabla 32. Propuesta de adiciones para potencial solar fotovoltaico periodo 2020-2050

Estado	Región de Control	Capacidad instalada 2021 (MW)	Capacidad esperada 2023 (MW)	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Total
Zacatecas	Occidental	315	1599.31							1,914.31
Sonora	Noroeste	1,324.00	2,065.10							3,389.10
Jalisco	Occidental	383	841.98							1,224.98
Guanajuato	Occidental	292	657.62		400	400	400	400	400	2,949.62
San Luis Potosí	Noreste/Occidental	505.00	106.04		400	400	400	400	400	2,611.04
Yucatán	Peninsular	50.00	486.78		400	400	400	400	400	2,536.78
Durango	Norte	294.00	192.57		400	400	400	400	400	2,486.57
Chihuahua	Norte	746.00	1,666.67							2,412.67
Nuevo León	Noreste	30.00	236.81		400	400	400	400	400	2,266.81
Baja California Sur	Baja California Sur	79	150.39		400	400	400	400	400	2,229.39
Baja California	Baja California	51	77.11		400	400	400	400	400	2,128.11
Sinaloa	Noroeste	-	105.60		400	400	400	400	400	2,105.60
Coahuila	Norte/Noreste	842.00	1,242.16							2,084.16
Chiapas	Oriental	-	71.68		400	400	400	400	400	2,071.68
Aguascalientes	Occidental	1201	0	837.00						2,038.00
Guerrero	Oriental / Central	0	30		400	400	400	400	400	2,030.00
Campeche	Peninsular				400	400	400	400	400	2,000.00
Michoacán	Occidental/Central				400	400	400	400	400	2,000.00
Oaxaca	Oriental				400	400	400	400	400	2,000.00
Tamaulipas	Noreste				400	400	400	400	400	2,000.00
Puebla	Oriental	200.00	545.00	1,104.00						1,849.00
Nayarit	Occidental	-	11.00	1,608.00						1,619.00
Hidalgo	Central	101	7.84	1,324.00						1,432.84
Querétaro	Occidental	1.00	51.41	1,328.00						1,380.41
Tlaxcala	Oriental	420.00	582.64							1,002.64
Estado de México	Central	19	4.9	966.00						989.90
Tabasco	Oriental			976.00						976.00
Colima	Occidental			523.00						523.00
Ciudad de México	Central	2.00	30.00	350.00						382.00
Morelos	Oriental	70.00	12.04	295.00						377.04
Veracruz	Oriental	100.00	-	50.00						150.00
Quintana Roo	Peninsular	-	60.00							60.00
		7,025.00	10,834.65	9,361.00	5,600.00	5,600.00	5,600.00	5,600.00	5,600.00	55,220.65
			Potencial probado INEL	Potencial AZEL <2,000MW						

³⁹ La base de datos detalla se puede consultar en el siguiente enlace:

https://docs.google.com/spreadsheets/d/1EJuOOOymZs61oalkeTrzMD_5YakWVPeE/edit?usp=sharing&oid=104114766339991553373&rtfpof=true&sd=true

Gráfico 20. Propuesta de adiciones para potencial solar Periodo 2020-2050

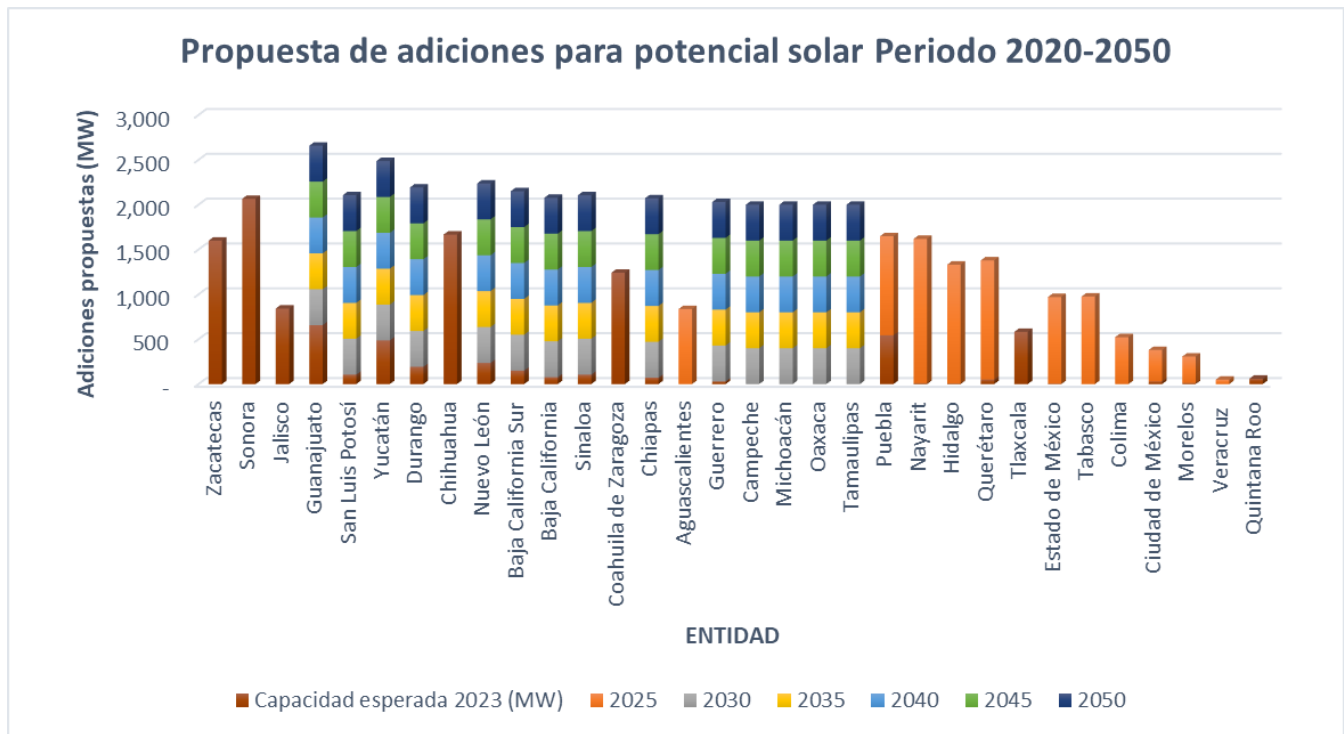
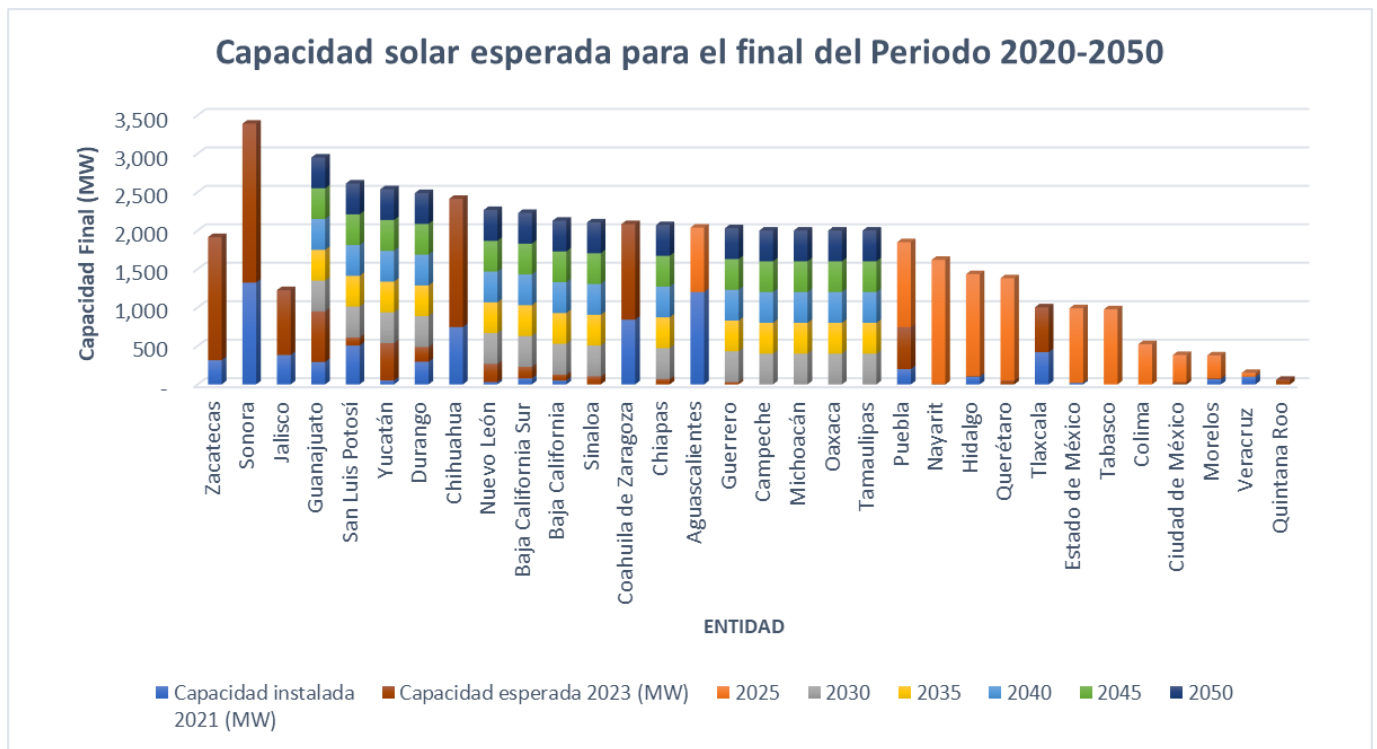


Gráfico 21. Capacidad solar esperada para el final del periodo 2020-2050



3.3.5 Análisis por Región de Control

Para el caso de los resultados por Región de Control, se aplicó el mismo procedimiento que se utilizó previamente en la sección de potencial por bioenergía. Es decir, para el caso de las entidades que comparten dos RC se multiplicó su potencial correspondiente por el porcentaje de superficie que ocupa cada una de ellas. Los resultados se resumen en el **Gráfico 22 y 23**.

Gráfico 22. Propuesta de adiciones para energía Solar por Región de Control

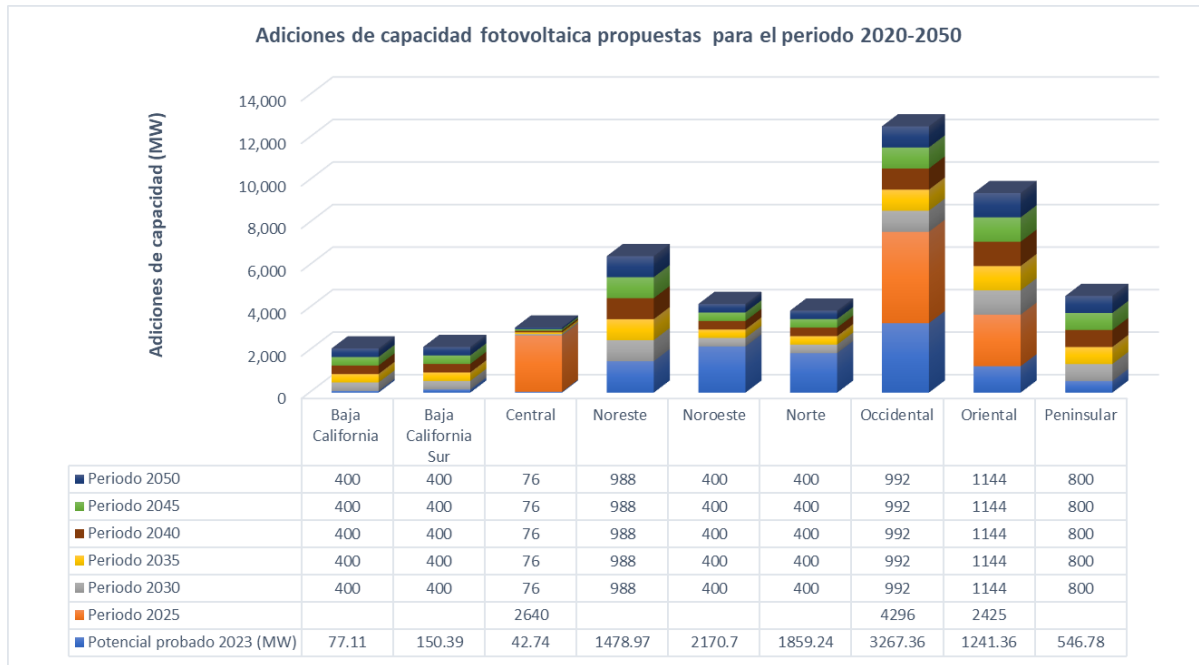
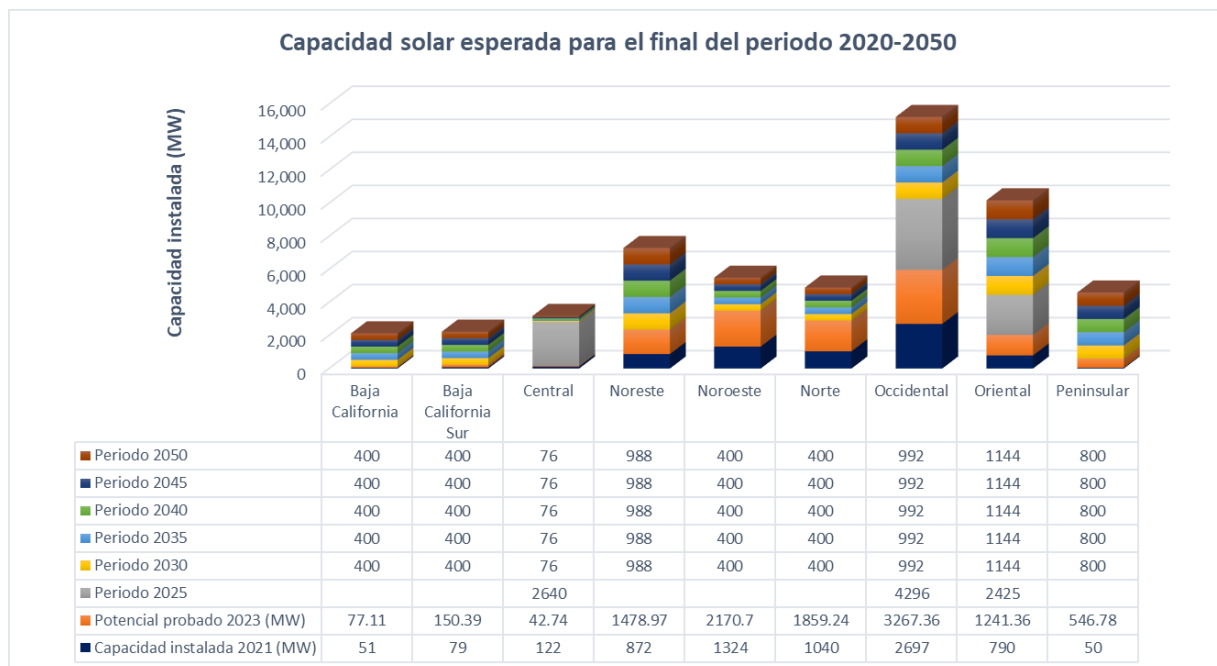


Gráfico 23. Capacidad solar instalada esperada para el final del periodo 2020-2050



3.3.6 Análisis de resultados

Con las propuestas de adiciones se podría alcanzar una capacidad instalada para el año 2050 de 55,220 MW, considerando un total de adiciones de 48,195 MW. Los mayores potenciales de aprovechamiento se encuentran en los estados del norte y una porción del centro del país.

No se han propuesto adiciones de capacidad para los tres estados con mayor capacidad instalada al 2021 (Sonora, Chihuahua y Coahuila) con el objetivo de tener un mix de generación diversificado.

Aunque los estados con mayor potencial solar se encuentran en el norte del país, el potencial solar por Región de Control más alto se presenta en la Región Occidental, esto es debido a que es la RC con la mayor extensión territorial, abarcando una gran cantidad de estados. Además, la zona norte del país está dividida en tres RC, por lo que su potencial no se alcanza a percibir en este último gráfico. Del mismo modo, se observa que la Región de Control con la mayor capacidad instalada para el final del periodo será la Occidental, mientras que la que presentará la menor capacidad será la Península de Baja California.

Después de consultar una serie de fuentes de información diversas, se llega a la conclusión de que el potencial solar en México es prácticamente ilimitado, a excepción de unos pocos estados que, debido a sus condiciones geográficas y extensión territorial, no es posible instalar gran capacidad. Asimismo, se concluye que la decisión de instalar una mayor o menor capacidad fotovoltaica está determinada por una gran cantidad de variables, de las cuales el propio potencial solar es una de las menos determinantes para la toma de decisiones.

3.4 Potencial eólico

La energía eólica es aquella que utiliza la fuerza del viento para producir energía eléctrica utilizando aerogeneradores que mueven a una turbina, convirtiendo la energía cinética en mecánica.

Los datos más recientes disponibles públicamente indican que la energía eólica es la segunda energía renovable con mayor capacidad instalada en el país, sólo por detrás de la energía hidroeléctrica, pero seguida muy de cerca por la energía solar. La **Tabla 34** presenta la capacidad eólica por entidad.

Tabla 33. Capacidad eólica instalada en México a abril de 2021

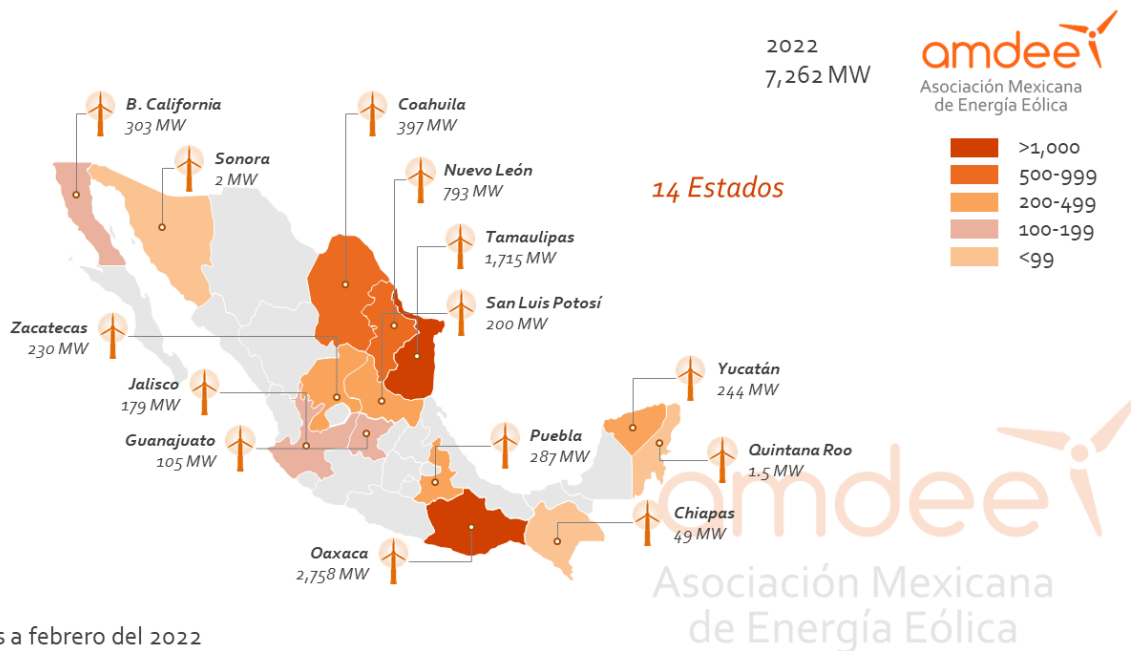
ESTADO	Tipo de energía	Capacidad (MW)
Baja California	Eólica	40
Chiapas	Eólica	49
Coahuila	Eólica	748
Jalisco	Eólica	184
Nuevo León	Eólica	961
Oaxaca	Eólica	2759
Puebla	Eólica	286
Quintana Roo	Eólica	2
San Luis Potosí	Eólica	405
Sonora	Eólica	4
Tamaulipas	Eólica	1920
Yucatán	Eólica	244
Zacatecas	Eólica	90
TOTAL		7,692

Fuente: PRODESEN 2021.

Históricamente el Istmo de Tehuantepec ha albergado la capacidad eólica más alta gracias a sus condiciones meteorológicas y climatológicas privilegiadas, sin embargo, en los últimos años se ha presentado un aumento de capacidad importante en el Estado de Tamaulipas dado su alto potencial eólico, igual de importante que el presente en Oaxaca.

Por otro lado, la AMDEE también reporta el mapa de capacidad eólica instalada al 2022, mostrando valores distintos para algunos estados en comparación con los datos de PRODESEN 2021; la capacidad final también difiere, siendo más pequeña la que presenta la AMDEE. El **Mapa 19** presenta los detalles.

Mapa 19. Capacidad eólica instalada a 2022 con datos de la AMDEE



Datos a febrero del 2022

Fuente: AMDEE.

Se puede apreciar que este mapa ya reporta el parque de IBERDROLA que entró en operación en enero del 2021, ubicado en el municipio de San Felipe, Guanajuato y que generará 241 GWh/a. (IBERDROLA, 2022).

La nueva capacidad instalada en Guanajuato, Baja California y Zacatecas reportada por la AMDEE será considerada en el primer periodo de la propuesta de adiciones como potencial probado.

3.4.1 Estimaciones de potencial eólico en México

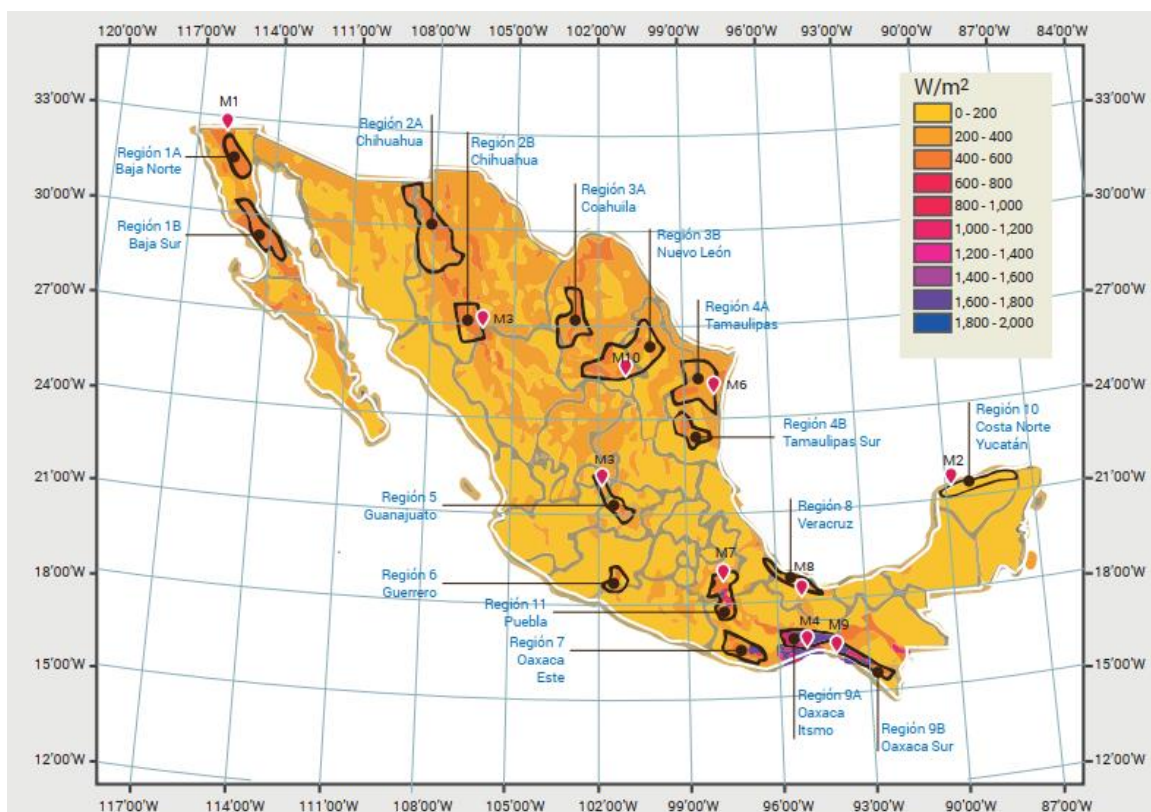
Por un lado, IRENA menciona que México tiene un gran potencial eólico, desde el norte hasta el sur del país, pudiendo alcanzar los 30,000 MW de capacidad instalada para el año 2030, con una tasa de crecimiento de 1,700 MW por año (IRENA; SENER, 2015).

Otro trabajo elaborado por la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE), la Secretaría de Energía y PWC, sugiere una meta de capacidad instalable de 12,000 MW eólicos para el año 2020, donde se argumenta que no sólo sería factible alcanzarlo debido a un potencial eólico estimado de 50,000 MW eólicos, sino también que esta capacidad instalada beneficiaría el PIB, la creación de nuevos empleos y una mayor seguridad energética. Sin embargo, a abril de 2021 sólo se tienen instalados 7,692 MW (Secretaría de Energía, 2021).

Así mismo, en el año 2010 el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) con el apoyo de la UNAM elaboró un mapeo del potencial eólico del país para identificar zonas con posible aprovechamiento; el resultado fue un potencial eólico instalable mayor a 71,000 MW (INEEL, 2021).

En este mismo eje de estudio, la *Revista Transición Energética*⁴⁰ dedicó su edición Febrero – Abril 2021 al Atlas Eólico Mexicano (AEM) donde presenta el **Mapa 20**, en él se señalan las áreas de interés con buen potencial eólico identificadas por el AEM, la mayoría de ellas en estados donde actualmente ya existe una capacidad eólica instalada considerable.

Mapa 20. Áreas de interés con buen potencial energético del viento



Fuente: Revista transición energética, febrero- abril 2021.

3.4.2 Base de datos AZEL

Para el potencial eólico se consideró el escenario 3 del AZEL, bajo las siguientes condiciones: Sólo se considera el 25% del área como aprovechable, sitios cercanos a las RNT (10 km para este tipo de energía) y no se ha descontado la capacidad instalada actual.

Dada la última condición, el siguiente paso consistió en descontar la capacidad instalada actual, por ello, los valores de AZEL Escenario 3 quedaron como se muestra en la **Tabla 35**.

⁴⁰ Revista transición energética, Vol 3, Número 2. <http://transicionenergetica.ineel.mx/Revista/RevistaTransicionN2V3.pdf>

Tabla 34. Potencial eólico en México según datos de AZEL Escenario 3

Entidad	Capacidad corregida (MW)	Generación corregida (GWh/a)	Capacidad instalada 2021 (MW)	Potencial disponible (MW)
Coahuila	22,533.88	59,300.86	748.00	21,785.88
Nuevo León	22,093.08	61,061.64	961.00	21,132.08
Chihuahua	20,897.39	46,680.08		20,897.39
Tamaulipas	22,319.53	62,341.99	1,920.00	20,399.53
Zacatecas	10,868.63	23,356.35	90.00	10,778.63
Durango	8,941.19	19,443.96		8,941.19
Oaxaca	11,361.43	36,535.20	2,759.00	8,602.43
Chiapas	5,954.67	16,036.69	49.00	5,905.67
Puebla	5,685.28	13,571.40	286.00	5,399.28
Baja California	4,430.93	12,598.94	40.00	4,390.93
San Luis Potosí	4,795.81	10,484.21	405.00	4,390.81
Guanajuato	3,003.65	6,244.98		3,003.65
Sonora	2,923.91	6,627.29	4.00	2,919.91
Veracruz	2,503.02	6,343.07		2,503.02
Hidalgo	1,716.98	3,366.60		1,716.98
Querétaro	1,489.36	3,137.30		1,489.36
Jalisco	1,502.12	3,181.51	184.00	1,318.12
Quintana Roo	1,128.00	2,849.39	2.00	1,126.00
Yucatán	986.47	2,469.72	244.00	742.47
Baja California Sur	624.51	1,543.01		624.51
Tlaxcala	621.17	1,208.31		621.17
Campeche	612.24	1,469.59		612.24
Guerrero	418.36	1,039.61		418.36
Aguascalientes	367.18	780.58		367.18
Michoacán	296.46	648.79		296.46
Tabasco	143.54	348.31		143.54
Sinaloa	45.49	108.51		45.49
Estado de México	37.47	68.62		37.47
Total	158,301.74	402,846.50	7,692.00	150,609.74

Se observa que, al igual que como ocurrió con el potencial solar, el descontar la capacidad instalada actual no representó un cambio considerable en los valores de potencial eólico.

Las estimaciones de potencial eólico mostradas en AZEL parecen coincidir con los estados con mayor capacidad instalada en el país. La base de datos completa y detallada puede consultarse en el siguiente enlace: <https://docs.google.com/spreadsheets/d/13MuUtcO2mJz5v4tOYmf2VijhEhiQjRNq/edit?usp=sharing&oid=104114766339991553373&rtpof=true&sd=true>

Por su parte, el PAMRNT 2021 estima una capacidad instalada para el año 2050 de 36,601 MW. Este valor sirvió como referencia para establecer un límite aproximado de meta de instalación para el año 2050.

3.4.3 Base de datos INEL

Para esta energía renovable la página de INEL sólo contiene sitios con clasificación de potencial probado. El número total de sitios es de 75, suman una capacidad de 7,554.25 MW y una generación de 25,821.45 GWh/a. Sin embargo, hay que recalcar que este potencial fue estimado en septiembre de 2017 y para esa fecha se tenía como referencia una capacidad eólica instalada total de 3,794 MW, es decir que, matemáticamente (sumando éstas dos cantidades) actualmente deberíamos tener una capacidad instalada de 11,348.25 MW. Este detalle hace que no se pueda considerar todo el potencial probado para este trabajo, pues mucha capacidad eólica con clasificación de probada ya ha entrado en operación.

En consecuencia, se buscó en la base de INEL-Potencial probado, los sitios que hoy en día ya están instalados. Puesto que la información pública disponible no es suficiente, se decidió sólo considerar como capacidad que aún no ha entrado en operación aquella perteneciente a los Estados que no aparecen en la lista de capacidad instalada reportada en el PRODESEN 2021. Después de hacer esta búsqueda se identificó un sitio en Durango, cuatro en Guanajuato, uno en Hidalgo, dos en Querétaro, uno en Sonora y tres en Veracruz; a este potencial lo hemos nombrado para fines de este trabajo como potencial probado disponible⁴¹. Juntos cuantifican una capacidad de 591 MW y una generación de 1,804 GWh/a. Estos sitios son los únicos que se considerarán para la propuesta de adiciones (en el primer periodo). Sería conveniente encontrar una actualización de potenciales.

Tabla 35. Sitios con potencial eólico probado

Estado	Municipio	Sitio	Tipo	Subclasificación	Fuente	Capacidad (MW)	Potencial (GWh/a)
Durango	Canatlán	Energías Renovables de Durango	Aerogenerador convencional	En construcción	CRE	120.7	387
Guanajuato	San Luis de la Paz	Aldesa Energías Renovables de México, Planta San Luis de la Paz (gen)	Aerogenerador convencional	Por iniciar obras	CRE	30	88.65
Guanajuato	San Luis de la Paz	Eólica De Guanajuato	Aerogenerador convencional	Por iniciar obras	CRE	63	193.16
Guanajuato	San Felipe	Eólica Los Altos, Parque Eólico El Vigil	Aerogenerador convencional	En construcción	CRE	40	122
Guanajuato	San Felipe	Green Hub, Central El Roble	Aerogenerador convencional	Por iniciar obras	CRE	24	82.81
Hidalgo	Cardonal	Aldesa Energías Renovables de México, Central Cardonal (gen)	Aerogenerador convencional	Por iniciar obras	CRE	30	83.99
Querétaro	Cadereyta de Montes	Aldesa Energías Renovables de México, Central Cadereyta (gen)	Aerogenerador convencional	Por iniciar obras	CRE	30	80.1
Querétaro	Huimilpan	Parque Eólica Huimilpan	Aerogenerador convencional	Por iniciar obras	CRE	30	90
Sonora	Cananea	Parque Eólico De Lecias	Aerogenerador convencional	Por iniciar obras	CRE	103.5	298.7
Veracruz	Juchique de Ferrer	Aldesa Energías Renovables de México, Central Juchique (gen)	Aerogenerador convencional	Por iniciar obras	CRE	30	99.33
Veracruz	Vega de Alatorre	Eólica Los Altos, Parque Eólico Coyoles	Aerogenerador convencional	En construcción	CRE	50	153
Veracruz	Alvarado	Fuerza Viento Papalopan	Aerogenerador convencional	Por iniciar obras	CRE	40	126

⁴¹ La base de datos de INEL detalla y con cálculos se puede consultar en la siguiente liga:

<https://docs.google.com/spreadsheets/d/1OXc1Xl6bh4Y-Cqq0C7F6Vbez2inZbrf/edit?usp=sharing&ouid=104114766339991553373&rtpof=true&sd=true>

TOTAL						591.2	1804.74
-------	--	--	--	--	--	-------	---------

3.4.4 Propuesta de adiciones

Las propuestas de adiciones se hicieron considerando los siguientes puntos:

- Se tomó como dato de capacidad instalada al 2021 la reportada en el PRODESEN 2021.
- Las adiciones de capacidad para el año 2022 fueron señaladas en rojo debido a que es capacidad que ya está en operación a febrero de 2022 y fue reportada por la AMDEE.
- La propuesta de adiciones para el año 2023 se señaló en color azul y es la capacidad denotada como potencial probado disponible (de la base de datos de INEL), de la cual se habló anteriormente.
- Las adiciones para el periodo 2025 fueron tomadas de la base de AZEL Escenario 3 y son únicamente estados que cuentan con un potencial eólico menor a 1,000 MW.
- Las adiciones propuestas para los siguientes periodos (2030-2050) fueron tomando como referencia el potencial de AZEL-ESC3, pero no en su totalidad.
- Para los estados con potencial mayor a 1,000 MW, pero menor a 2,000 MW la propuesta se hizo dividiendo su potencial entre el número de periodos de estudio restantes (cinco). Los estados bajo esta condición fueron Jalisco, Hidalgo, Querétaro y Quintana Roo.
- Finalmente, para los sitios con potencial mayor a 2,000 MW se propuso adiciones de 300 MW en cada periodo, sumando 1,500 MW. Para los estados de Oaxaca y Tamaulipas sólo se propusieron adiciones de 100 MW en cada periodo, sumando 500 MW; esto debido a que son los dos estados con la mayor capacidad eólica instalada.
- Morelos, Ciudad de México, Colima y Nayarit son los únicos estados del país que no cuenta con un potencial eólico.
- No se consideran adiciones de energía eólica costa afuera (off shore), sin embargo, se hablará de este potencial más adelante.

La **Tabla 37** presenta todo lo mencionado anteriormente. De igual manera, se muestran las gráficas y el mapa para mayor detalle.

Tabla 36. Adiciones propuestas de capacidad eólica para el periodo 2020-2050

Estado	Capacidad PRODESEN 2021 (MW)	AMDEE		INEL Probado		AZEL<1000 MW						Total
		2022	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050			
Oaxaca	2,759.00				100	100	100	100	100	100	3,259.00	
Nuevo León	961.00				300	300	300	300	300	300	2,461.00	
Tamaulipas	1,920.00				100	100	100	100	100	100	2,420.00	
Coahuila	748.00				300	300	300	300	300	300	2,248.00	
San Luis Potosí	405.00				300	300	300	300	300	300	1,905.00	
Baja California	40.00	263.00			300	300	300	300	300	300	1,803.00	
Puebla	286.00				300	300	300	300	300	300	1,786.00	
Guanajuato		105.00	157.00		300	300	300	300	300	300	1,762.00	
Zacatecas	90.00	140.00			300	300	300	300	300	300	1,730.00	
Hidalgo			30.00		337	337	337	337	337	337	1,716.00	
Durango			120.70		300	300	300	300	300	300	1,620.70	
Veracruz			120.00		300	300	300	300	300	300	1,620.00	
Sonora	4.00		103.50		300	300	300	300	300	300	1,607.50	
Chiapas	49.00				300	300	300	300	300	300	1,549.00	
Jalisco	184.00				266	266	266	266	266	266	1,512.00	
Chihuahua					300	300	300	300	300	300	1,500.00	
Querétaro			60.00		286	286	286	286	286	286	1,489.00	
Quintana Roo	2.00				225	225	225	225	225	225	1,128.00	
Yucatán	244.00										986.47	
Baja California Sur					742.47						624.51	
Tlaxcala					621.17						621.17	
Campeche					612.24						612.24	
Guerrero					418.36						418.36	
Aguascalientes					367.18						367.18	
Michoacán					296.46						296.46	
Tabasco					143.54						143.54	
Sinaloa					45.49						45.49	
Estado de México					37.47						37.47	
Total	7,692.00	508.00	591.20	3,908.89	4,913.80	4,913.80	4,913.80	4,913.80	4,913.80	4,913.80	37,269.09	

Gráfico 24. Propuesta de adiciones para energía eólica Periodo 2020-2050

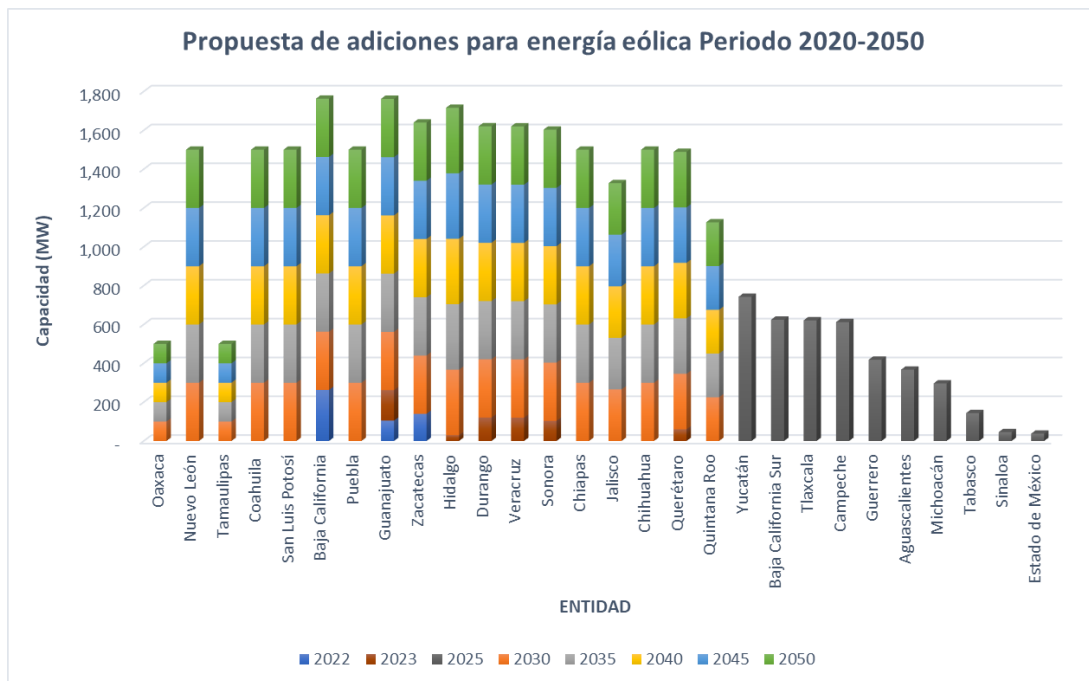
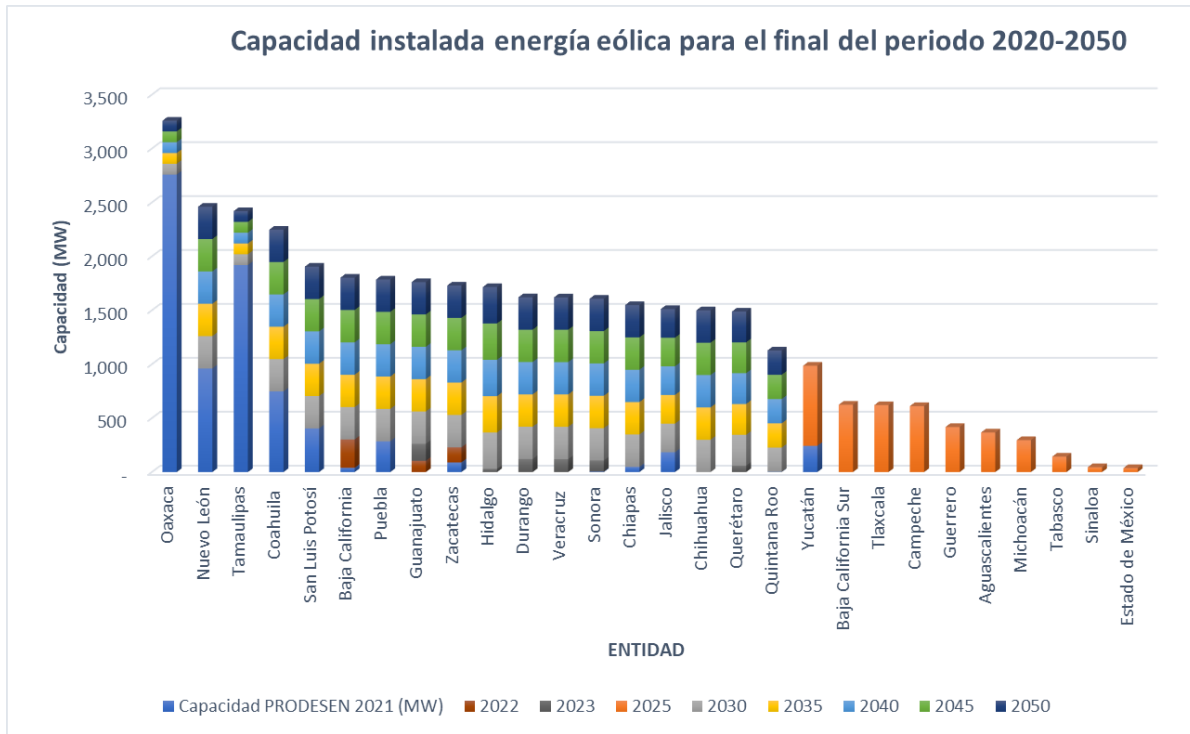


Gráfico 25. Capacidad eólica esperada para el final del periodo 2020-2050



3.4.5 Análisis por Región de Control

Gráfico 26. Propuesta de adiciones para energía eólica por Región de Control

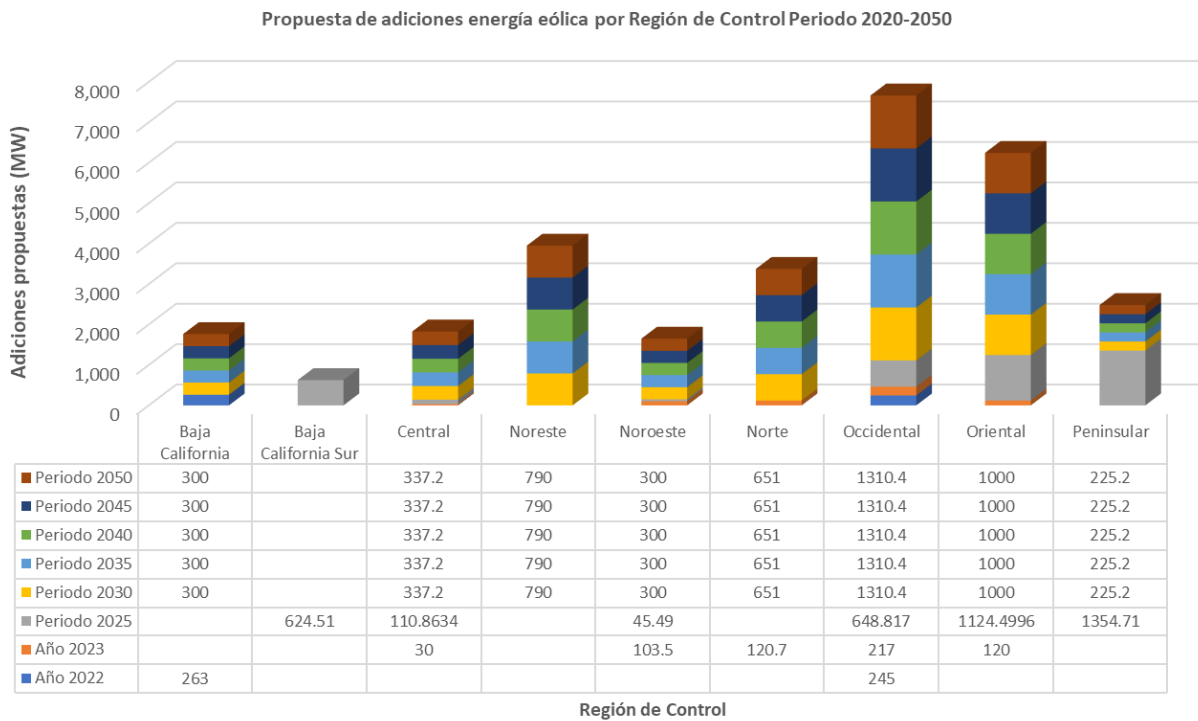
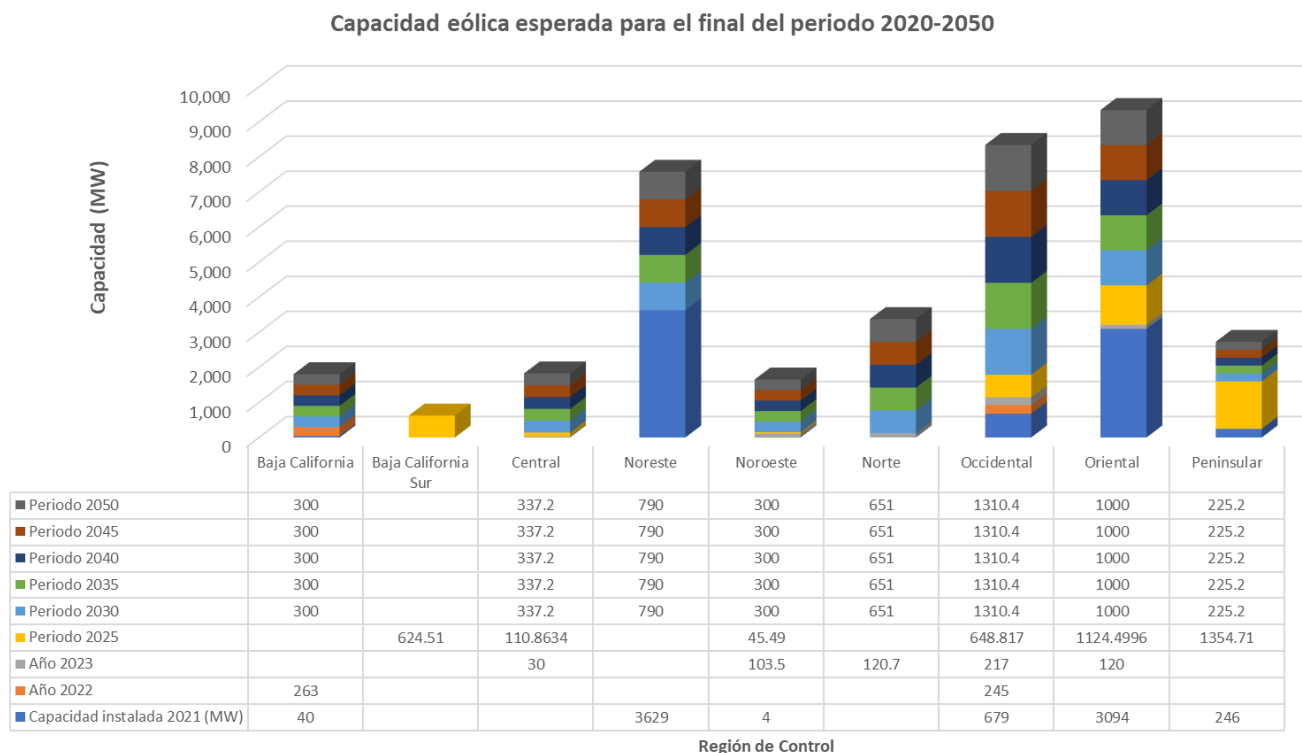


Gráfico 27. Capacidad eólica esperada para el final del periodo 2020-2050



3.4.6 Análisis de resultados

Con las adiciones propuestas la capacidad final de energía eólica llegaría a 37,269 MW para el final del periodo de estudio, es decir que se propusieron 29,577 MW de adiciones de capacidad eólica. La capacidad final sería ligeramente mayor a la contemplada en el Programa de Ampliación.

Oaxaca, Tamaulipas y Nuevo León serían los estados con la mayor capacidad instalada, mientras que los estados con la menor capacidad son Estado de México, Sinaloa y Tabasco.

Las Entidades que no cuentan con potencial eólico a causa de su pequeña superficie territorial y su localización geográfica son los estados de Colima, Morelos, Nayarit y Ciudad de México.

Aunque existe una variedad de potencial eólico, desde valores muy pequeños hasta valores bastante altos, se puede ver en el **Gráfico 25** que existe un potencial de instalación muy similar en varias entidades del país.

Con relación a los gráficos por Región de Control; se observa que las regiones Oriental, Occidental y Noreste podrían llegar a tener una capacidad instalada final muy similar.

La Región de Control de Baja California Sur es la que cuenta con el menor potencial eólico, mientras que la Región Oriental es la que cuenta con el potencial más alto.

Se puede apreciar que el potencial eólico está distribuido a lo largo de todo el país. Es muy importante destacar que no se utilizó todo el potencial estimado en AZEL para la propuesta de adiciones de capacidad, esto con el fin de buscar una matriz de generación diversificada.

La base de datos detallada se puede consultar en el siguiente enlace:

<https://docs.google.com/spreadsheets/d/1dyjyCyb57pMi7pXSovfmgVqNBM0yJpX/edit?usp=sharing&ouid=104114766339991553373&rtpof=true&sd=true>

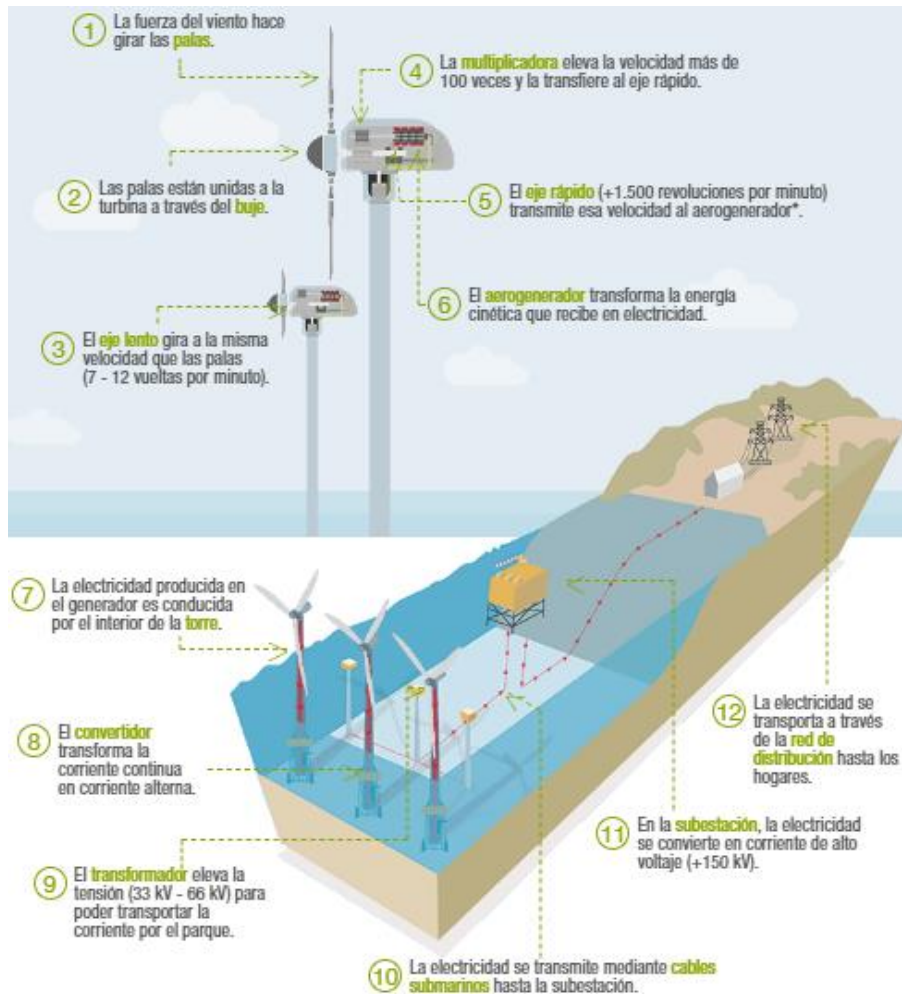
3.5 Potencial eólico costa fuera (offshore)

Al igual que la energía eólica en tierra, la energía eólica marina es una fuente de energía limpia que aprovecha la fuerza del viento; la gran diferencia está en que las corrientes de viento aquí alcanzan velocidades más grandes y son más constantes debido a la inexistencia de barreras. La energía generada es transmitida por redes eléctricas submarinas que se llevan hasta la costa para su posterior transformación y distribución.

Este tipo de energía es instalada en aguas someras, de entre 25 a 60 m de profundidad, pues los aerogeneradores que transforman la energía cinética en electricidad son asentados en el lecho marino.

Una de sus grandes ventajas es su prácticamente nulo impacto visual y acústico, además, las mega estructuras utilizadas son más fáciles de transportar en mar que en tierra, por consiguiente, es posible construir parques eólicos con mayor capacidad instalada (Iberdrola, 2022).

Figura 7. Funcionamiento de un parque eólico marino

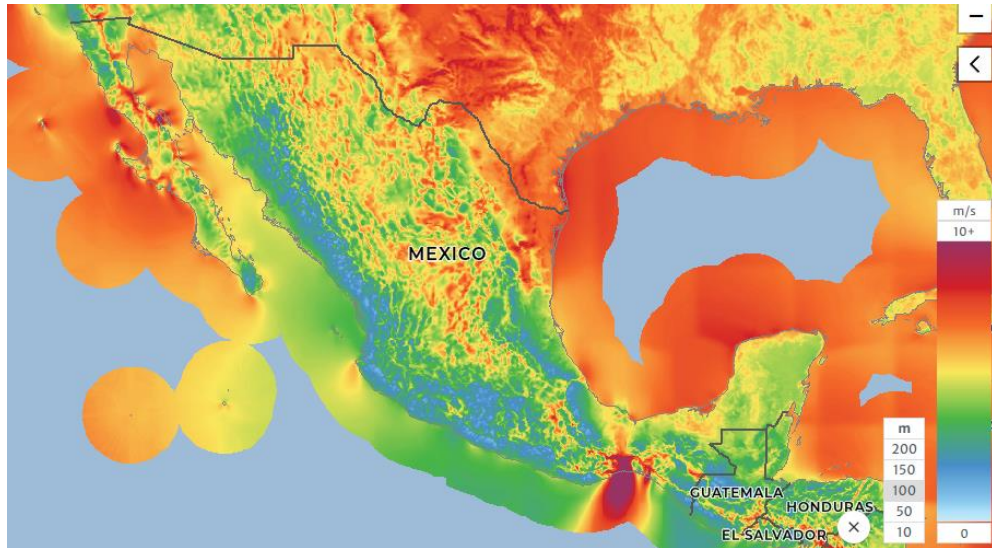


Fuente: (Iberdrola, 2022).

3.5.1 Estudios acerca del potencial eólico costa afuera en México

Para comenzar, el Global Wind Atlas fue consultado para obtener un panorama general sobre el potencial eólico marino en México. Específicamente, dos mapas fueron de gran interés, el primero de ellos muestra la velocidad media del viento tanto en tierra como en mar, el mapa se expone a continuación.

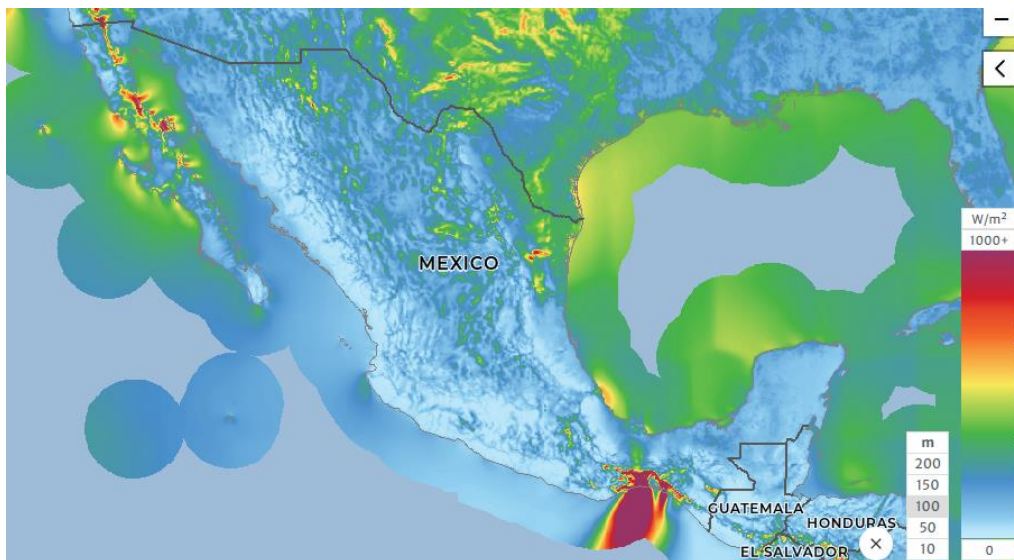
Mapa 21. Velocidad media del viento en México, medida a 100 m de altura



Fuente: Global Wind Atlas.

Aunque el mapa de potencial de recurso eólico es importante para identificar zonas de interés, un indicador más preciso es la densidad de potencia eólica. El mapa debajo mide esta variable.

Mapa 22. Densidad de potencia media para el recurso eólico en México, a 100 m de altura.



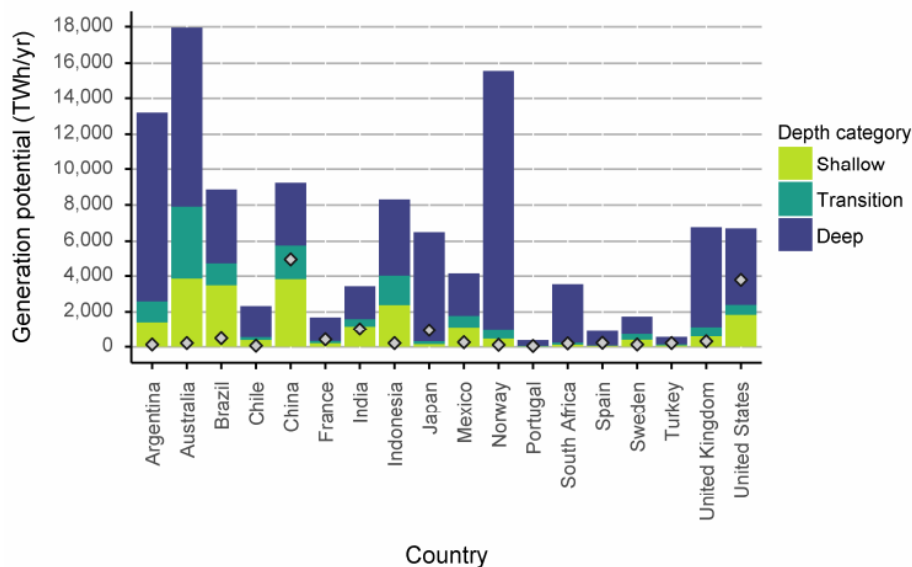
Fuente: Global Wind Atlas.

Podemos notar que las costas de Oaxaca contienen la zona marina con el potencial de recurso eólico más alto; algunos sitios ubicados en la Península de Baja California, especialmente al norte, presentan también muy buen potencial de recurso eólico marino.

Es importante notar que, el mayor potencial de recurso eólico marino se encuentra en las costas del Golfo de México, mientras que las costas del Pacífico muestran muy bajo potencial de recurso (a excepción del Golfo de California y Oaxaca).

Del mismo modo, un estudio para evaluar el potencial eólico marino global fue elaborado por (Jonathan Bosh; Lain Staffell; Adam G. Hawkes, 2018), su primer resultado global importante fue el potencial de generación anual estimado, éste se muestra en el **Gráfico 28**.

Gráfico 28. Potencial de generación anual estimado para la energía eólica marina.



Fuente: (Jonathan Bosh; Lain Staffell; Adam G. Hawkes, 2018).

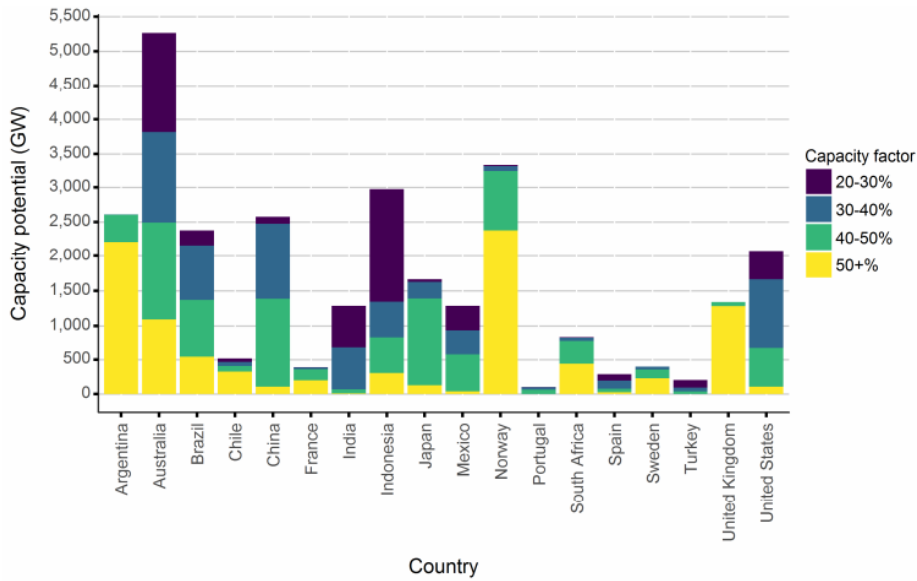
En este gráfico los autores presentaron el potencial eólico marino para los países con mayor potencial; como se puede observar México está presente con un potencial total del orden de 4,000 TWh/a.

Se destaca que los autores calcularon un potencial para tres diferentes profundidades; profundidad somera (0-40 m), de transición (40-60 m) y profunda (60-1,000 m). Con respecto a México, el mayor potencial se encuentra en aguas profundas con costos de instalación altos.

Otro parámetro importante calculado fue el factor de capacidad⁴² para esta tecnología, este se muestra en el **Gráfico 29**.

⁴² El factor de capacidad es equivalente al factor de planta.

Gráfico 29. Factor de capacidad global para la tecnología eólica marina.

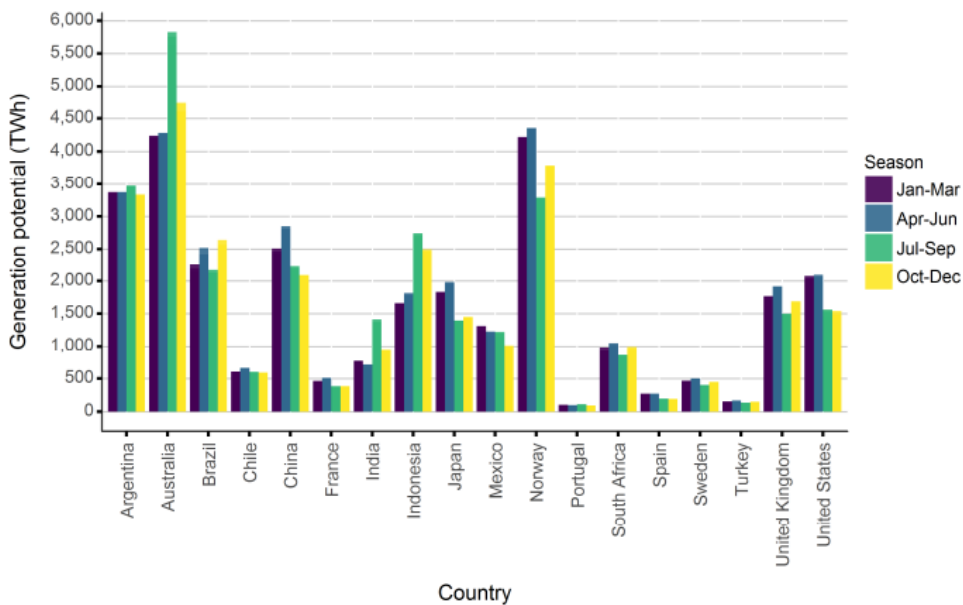


Fuente: (Jonathan Bosh; Lain Staffell; Adam G. Hawkes, 2018).

Se observa que México cuenta con factores de capacidad desde 20% hasta más del 50%, aunque la mitad del potencial de generación provendría de zonas con factores de capacidad entre 40 y 50 %, un cuarto del potencial con factores de 30 a 40% y otro cuarto de 20 a 30%.

Del mismo modo, los autores graficaron la variación del potencial de generación en función de la estación anual, sus resultados se presentan en el **Gráfico 30**.

Gráfico 30. Variación estacional del potencial de generación eólico marino.



Fuente: (Jonathan Bosh; Lain Staffell; Adam G. Hawkes, 2018).

Referente a México, la generación de energía presenta su producción más baja en invierno, en contraste, el potencial de generación más alto se pronostica en primavera. Del efecto de las estaciones del año en el factor de capacidad eólico marino se hablará un poco en otra sección.

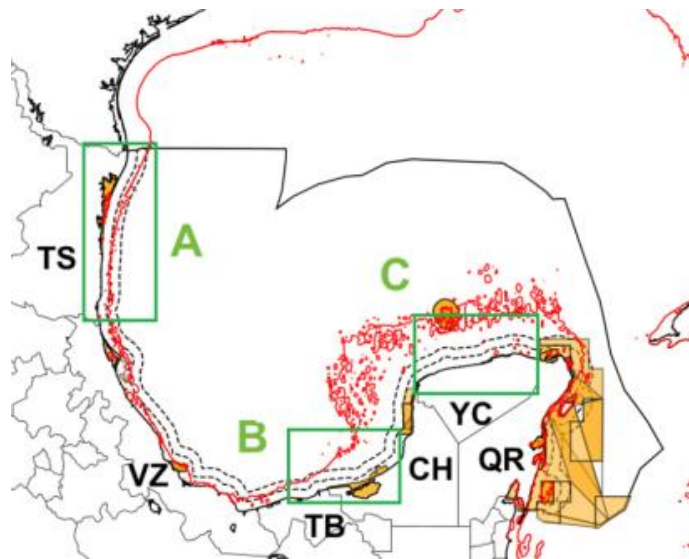
En lo que concierne a la bibliografía disponible, pocos estudios se han realizado para estimar el potencial eólico marino en el país. Una de las investigaciones más destacadas fue hecha recientemente por (Reyes, Hernández, & Laguna, 2022), en esta investigación los autores trataron de identificar zonas con potencial eólico marino en el Golfo de México y estimar la influencia de las estaciones del año en el factor de capacidad de esta tecnología.

Su metodología consistió en superponer mapas de potencial con mapas de restricciones mediante el software GIS. Los datos de velocidad del viento fueron extraídos de la base de datos ERA5 y del MERRA2. Los estados analizados fueron Tamaulipas, Veracruz, Campeche, Yucatán y Quintana Roo.

Respecto a los criterios considerados para la evaluación de potencial, los más importantes fueron los siguientes: se consideraron dos turbinas como referencia para las estimaciones de generación (una de 5 MW y otra de 10 MW); solo se contemplaron sitios de hasta 50 m de profundidad, las áreas naturales protegidas fueron descartadas, se consideró una distancia máxima a la costa de 44.44 km y, por último, solo se consideraron sitios con un factor de capacidad mayor al 30%.

Con relación a las áreas naturales protegidas, este estudio identificó 22 sitios, la mayoría de ellos localizados en la parte costera de Quintana Roo. A causa de esta restricción toda la línea de costa de Quintana Roo fue descartada de la evaluación. De la misma forma, la zona marina de Veracruz y Tabasco también fue excluida debido a que su barimetría es mayor a 50 m.

Mapa 23. Zonas de estudio para el potencial eólico marino, con restricciones.

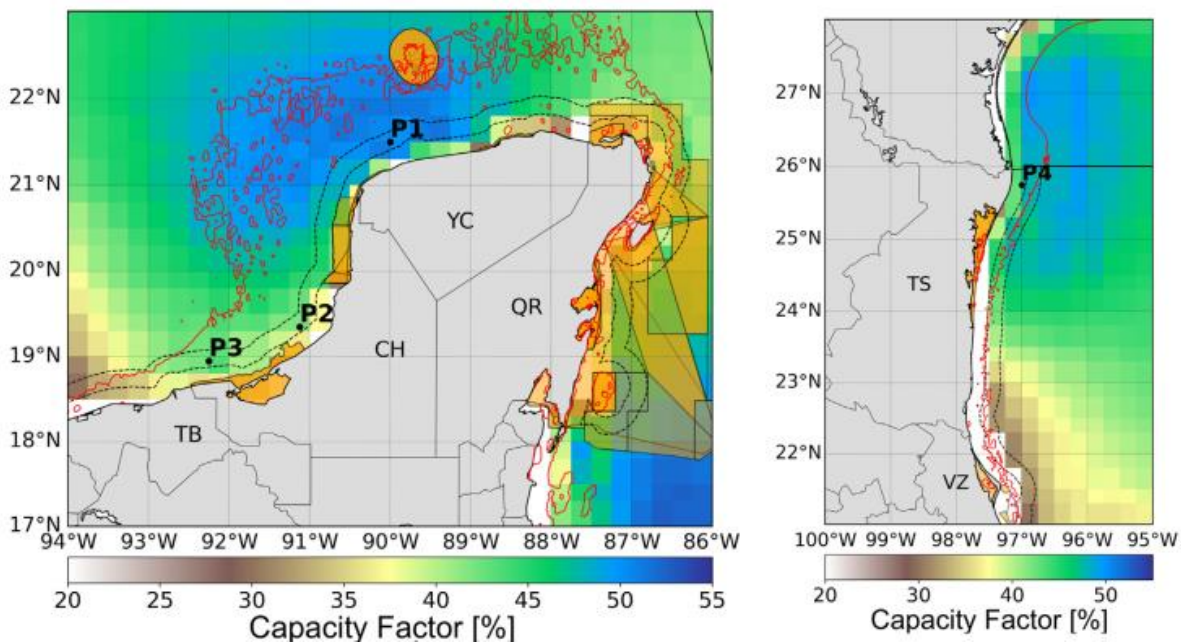


Fuente: (Reyes, Hernández, & Laguna, 2022).

El **Mapa 23** presenta las zonas de interés seleccionadas después de implementar los criterios mencionados anteriormente. La línea discontinua representa la distancia media y máxima a la costa que fue considerada, las áreas naturales protegidas son representadas con polígonos naranjas, la línea negra continua que pasa por el Golfo de México representa la zona económica exclusiva de México; finalmente, los recuadros verdes A, B y C son las áreas de interés con potencial eólico marino aprovechable.

Finalmente, se seleccionaron cuatro puntos para calcular sus factores de capacidad y evaluar su variación a lo largo del año; tres repartidos en la Península de Yucatán y uno en la zona de Tamaulipas. Ver **Mapa 24**.

Mapa 24. Sitios seleccionados para analizar su factor de capacidad en la Península de Yucatán (izquierda) y para la zona de Tamaulipas (derecha).



Fuente: (Reyes, Hernández, & Laguna, 2022).

El factor de capacidad más grande se presentó en la costa de Yucatán (Punto P1, 50%), mientras que el valor más bajo se presentó en Campeche (Punto P2, con 35%).

En relación con la variación del factor de capacidad estacional, los autores distinguen dos tendencias anuales en los cuatro puntos seleccionados; altos potenciales de producción de octubre a junio y bajos potenciales de producción entre agosto y septiembre. Para los cuatro puntos, los valores de factor de capacidad más altos se presentaron entre marzo y abril, mientras que los valores más bajos entre agosto y septiembre.

Por su parte (Galvez, y otros, 2022) hicieron un trabajo de investigación riguroso que tuvo como objetivo identificar el potencial eólico marino en México y su viabilidad, específicamente en zonas donde previamente se ha mencionado la existencia de este potencial, por esta razón su trabajo se limitó desde un principio a analizar sólo el Golfo de México.

Su metodología y resultados obtenidos se comentarán brevemente. En primer lugar, las zonas de estudio seleccionadas fueron los correspondientes límites marinos administrativos de los estados de Tabasco, Campeche y Yucatán. Los datos de velocidad de viento fueron tomados del modelo MERRA-2 a 50 m de altura, del modelo ERA-5 a 100 m de altura y del Global Wind Atlas.

En torno a los criterios de exclusión considerados, los autores contemplaron los siguientes: fueron excluidas las áreas de uso exclusivo por la industria de hidrocarburos, así como pozos y plataformas petroleras; también fueron excluidas zonas declaradas como áreas naturales protegidas, la profundidad máxima del mar se consideró de 50 m; se tomaron como referencia 20 km de distancia a la costa y, finalmente, se consideró una turbina IEA de 15 MW como referencia. Es importante mencionar que fue extrapolada la velocidad del viento a 150 m de altura.

Una vez aplicados los criterios mencionados anteriormente, los autores propusieron tres localizaciones para evaluar la factibilidad de un parque eólico en cada una de las zonas marítimas estatales. Ver **Mapa 25**.

Mapa 25. Localización propuesta para los Parque eólicos analizados.



Fuente: (Galvez, y otros, 2022).

Finalmente, los autores presentaron sus resultados, calcularon también una variedad de parámetros de interés que se resumen en la **Tabla 38** y **Tabla 39**.

Tabla 37. Datos para cada uno de los parques eólicos propuestos.

Parque eólico	Área seleccionada (km ²)	Turbinas eólicas	Densidad de potencia promedio (W/m ²)	Factor de capacidad (%)	Potencia de salida (GW)	Energía anual entregada neta (GWh/a)
Tabasco	272	94	350	32	1.41	4,000.9
Campeche	442	170	380	37	2.55	8,381.5
Yucatán	451	170	490	46	2.55	10,438.5

Como se puede apreciar, el parque eólico más pequeño estaría instalado en la zona de Tabasco, mientras que, el parque con la mayor generación anual estimada estaría ubicado en Yucatán debido a su factor de capacidad de 46%.

La vida útil de las turbinas se consideró de 20 a 25 años para fines matemáticos. Algunas conclusiones a las que llegaron los autores y que también son importantes destacar son que las áreas excluidas en la zona marítima de Campeche y Tabasco debido a la industria petrolera fueron considerables; por el contrario, las zonas excluidas por áreas naturales protegidas tomaron mayor relevancia en los estados de Campeche y Yucatán, de hecho, no existen restricciones de este tipo en Tabasco.

Otros parámetros de interés que expusieron los autores se presentan en la **Tabla 35**.

Tabla 38. Parámetros para los parques eólicos considerados.

Parámetro	Parque eólico Tabasco	Parque eólico Campeche	Parque eólico Yucatán
Profundidad promedio (m)	62	15	25
Distancia a la costa (km)	23	24	22
Distancia a la RNT en tierra (km)	41	2	19

Los autores también calcularon el costo nivelado de energía para cada parque y aplicaron un análisis de sensibilidad, sin embargo, este dato no es reportado aquí.

Continuando con la revisión bibliográfica referente al potencial eólico marino en México, se ha encontrado que escasas investigaciones se han hecho para evaluar el potencial eólico offshore en la costa del Pacífico mexicano, esto puede deberse a los menores potenciales de recurso (excepto en Oaxaca), en comparación con los que han sido reportados en el Golfo de México.

A pesar de esto, (Magar, Gross, & García, 2017) realizaron una evaluación del potencial eólico offshore en el norte del Golfo de California; destaca de su investigación la importancia dada a los aspectos ambientales y sociales.

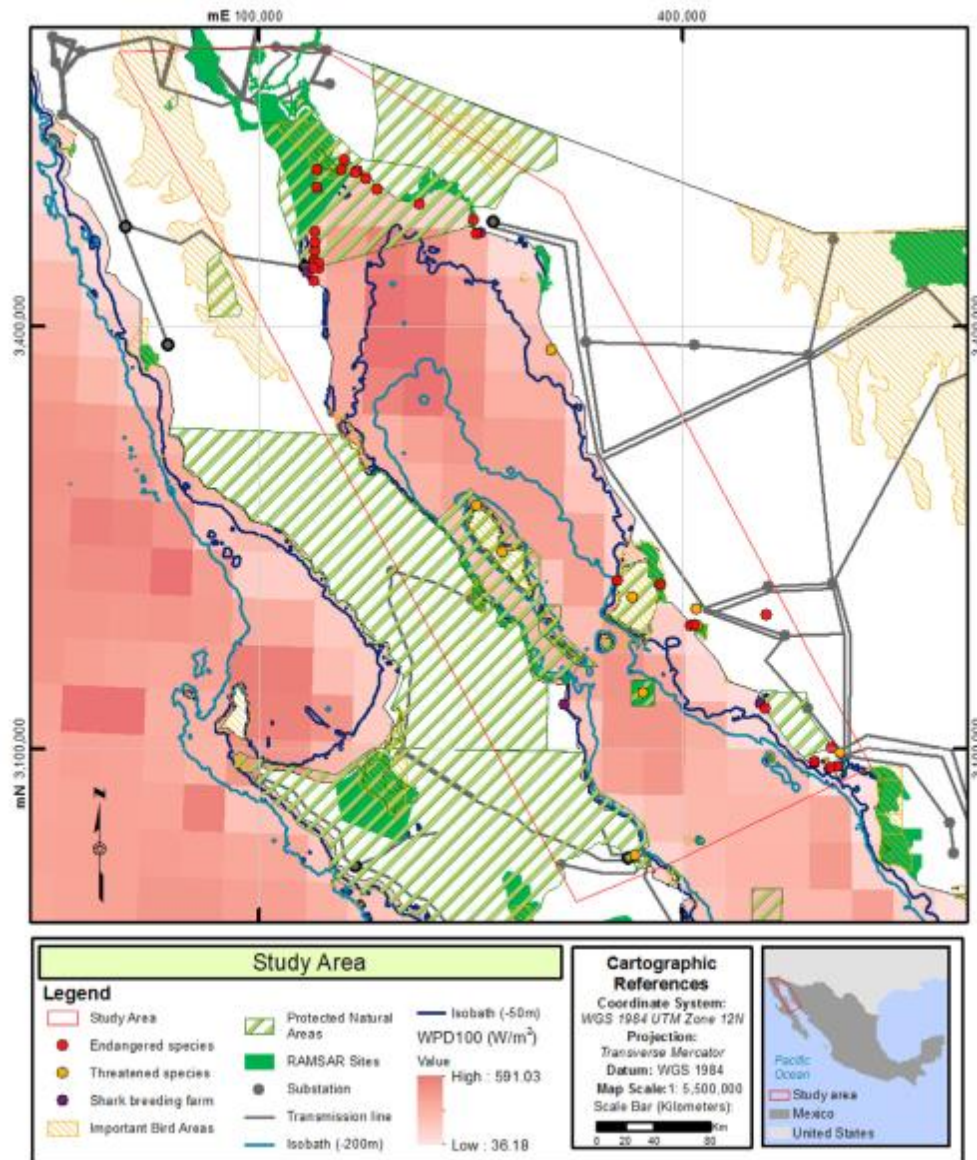
Las condiciones más importantes tomadas en consideración por los autores para la estimación del potencial eólico offshore fueron las siguientes: el área de estudio fue delimitada entre Santa Rosalía-Guaymas y el Delta del Río Colorado, profundidades de hasta 50 m, mediciones a 50, 100 y 150 m de altura; y turbina Haliade 150-6 MW de potencia.

Como restricciones técnico-económicas se tomaron en cuenta la distancia a las RNT (100 km máximo), profundidades máximas de 200 m y altura nominal de la turbina de referencia de 100 m.

Asimismo, como parámetros medioambientales se consideraron áreas naturales protegidas, zonas con especies en peligro de extinción, zonas con especies en amenaza, zonas de cría de tiburones y áreas con presencia importante de aves.

En lo que concierne a los aspectos sociales, los autores contemplaron las zonas de pesca. El **Mapa 26** expone la zona de estudio y los aspectos mencionados anteriormente.

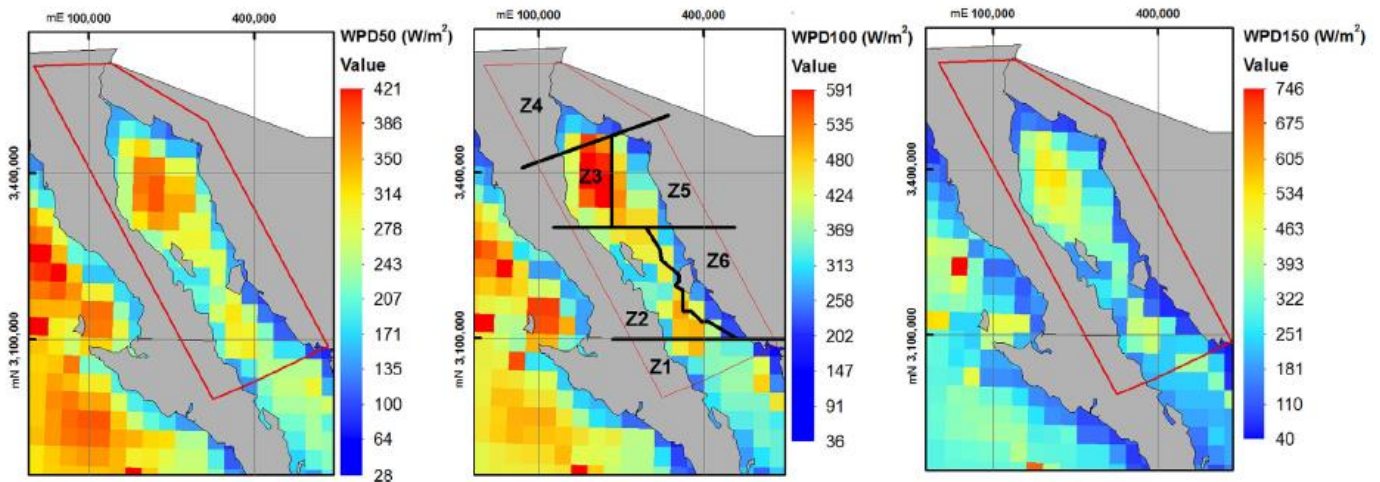
Mapa 26. Área de estudio y zonas de exclusión consideradas.



Fuente: (Magar, Gross, & García, 2017).

Finalmente, sus resultados fueron presentados en tres diferentes mapas que dependen de la altura de la turbina considerada. Ver **Mapa 27**.

Mapa 27. Estimación teórica de densidad de potencia eólica (W/m^2) para diferentes alturas sobre el nivel del mar.



Fuente: (Magar, Gross, & García, 2017).

Los autores compararon sus resultados a una altura de 50 m con los obtenidos por el NREL en el 2009; observaron que sus valores obtenidos fueron un poco más bajos en comparación con los del NREL. Esta diferencia la atribuyeron al método de modelación y a la resolución de las celdas.

Para determinar la capacidad instalable teórica, la densidad de potencia eólica de cada pixel fue multiplicada por el área de su respectivo pixel y sumado.

Los primeros resultados (sin descontar restricciones) estimaron una capacidad instalable a 50 m de altura de 16,000 GW; 19,700 GW para 100 m y 22,500 GW para 150 m. Como se observa, el potencial eólico crece en función de la altura de turbina.

Luego, los autores se concentraron sólo en el potencial eólico marino a 100 m de altura. Una vez que se removieron las zonas con restricciones técnico-económicas la capacidad instalable práctica pasó a ser de 9,645 GW; reduciéndose aproximadamente un 49% del total.

Al final, los autores removieron las áreas con restricciones sociales y ecológicas, su resultado fue una capacidad eólica marina instalable de 6,864 GW; sin embargo, si se considera la posibilidad de sinergia entre una turbina eólica marina y solo una comunidad pesquera, la capacidad disminuye a 5,766 GW. Los autores también mencionan que las negociaciones con comunidades pesqueras que se encuentren dentro de áreas con potencial podrían retrasar el desarrollo de estos proyectos e incluso reducir aún más el estimado de potencial eólico marino calculado.

3.6 Potencial hidroeléctrico con embalse

La energía hidroeléctrica es la energía renovable con mayor capacidad instalada en México. El último PRODESEN 2021 señala que existe una capacidad instalada a abril de 2021 de 12,614 MW, repartidos en 17 estados. La mayor capacidad instalada se encuentra en el Estado de Chiapas, representando aproximadamente el 40% del total; Michoacán y Nayarit tiene aproximadamente el 15% (cada uno) y el estado de Jalisco cuenta con el 10%, aproximadamente, la capacidad restante se encuentra repartida alrededor del país. La **Tabla 40** presenta los detalles.

Tabla 39. Capacidad hidroeléctrica con embalse en México a abril del 2021

ESTADO	Capacidad (MW)
Chiapas	4828
Chihuahua	28
Coahuila	66
Durango	9
Guerrero	668
Hidalgo	292
Estado de México	74
Jalisco	1173
Michoacán	1779
Nayarit	1741
Oaxaca	356
Puebla	459
San Luis Potosí	20
Sinaloa	777
Sonora	164
Tamaulipas	32
Veracruz	148
TOTAL	12,614

Fuente: PRODESEN 2021.

De acuerdo con un reporte del CEMIE titulado “*1era parte: Infraestructura hidroeléctrica actual*” (CEMIE-Hidro, 2017), a 2017 se encontraban en operación 101 presas de generación tanto de CFE como de privados; de las cuales se identificaron 54 presas mayores a 50 años de operación. Ver **Mapa 28**.

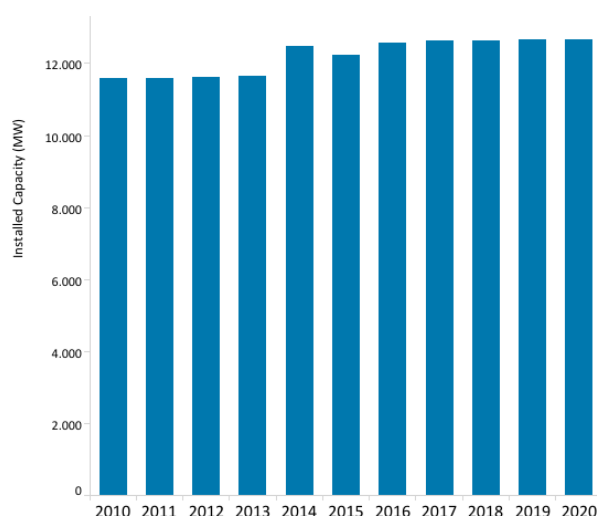
Mapa 28. Centrales de generación hidroeléctrica en México a 2017



Fuente: CEMIE-Hidro

Por otra parte, la (IRENA, 2020) presenta un gráfico (**Gráfico 31**) con la evolución de la capacidad instalada hidroeléctrica con embalse en México, desde el año 2010 al 2020.

Gráfico 31. Capacidad hidroeléctrica instalada en México desde el año 2010 al 2020⁴³



Fuente: IRENA, 2022.

⁴³ International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/hydropower>

El dato de capacidad hidroeléctrica con embalse para el último año según el gráfico anterior fue de 12,671 MW. Como podemos observar, esta capacidad se ha mantenido constante en los últimos 5 años y ha incrementado muy poco durante la última década.

La generación de energía por medio de hidroeléctricas con embalse es una de las opciones de energía renovable más interesante para invertir, algunas de sus ventajas que presenta son su vida útil, pues puede llegar a ser de 100 años; altos factores de planta y la seguridad energética que provee, en virtud de que no depende de una fuente intermitente de energía y se tiene la opción de aplicar técnicas de rebombeo, aún no aprovechadas en México.

Por otro lado, también se tienen desventajas; aspectos sociales y ambientales como la aceptación social y la modificación medioambiental del sitio son algunos ejemplos. Por esto, se ha argumentado en los últimos años que la generación eléctrica por mini hidroeléctricas es una opción más viable en muchos aspectos y podría ser una excelente alternativa para sitios lejanos a las redes eléctricas.

En adición, otro problema importante en México para este tipo de energía es la cantidad de plantas con una vida operativa elevada, algunas alrededor de 50 años, mientras que otras ya han sobrepasado su vida útil. Por esta razón, instituciones especializadas en el tema y el gobierno mexicano han considerado la renovación de estas plantas como una manera de incrementar el potencial hidroeléctrico de la nación, evitando así los aspectos económicos, sociales y ambientales que conlleva la construcción de una planta nueva.

3.6.1 Base de datos INEL

Como se ha descrito anteriormente, la (SENER, 2017) presenta el Inventario Nacional de Energías Limpias en el cual compila todos los sitios con potencial probado y probable para la generación de energía hidroeléctrica.

El orden de las columnas, de izquierda a derecha es el siguiente: ID, Energía, Estado, municipio, sitio, tipo, clasificación, subclasificación, capacidad instalada (MW), potencial (GWh/a), fuente y FP estimado. La única modificación hecha a la base original fue que se anexó la columna ID y la columna FP estimado.

El número total de datos son 633, de los cuales 52 datos tienen la clasificación de **probado** y juntos suman una capacidad instalable de 1,026.81 MW y un potencial de generación anual de 4,239.37 GWh/a.

Mientras que, los datos con clasificación de potencial **probable** son 581, suman una capacidad de 9,242.76 MW y un potencial de generación anual de 39,059.84 GWh/a.

Por lo tanto, el valor de capacidad total para ambas clasificaciones sumó un total de 10,269 MW y una generación anual de 43,229 GWh/a.

Al hacer el análisis histórico de los datos de capacidad instalada para hidroeléctrica con embalse se notó que no se ha instalado ninguna capacidad con la clasificación de probado, por lo tanto, sí se considerará en este trabajo como potencial a instalar en primera instancia.

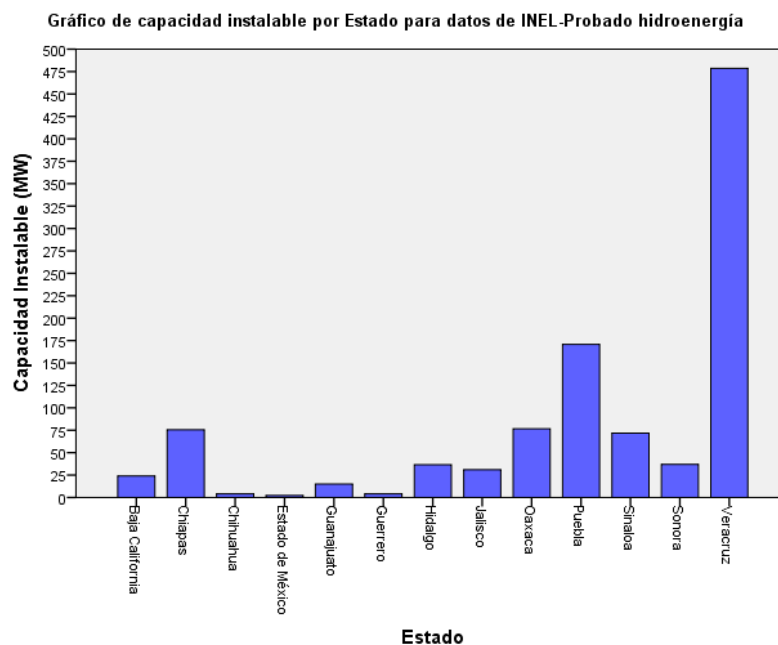
3.6.1.1 Revisión y corrección de factores de planta

Debido a que los factores de planta estimados por el Centro Mario Molina (CMM) se consideraron ideales (se atribuyó un valor de 1), se optó por calcular un FP ponderado, sólo considerando los datos de CFE y CRE pues estos datos se consideraron más acertados. Así mismo, se calculó este dato para pequeñas y grandes hidroeléctricas, obteniendo dos FP distintos.

FP pequeña hidroeléctrica	FP grande hidroeléctrica
0.42	0.28

Una vez que se obtuvo el dato anterior se asignó el nuevo FP y se prosiguió a recalcular el potencial de generación, sólo para los datos del Centro Mario Molina. Al realizar este procedimiento la generación pasó de un estimado original de 43,229 GWh/a a 28,437 GWh/a⁴⁴.

Gráfico 32. Capacidad instalable por estado para datos de INEL-Probado hidroenergía

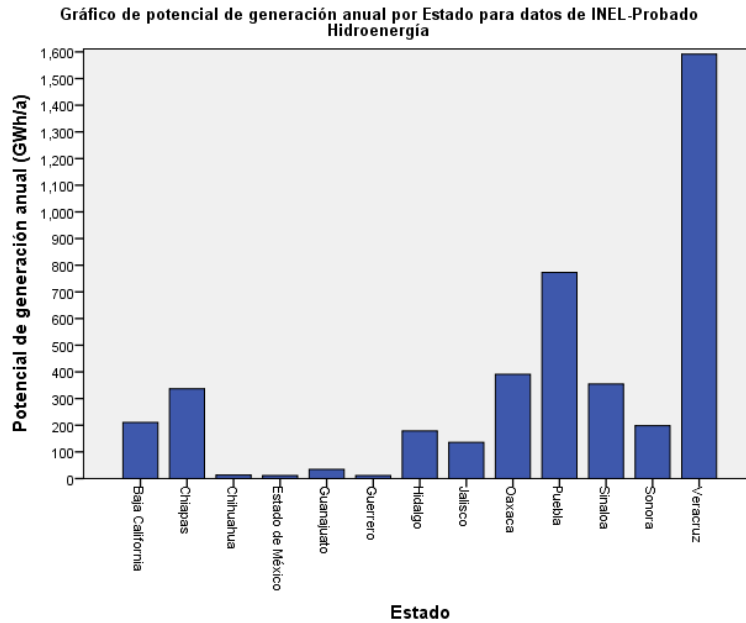


Fuente: Elaboración propia con Software IBM SPSS y datos de INEL

⁴⁴ La base de datos total con todos los detalles puede consultarse en el siguiente enlace:

https://docs.google.com/spreadsheets/d/1o1_dWAany_pAseI0ayx6cVxwxLbwbghl/edit?usp=sharing&oid=104114766339991553373&rtpof=true&sd=true

Gráfico 33. Potencial de generación anual por estado para datos de INEL-Probado Hidroenergía



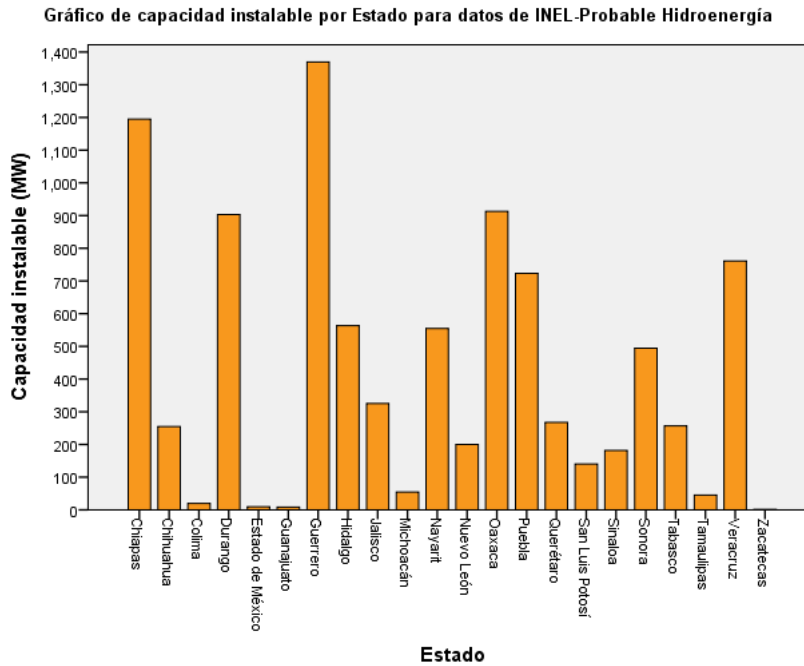
Fuente: Elaboración propia con Software IBM SPSS y datos de INEL

Mapa 29. Ubicación de sitios con potencial probado INEL-Hidroenergía



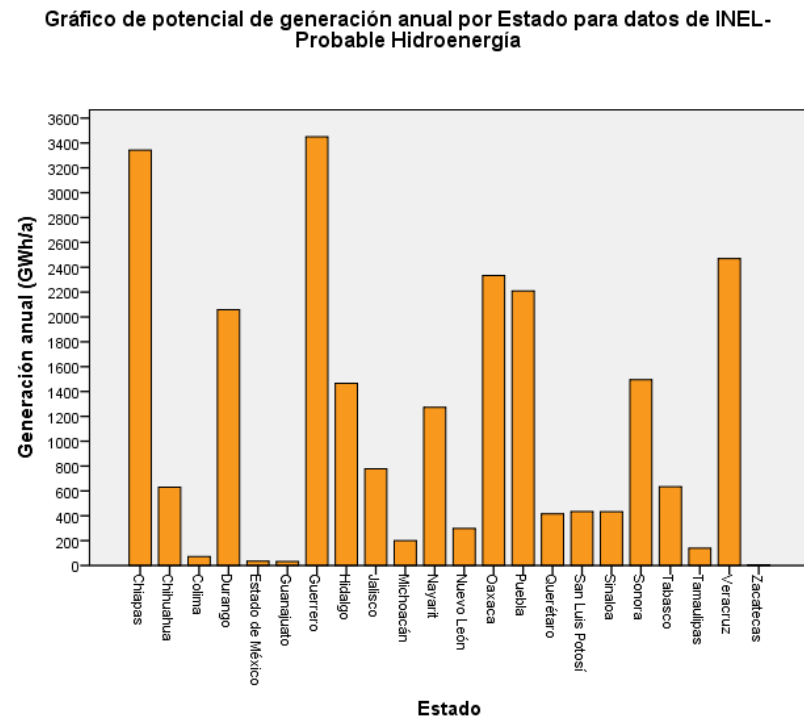
Fuente: Elaboración propia con Power BI y datos de INEL

Gráfico 34. Capacidad instalable por estado para datos de INEL-Probable Hidroenergía



Fuente: Elaboración propia con Software IBM SPSS y datos de INEL

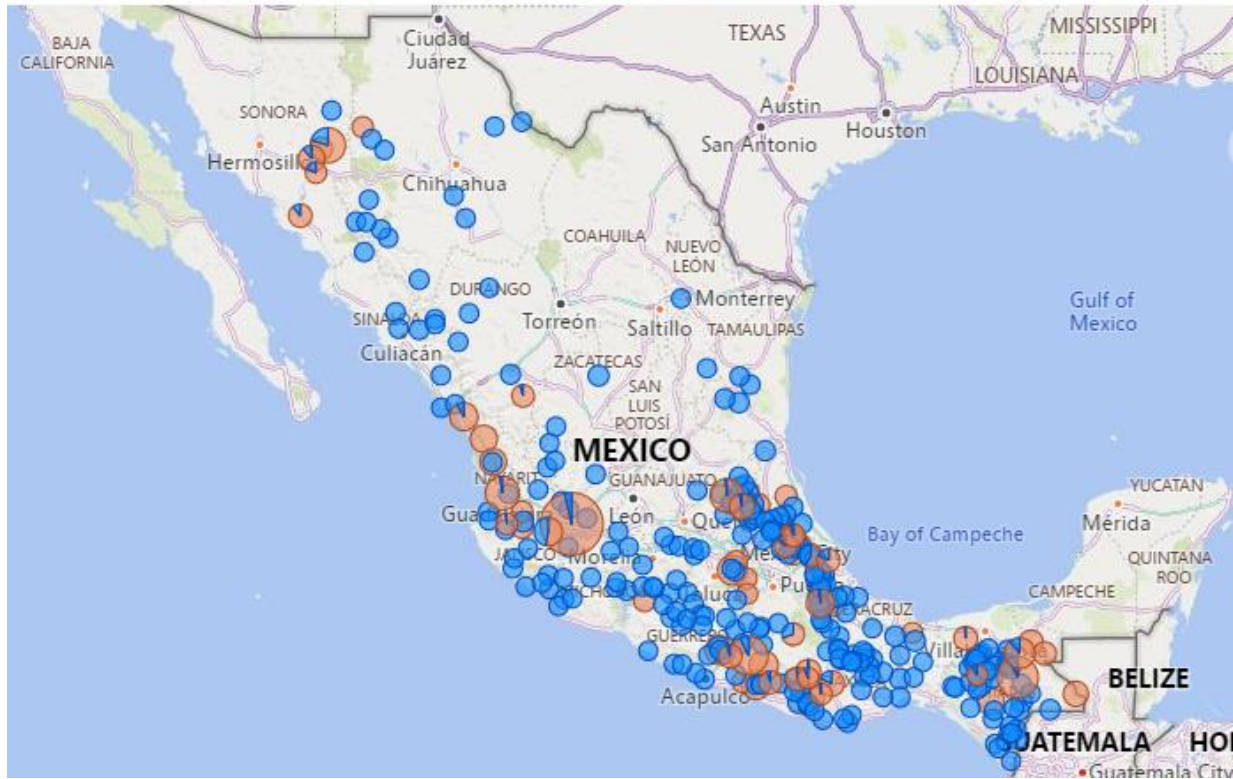
Gráfico 35. Generación anual por estado para datos de INEL-Probable Hidroenergía



Fuente: Elaboración propia con Software IBM SPSS y datos de INEL.

Mapa 30. Ubicación de sitios con potencial probable INEL-Hidroenergía

MAPA DE UBICACIÓN DE SITIOS CON POTENCIAL HIDROELÉCTRICO PROBABLE PARA DATOS ...



Fuente: Elaboración propia con Power BI y datos de INEL.

El color de los puntos en el **Mapa 29 y 30** corresponde al tipo de hidroeléctrica, azul para pequeña hidroeléctrica y rosa para grande hidroeléctrica. El enlace a ambos mapas para la consulta del interesado se deja a continuación:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojODlmNWw0ZjltYjRmZS00ODc4LTkzNGEtMzM0YzU5ZGE4OTIzIiwidCI6IjVmMjgyOTUwLWU5ZC1hYjYkLWV3NDRhYTZlZmMwNyIsImMiOiR9>

Finalmente, la **Tabla 41** presenta el resumen de la capacidad instalable por estado para las dos clasificaciones, en orden descendente.

Tabla 40. Potencial hidroeléctrico con embalse para clasificación probada y probable, datos de INEL

Entidad	Probable (MW)	Probado (MW)	Total (MW)
Guerrero	1369.52	4	1373.52
Chiapas	1195.03	75.5	1270.53
Veracruz	760.95	478.61	1239.56
Oaxaca	913.03	76.59	989.62
Durango	903.33		903.33
Puebla	723.29	170.68	893.97
Hidalgo	563.29	36.6	599.89
Nayarit	554.63		554.63
Sonora	494.37	37	531.37
Jalisco	325.24	30.95	356.19
Querétaro	267.3		267.3
Chihuahua	254.58	4	258.58
Tabasco	257.02		257.02
Sinaloa	181.7	71.68	253.38
Nuevo León	200.12		200.12
San Luis Potosí	140.52		140.52
Michoacán	54.35		54.35
Tamaulipas	45.27		45.27
Baja California		24	24
Guanajuato	8.69	15	23.69
Colima	19.6		19.6
Estado de México	9.6	2.2	11.8
Zacatecas	1.33		1.33
Total	9,242.76	1,026.81	10,269.57

3.6.2 Corrección de potencial por factores de cambio climático

Un estudio realizado recientemente por la UPE-UNAM ha tenido como objetivo estimar cuantitativamente el aumento de temperatura y precipitación pluvial en el almacenamiento de cuencas hidrológicas y por consiguiente su potencial hidroeléctrico posible⁴⁵.

Dos modelos fueron utilizados para obtener dos factores de disponibilidad. Este cálculo se hizo para 630 de los 633 datos disponibles en la base de INEL. Estos factores varían desde valores de 0.7825 hasta 1.051 para el primer factor, y de 0.6915 hasta 0.9738 para el segundo factor.

Luego, ambos factores se multiplicaron por su correspondiente potencial de generación anual, obteniendo así dos valores distintos para cada dato.

Utilizando el FCC-1, el potencial de generación total disminuyó a un valor de 25,299 GWh/a; mientras que al utilizar el FCC-2 la generación anual total pasó a ser de 24,367 GWh/a. Este valor es el que se considerará para la estimación de generación anual.

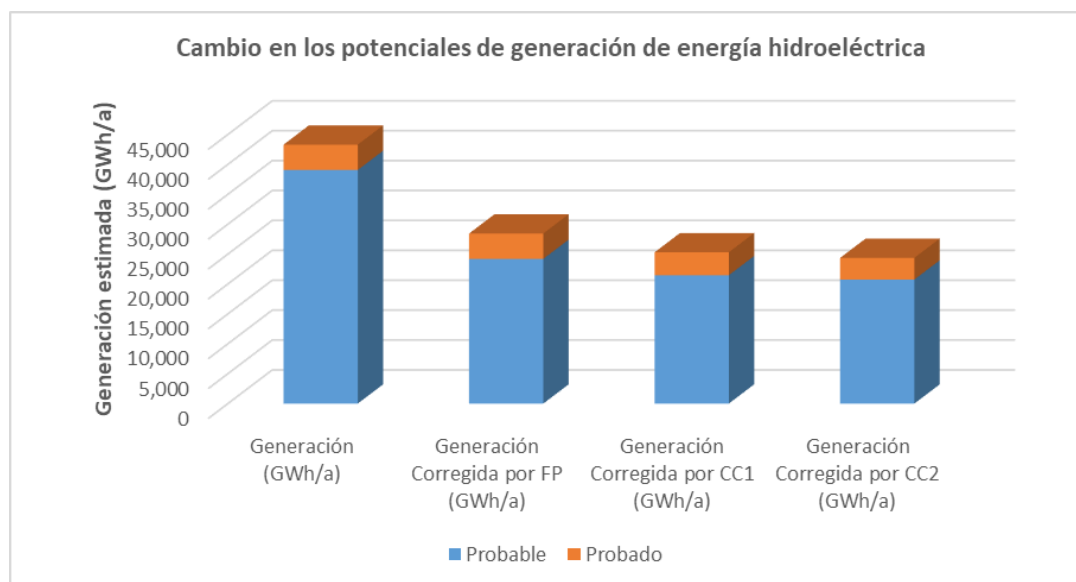
La siguiente tabla resume los cambios hechos, desde la base original hasta el recálculo de la generación por factores de cambio climático.

⁴⁵ Un artículo sobre este estudio se encuentra en elaboración.

Tabla 41. Cambio en los potenciales de energía hidroeléctrica con embalse

	Capacidad (MW)	Generación (GWh/a)	Generación Corregida por FP (GWh/a)	Generación Corregida por CC1 (GWh/a)	Generación Corregida por CC2 (GWh/a)
Probable	9,242.76	39,059.84	24,198.57	21,465.58	20,742.78
Probado	1,026.81	4,239.37	4,239.37	3,833.88	3,625.06
Total	10,269.57	43,299.21	28,437.94	25,299.46	24,367.83

Gráfico 36. Cambio en los potenciales de generación de energía hidroeléctrica con embalse



Al analizar los datos mostrados en la tabla se observa que el estudio mencionado previamente no afectó los valores de potencial que se tenían estimados, sin embargo, los valores de generación sí se vieron modificados, en primer lugar, al corregir los valores ideales de aquellos sitios que presentaban un FP con valor de uno (aunque el potencial probado no se vio afectado) y después por los dos factores de cambio climático. Así, la generación total pasó de un valor inicial de 43,299 GWh/a a 24,362 GWh/a para el escenario más conservador, prácticamente la mitad del valor original.

3.6.3 Propuesta de adiciones

La propuesta de adiciones se hizo con base en la información del INEL-Hidroenergía, considerando los sitios con clasificación de probado como las primeras capacidades a instalar, mientras que los sitios con clasificación de probable fueron contemplados en segundo lugar, tomando como primer criterio de instalación los sitios con el mayor factor de cambio climático (sólo se trabajó con el CC1), en otras palabras, se planea instalar primero aquellos sitios menos propensos a ser afectados por variables externas. El segundo criterio de instalación se

hizo considerando aquellos estados que no cuentan con capacidad hidroeléctrica con embalse instalada o que su capacidad actual es pequeña en comparación con otros estados⁴⁶.

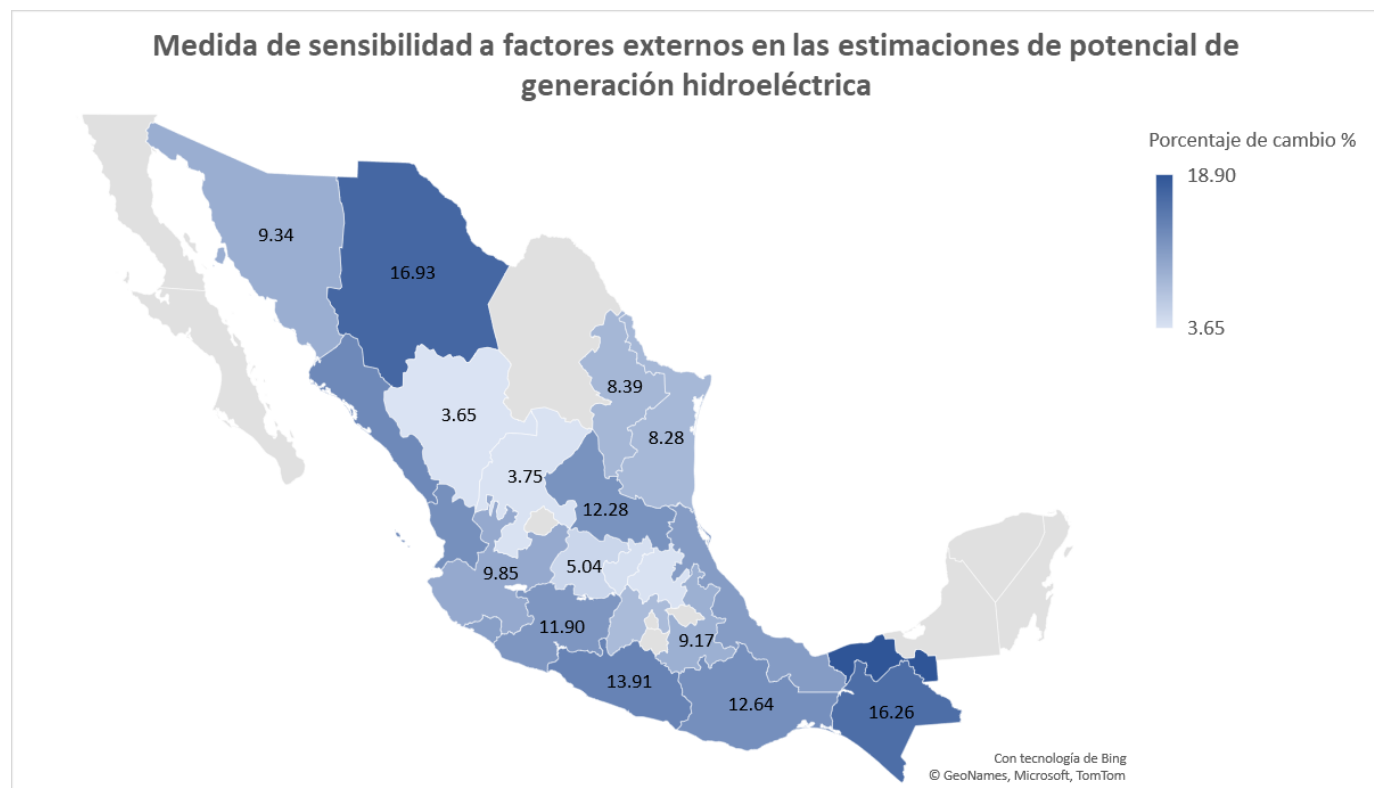
Se calculó un porcentaje de cambio a nivel estado para poder determinar qué Entidades son más sensibles al cambio y así proponer el orden de adiciones. Se trabajó con los valores de factor de cambio climático 1. Los resultados se pueden observar en la **Tabla 43**.

Tabla 42. Porcentaje de cambio en la generación estimada debido al factor de cambio climático 1

Entidad	Generación Recalculada GWh/a	Generación aplicando FCC-1 GWh/a	Porcentaje de cambio %
Tabasco	634.18	514.30	18.90
Chihuahua	630.41	523.67	16.93
Chiapas	3,343.15	2,799.42	16.26
Guerrero	3,449.68	2,969.80	13.91
Sinaloa	433.23	375.55	13.31
Oaxaca	2,333.97	2,038.85	12.64
Nayarit	1,272.49	1,112.85	12.54
San Luis Potosí	434.03	380.71	12.28
Michoacán	199.96	176.17	11.90
Veracruz	2,470.02	2,191.87	11.26
Colima	72.11	64.22	10.94
Jalisco	778.45	701.80	9.85
Sonora	1,494.79	1,355.16	9.34
Puebla	2,208.99	2,006.38	9.17
Nuevo León	292.44	267.90	8.39
Tamaulipas	139.39	127.84	8.28
Estado de México	35.32	32.53	7.91
Guanajuato	31.97	30.36	5.04
Querétaro	415.54	398.38	4.13
Hidalgo	1,465.44	1,410.20	3.77
Zacatecas	4.89	4.71	3.75
Durango	2,058.10	1,982.91	3.65

⁴⁶ El enlace a esta base de datos, así como a los gráficos correspondientes se puede consultar en el siguiente link:
<https://docs.google.com/spreadsheets/d/182eVuNDHwssyvoSSDMeNAjTCmBqGffec/edit?usp=sharing&ouid=104114766339991553373&rtpof=true&sd=true>

Mapa 31. Porcentaje de cambio debido a factores externos para las estimaciones de potencial hidroeléctrico



Se examina que la entidad más sensible a factores climáticos externos que pueden modificar el potencial hidroeléctrico es Tabasco, por el contrario, la entidad con el menor efecto al cambio es Durango. Por consiguiente, Durango será la primera entidad en ser considerada para instalar potencial, mientras que Tabasco será el último. La tabla debajo resume todo lo explicado con anterioridad.

No es apreciable una tendencia de este porcentaje hacia una zona geográfica particular.

Por tanto, considerando todas las premisas mencionadas previamente la propuesta de adiciones quedó repartida de la siguiente manera. Ver **Tabla 44**.

Tabla 43. Propuesta de adiciones y capacidad final instalada para datos hidroeléctricos de INEL

Estado	Capacidad Instalada 2021 (MW)	ADICIONES						Total
		PROBADO		PROBABLE				
		2025	2030	2035	2040	2045	2050	
Baja California	-	24.00						24.00
Chiapas	4,828.00	75.00					1,195.03	6,098.03
Chihuahua	28.00	4.00					254.58	286.58
Coahuila	66.00							66.00
Colima	-				19.60			19.60
Durango	9.00		903.33					912.33
Estado de México	74.00	2.20		9.60				85.80
Guanajuato	-	15.00		8.69				23.69
Guerrero	668.00	4.00					1,369.52	2,041.52
Hidalgo	292.00	36.00	563.29					891.29
Jalisco	1,173.00	30.95		325.24				1,529.19
Michoacán	1,779.00				54.35			1,833.35
Nayarit	1,741.00					554.63		2,295.63
Nuevo León	-			200.12				200.12
Oaxaca	356.00	76.59				913.03		1,345.62
Puebla	459.00	170.68		723.29				1,352.97
Querétaro	-		267.30					267.30
San Luis Potosí	20.00				140.52			160.52
Sinaloa	777.00	71.68				181.70		1,030.38
Sonora	164.00	37.00			494.37			695.37
Tabasco	-						257.02	257.02
Tamaulipas	32.00			45.27				77.27
Veracruz	148.00	478.61			760.95			1,387.56
Zacatecas	-		1.33					1.33
Total	12,614.00	1,025.71	1,735.25	1,312.21	1,469.79	1,649.36	3,076.15	22,882.47

Estos resultados se expresan de manera gráfica por entidad en los Gráficos 37 y 38.

Gráfico 37. Adiciones propuestas de capacidad hidroeléctrica con embalse para el periodo 2020-2050

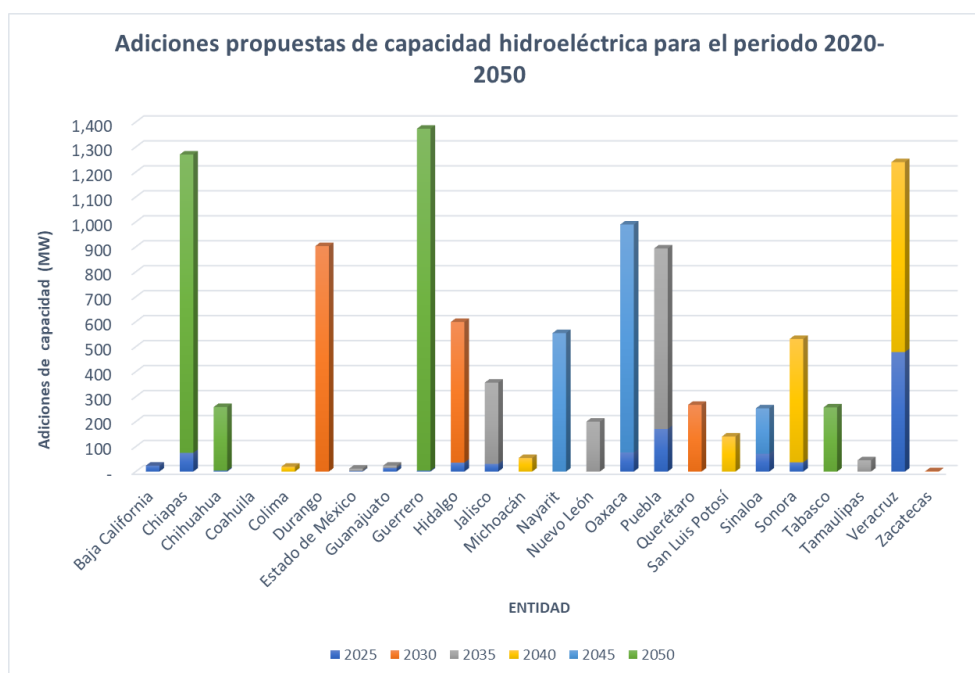
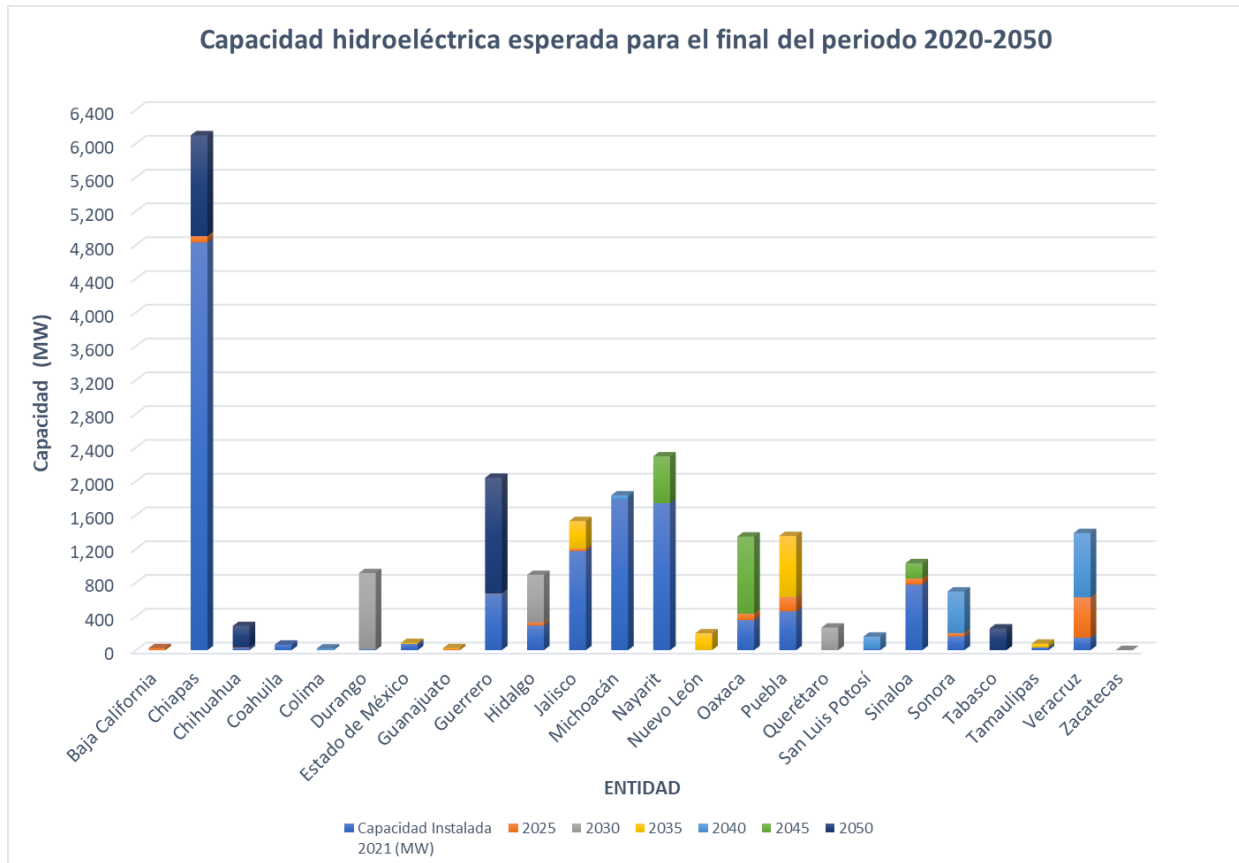


Gráfico 38. Capacidad hidroeléctrica con embalse esperada para el final del periodo 2020-2050



3.6.4 Análisis por Región de Control

Una vez que se obtuvo la versión final de la base de datos, se continuó con la asignación de potencial tomando como referencia la ubicación municipal del nodo para las distintas regiones de control alrededor del país.

El paso siguiente fue la cuantificación de potencial por Región de Control⁴⁷. Las adiciones de capacidad propuestas por región quedarían de la siguiente manera, Ver **Gráfico 39**.

⁴⁷ El potencial por nodo y por RC puede consultarse en el siguiente enlace:

<https://docs.google.com/spreadsheets/d/1Mk1mclchAM5UcgKDPBlz4RRWnKUf7tZC/edit?usp=sharing&oid=104114766339991553373&rtpof=true&sd=true>

Gráfico 39. Adiciones de capacidad hidroeléctrica por Regiones de control para el periodo 2020 - 2050

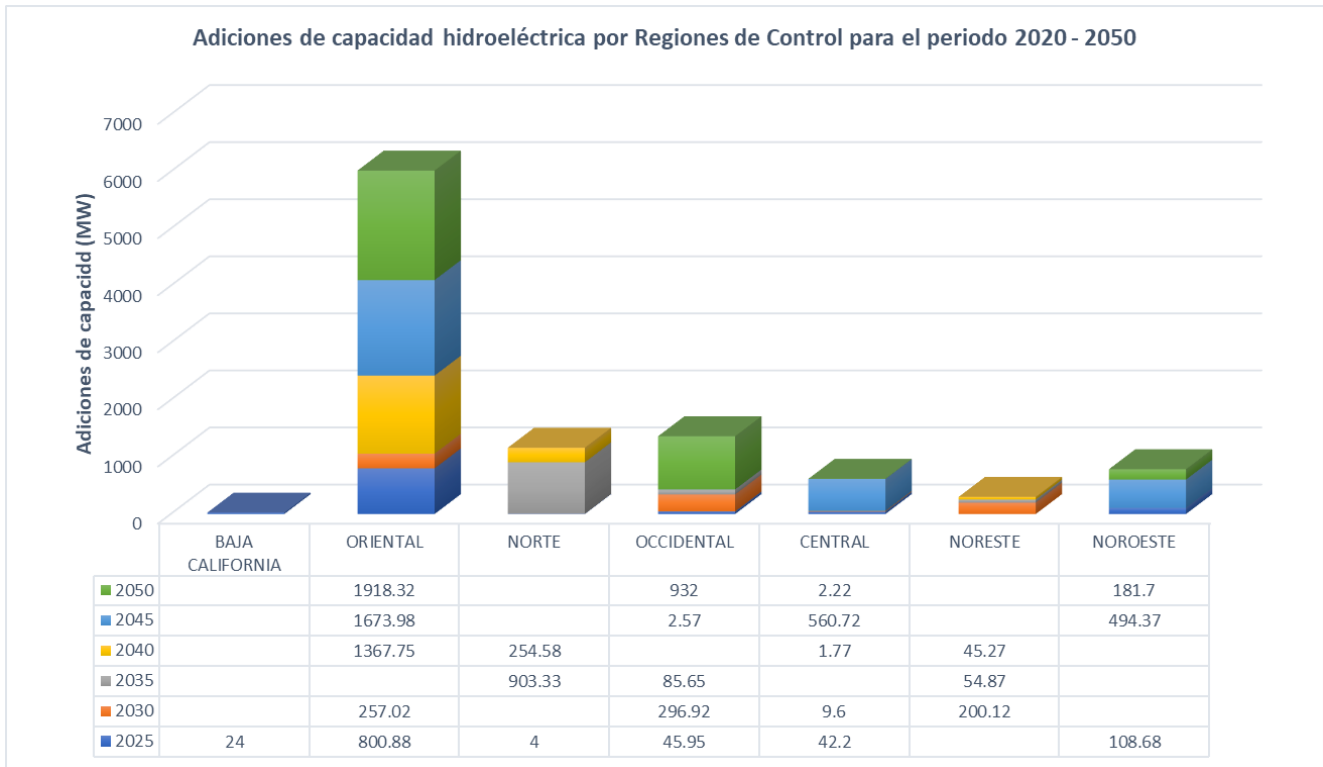
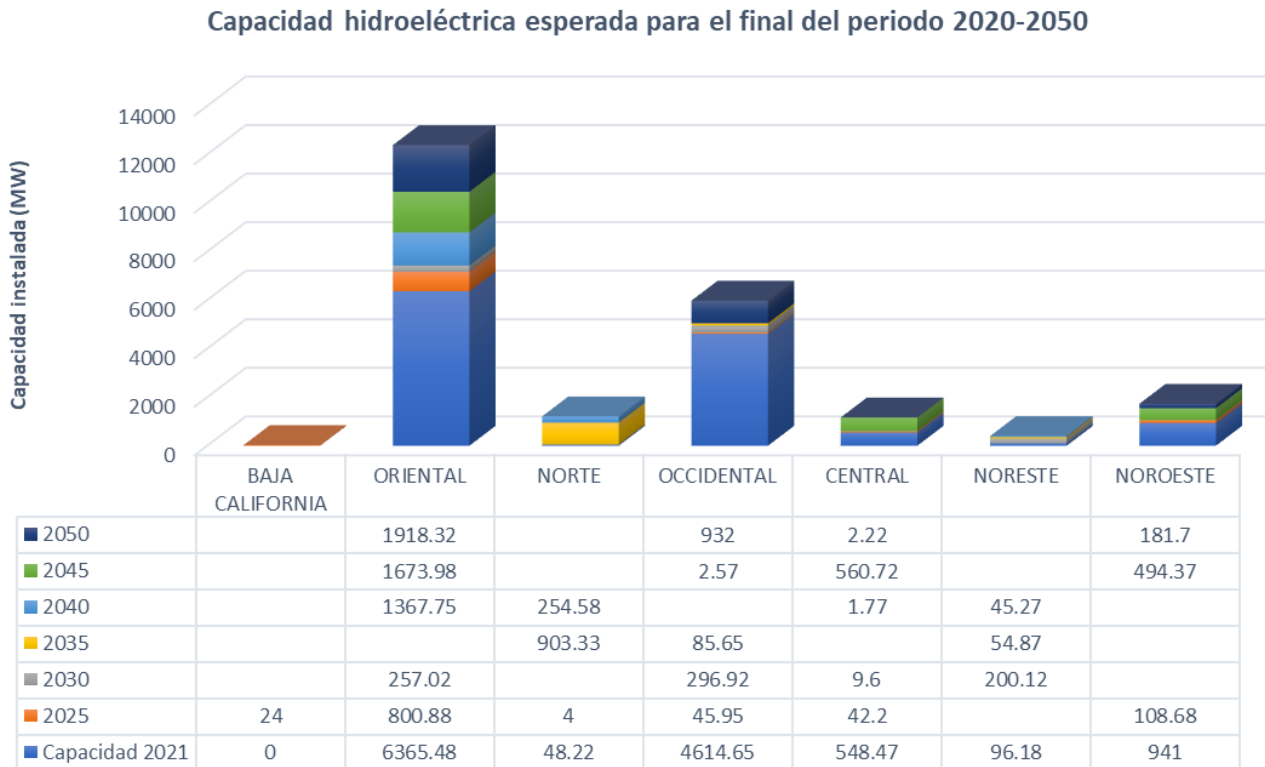


Gráfico 40. Capacidad hidroeléctrica esperada para el final del periodo 2020-2050



3.6.5 Análisis de resultados

Tomando en consideración los sitios con clasificación de probado y probable de la base de INEL se puede alcanzar una capacidad instalada final para el año 2050 de aproximadamente 23,000 MW; casi el doble de la capacidad instalada actual. Se adicionarían 10,268 MW de capacidad.

Los estados con mayores adiciones de capacidad serían Guerrero, Chiapas, Veracruz y Oaxaca; por el contrario, las adiciones de capacidad más pequeñas serían en los estados de Colima, Estado de México, Zacatecas, Guanajuato y Baja California.

Los estados donde se instalaría por primera vez este tipo de energía serían en los Estados de Baja California, Colima, Guanajuato, Nuevo León, Querétaro, Tabasco y Zacatecas.

Los estados que no cuentan con capacidad instalada y tampoco son considerados para adiciones de capacidad debido a sus limitaciones territoriales, pero también por condiciones geográficas y energéticas son: Aguascalientes, Baja California Sur, Morelos, Tlaxcala, Quintana Roo, Yucatán, Campeche y la Ciudad de México.

Se propone que para el final del periodo de estudio se lleven a cabo las adiciones de capacidad más altas. Las adiciones de capacidad más bajas se presentarían en el periodo 2025 – 2030.

Para el final del periodo los estados con la capacidad instalada total más alta seguirán siendo los mismos que en la actualidad, a excepción del estado de Guerrero y Veracruz.

Analizando los gráficos por Región de Control se llegó a las siguientes conclusiones:

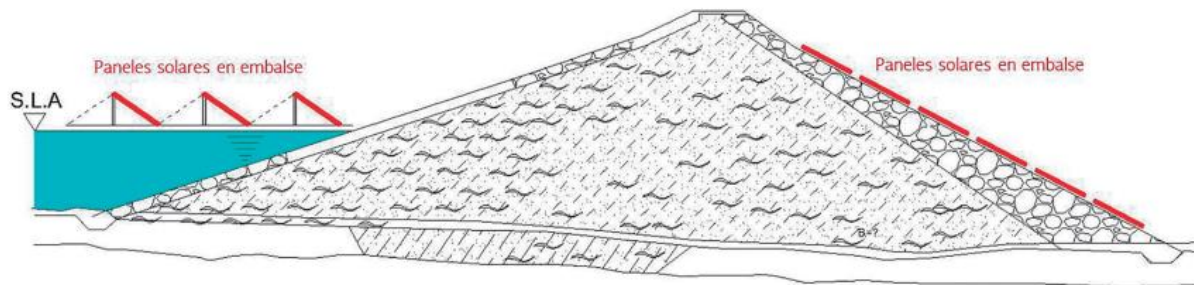
La Región de Control Oriental es la que cuenta con el mayor potencial hidroeléctrico con embalse del país, con más de la mitad del total. Le siguen de lejos la Región Norte y Occidental con un potencial alrededor de los 1,000 MW. Regiones de Control como Peninsular, Baja California, Baja California Sur y el Sistema Mulegé presentan nulo potencial.

Se observa también que la Región Oriental y la Occidental seguirán siendo las dos Regiones de Control con la mayor capacidad instalada; Regiones como Baja California y la Noreste tendrán una capacidad final muy baja.

3.7 Potencial solar en cortinas de presas y embalses

Un reporte elaborado por el CEMIE-Hidro titulado Posibilidades de desarrollo hidroeléctrico en México (CEMIE-Hidro, 2017) estudió la posibilidad de incrementar el potencial de generación renovable en el país mediante la implementación de paneles solares en embalses y cortinas de presas en México. La **Figura 8** ilustra de manera sencilla los dos tipos de arreglo.

Figura 8. Arreglos para el aprovechamiento de energía solar en presas



Así, los componentes a utilizar dependerán del tipo de arreglo a instalar.

Este estudio identificó presas con información de área posible y estándares de seguridad estructural, así como el control de acceso a las presas y protección para los paneles solares. Solo se consideraron presas con orientación hacia el sur y fueron descartadas presas con cortinas menores a 4 m, así como aquellas destinadas a almacenar jales, las de tipo arco-bóveda y de contrafuerte. Para el caso de embalses, se seleccionaron aquellos que no tuvieran como uso principal la acuacultura.

El estudio identificó 1,503 presas con las características anteriores.

3.7.1 Cálculo del potencial fotovoltaico-hidroeléctrico

El cálculo del potencial se estimó considerando una tecnología fotovoltaica fija, con orientación hacia el sur y con un ángulo respecto a la horizontal de la superficie igual a la latitud de su localización.

La capacidad instalable se calculó con la siguiente ecuación:

$$P = \frac{a}{IDP}$$

Donde:

a = área disponible, medida en hectáreas (ha).

IDP = Inversa de la Densidad de Potencia, en ha/MW.

La densidad de potencial se define como la cantidad de hectáreas necesarias para instalar un MW. El cálculo de la inversa de la densidad de potencia se hizo para superficies planas e inclinadas; la **Figura 9** muestra este dato para diferentes localizaciones.

Figura 9. Inversa de la densidad de potencia para superficies planas e inclinadas

Inversa de la densidad de potencia (ha/MW)										
Latitud	Superficie plana	Talud								
		1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	10	12
15	1.30	1.03	1.06	1.11	1.11	1.12	1.14	1.15	1.22	1.23
16	1.32	1.03	1.07	1.12	1.12	1.14	1.15	1.17	1.24	1.25
17	1.34	1.04	1.08	1.13	1.13	1.15	1.17	1.18	1.26	1.27
18	1.37	1.05	1.08	1.14	1.14	1.16	1.18	1.20	1.28	1.29
19	1.39	1.05	1.09	1.15	1.15	1.18	1.20	1.21	1.30	1.31
20	1.41	1.06	1.10	1.16	1.16	1.19	1.21	1.23	1.32	1.33
21	1.44	1.07	1.11	1.18	1.18	1.20	1.22	1.24	1.34	1.35
22	1.46	1.07	1.12	1.19	1.19	1.21	1.23	1.25	1.35	1.37
23	1.48	1.08	1.12	1.20	1.20	1.22	1.25	1.26	1.37	1.39
24	1.50	1.08	1.13	1.21	1.21	1.23	1.26	1.28	1.39	1.40
25	1.52	1.09	1.14	1.22	1.22	1.24	1.27	1.29	1.40	1.42
26	1.54	1.09	1.14	1.22	1.22	1.25	1.28	1.30	1.42	1.44
27	1.56	1.09	1.15	1.23	1.23	1.26	1.29	1.31	1.44	1.45
28	1.58	1.10	1.15	1.24	1.24	1.27	1.30	1.32	1.45	1.47
29	1.60	1.10	1.16	1.25	1.25	1.28	1.31	1.33	1.47	1.48
30	1.62	1.10	1.16	1.26	1.26	1.29	1.32	1.34	1.48	1.50
31	1.63	1.11	1.17	1.26	1.26	1.30	1.33	1.35	1.49	1.51
32	1.65	1.11	1.17	1.27	1.27	1.31	1.34	1.36	1.51	1.53

Por otro lado, la generación media anual se calculó multiplicando el potencial de capacidad instalable por el factor de planta (se consideró un FP de 0.25).

En torno al potencial en embalses, el estudio consideró los embalses de presas y de lagos que cumplieran las condiciones consideradas en el estudio.

3.7.1 Potencial solar en cortinas

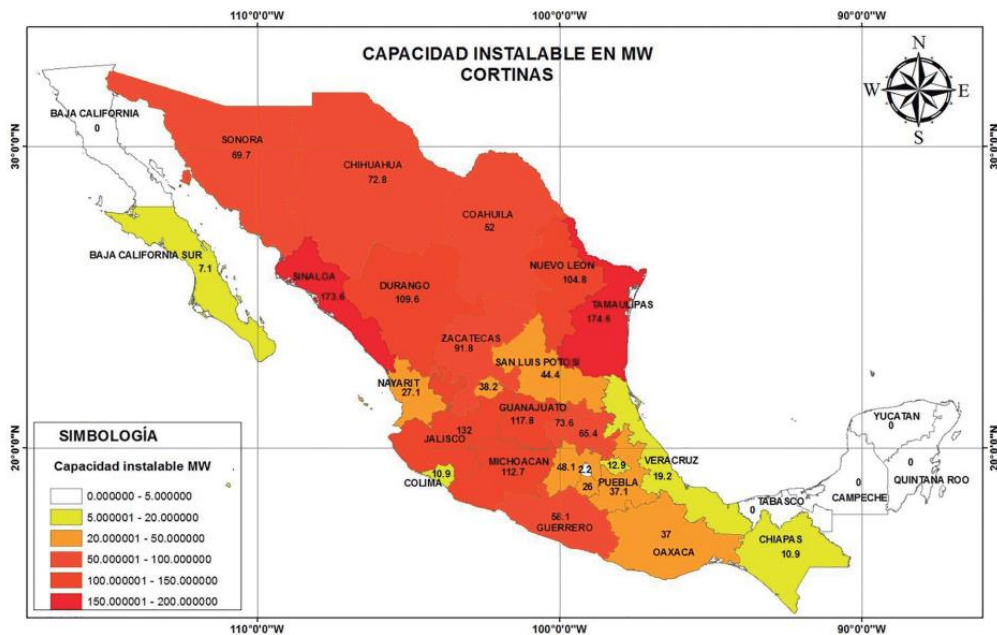
El estudio logró identificar 1,600 cortinas con un potencial de 1,731 MW de capacidad total, mientras que la generación anual esperada suma un total de 3,792 GWh/a. Ver **Mapa 32** y **Mapa 33**.

La **Tabla 45** también presenta los detalles. Desafortunadamente, no se tiene el dato exacto de a qué Presa pertenece a cada uno de los potenciales estimados.

Tabla 44. Potencial fotovoltaico instalable en cortinas de presas

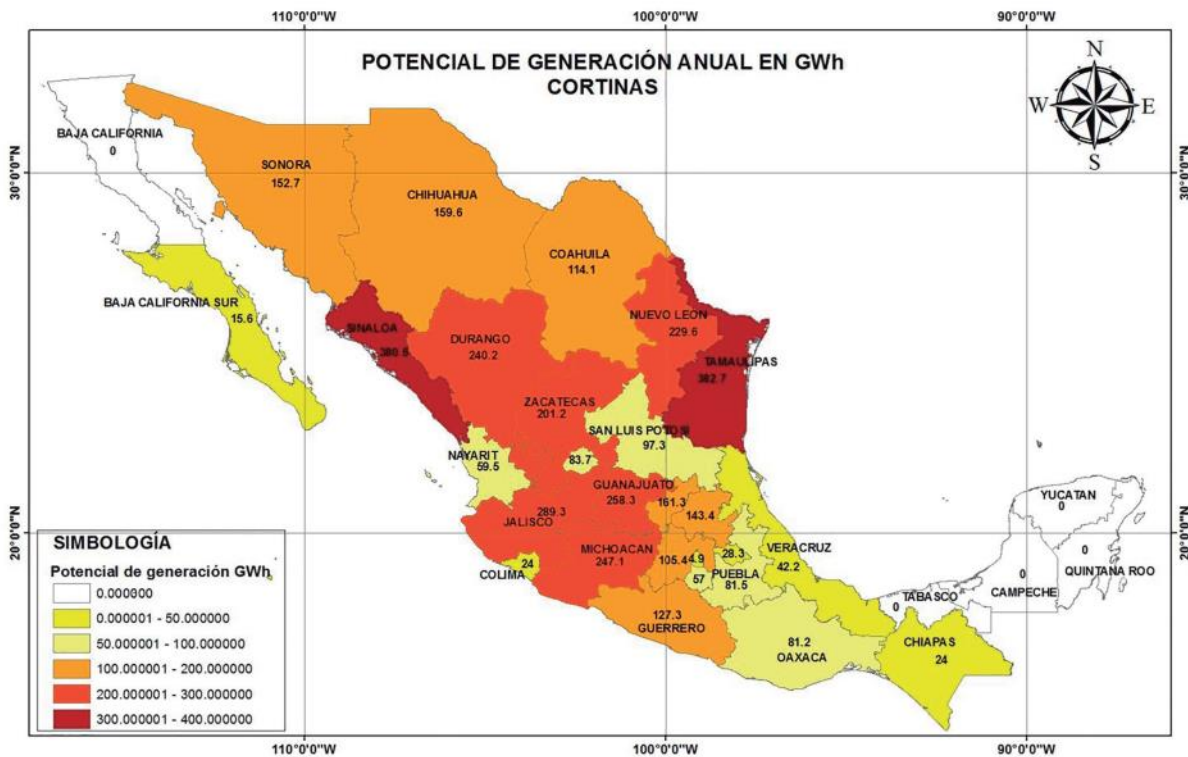
Entidad	Número de cortinas	Área de cortina disponible (ha)	Capacidad instalable en cortina (MW)	Generación anual esperada (GWh/año)
Tamaulipas	55	208	175	383
Sinaloa	38	210	174	381
Jalisco	117	150	132	289
Guanajuato	99	135	118	258
Michoacán	87	130	113	247
Durango	132	132	110	240
Nuevo León	58	126	105	230
Zacatecas	97	107	92	201
Querétaro	59	83	74	161
Chihuahua	120	89	73	160
Sonora	45	83	70	153
Hidalgo	62	74	65	143
Guerrero	30	66	58	127
Coahuila	49	64	52	114
Estado de México	59	54	48	105
San Luis Potosí	64	51	44	97
Aguascalientes	101	43	38	84
Oaxaca	34	41	37	81
Puebla	18	43	37	82
Nayarit	23	31	27	60
Morelos	44	30	26	57
Veracruz	16	23	19	42
Tlaxcala	16	15	13	28
Chiapas	9	12	11	24
Colima	28	13	11	24
Baja California Sur	6	8	7	16
Ciudad de México	6	2	2	5
TOTAL	1,472	2,023	1,731	3,792

Mapa 32. Capacidad solar instalable en cortinas.



Fuente: CEMIE-HIDRO.

Mapa 33. Potencial de generación solar anual en cortinas.



Fuente: CEMIE-HIDRO.

Se observa que los estados con el mayor potencial son Tamaulipas y Sinaloa. Por el contrario, existen estados que no cuentan con presas aprovechables para la instalación de paneles, como son Baja California, Yucatán, Campeche, Tabasco y Quintana Roo.

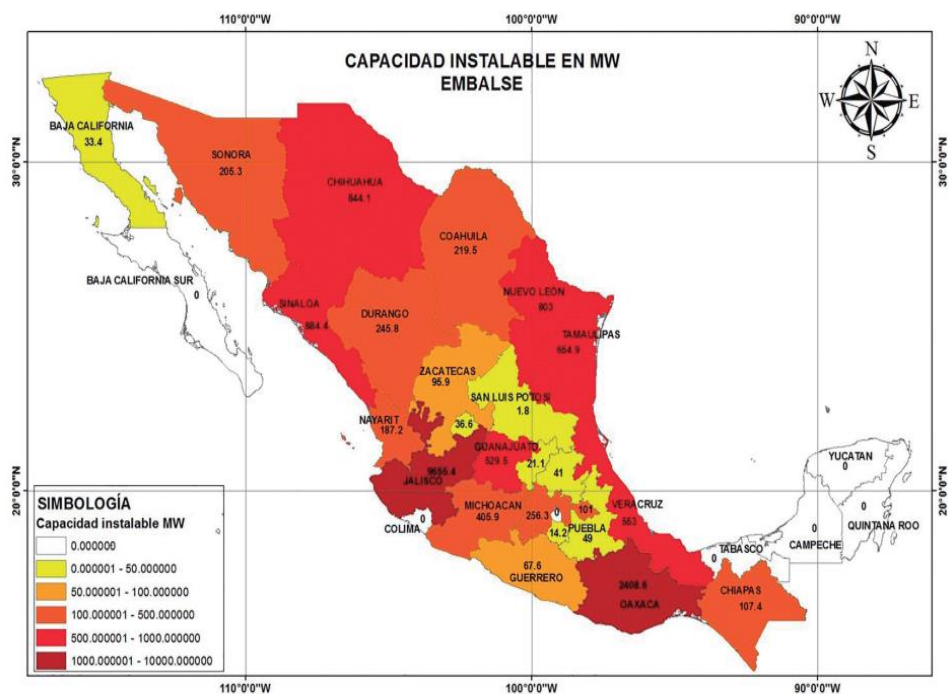
3.7.2 Potencial solar en Embalses

Este estudio identificó una capacidad instalable en embalses total de 18,422 MW y una generación anual de 40,346 GWh/a. Este estudio consideró no sólo las presas con embalses para la posible instalación de paneles fotovoltaicos, sino también lagos que, dadas sus características, podrían albergar paneles fotovoltaicos en su superficie. Los mapas de potencial se presentan en el **Mapa 34** y **Mapa 35**.

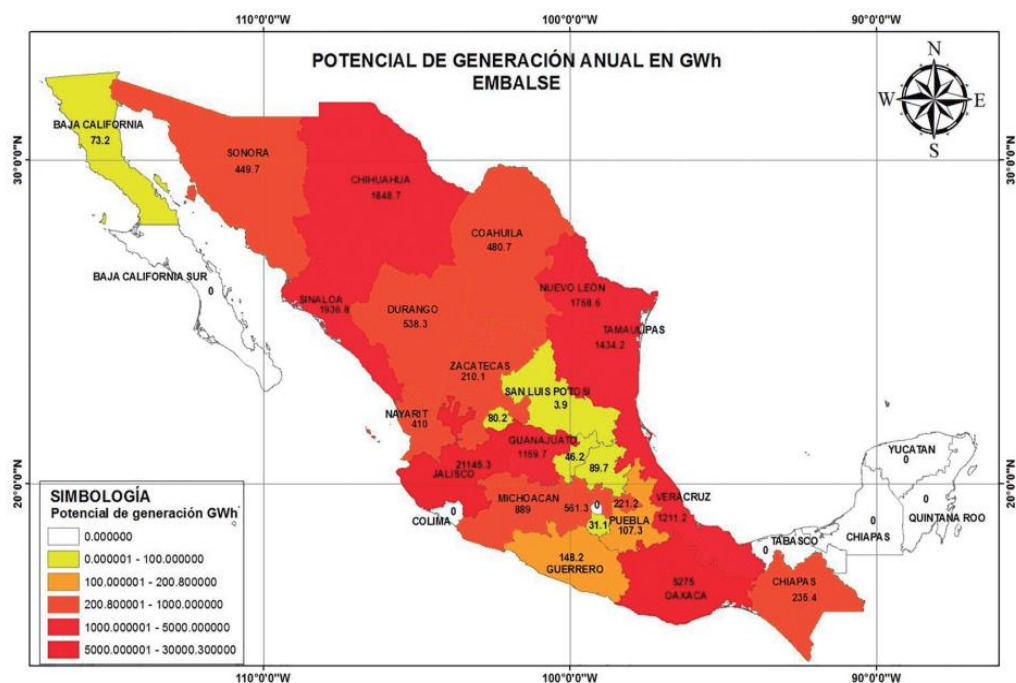
Para este caso, el criterio de preselección fue solo considerar embalses que no tuvieran como uso principal la acuicultura. De la misma manera, el cálculo de área disponible en embalses toma en cuenta el área mínima reportada en el BANDAS⁴⁸.

⁴⁸ Banco Nacional de Datos de Aguas Superficiales

Mapa 34. Potencial instalable en embalses



Mapa 35. Generación anual en embalses⁴⁹



Se observa que, para este tipo de arreglo, el estado con la mayor capacidad es Jalisco, seguido por Oaxaca.

⁴⁹ Nota: Existe un error de origen en el nombre del estado de Campeche.

Tabla 45. Potencial solar fotovoltaico en embalses

Presas y lagos con mayor potencial fotovoltaico en embalses	Estado	Capacidad Instalable (MW)	Generación anual esperada (GWh/Año)
Presa Chicoasén	Chiapas	104	228
La Boquilla	Chihuahua	577	1264
La Colina	Chihuahua	92	201
Luis L. León	Chihuahua	85	185
La Fragua	Coahuila	117	256
El Centenario	Coahuila	61	133
San Gabriel	Durango	79	173
Valle De Bravo	Estado de México	70	153
Villa Victoria	Estado de México	65	142
Ignacio Ramírez	Estado de México	46	10
Laguna De Yuriria	Guanajuato	332	727
Presa Solís	Guanajuato	76	167
Presa La Purísima	Guanajuato	63	137
Lago De Chapala	Jalisco	8180	17913
Cajón De Peña	Jalisco	337	738
Constitución De Apatzingán	Jalisco	256	560
Constitución De 1814	Jalisco	255	559
Santiago Camarena	Jalisco	106	233
Solidaridad	Jalisco	94	207
Ramón Corona	Jalisco	71	155
San Miguel	Jalisco	56	123
El Volantín	Jalisco	46	100
El Bosque	Michoacán	143	314
Melchor Ocampo	Michoacán	118	259
Laguna De Amela	Nayarit	150	328
El Cuchillo	Nuevo León	689	1509
Laguna Salinillas	Nuevo León	58	128
Miguel De La Madrid	Oaxaca	2211	4843
Presa Benito Juárez	Oaxaca	124	271
Yosocuta	Oaxaca	68	150
Manuel Ávila Camacho	Puebla	49	107
Presa José López Portillo	Sinaloa	337	737
Luis Donald Colosio	Sinaloa	155	339
Adolfo López Mateos	Sinaloa	87	190
Eustaquio Buelna	Sinaloa	83	181
Guillermo Blake Aguilar	Sinaloa	73	160
Josefa Ortiz De Domínguez	Sinaloa	51	111
Álvaro Obregón	Sonora	57	124
Estudiante Ramiro Caballero	Tamaulipas	310	679
Emilio Portes Gil	Tamaulipas	160	350
República Española	Tamaulipas	66	145
Marte R. Gómez	Tamaulipas	56	123
Presa Derivadora Las Blancas	Tamaulipas	54	118
San José Atlanga	Tlaxcala	101	221
Chicayan	Veracruz	549	1203
TOTAL		16,917	36,954

Tabasco, Campeche, Yucatán y Quintana Roo son los únicos estados que no cuentan con potencial para ninguno de los dos arreglos. Por último, existen presas que pueden albergar los dos tipos de arreglos, tanto paneles en su cortina, así como paneles en su embalse⁵⁰. Un aspecto muy importante es que este potencial debe ser visto como un escenario máximo, pues, si bien los autores consideraron el área de embalse mínima para los cálculos de potencial; aspectos como la aceptación social podrían afectar directamente este potencial de instalación.

3.7.3 Propuesta de adiciones y análisis de resultados

Para este capítulo se consideró que todo el potencial tanto en embalses como en cortinas de presas se instalará. Los detalles se expondrán a continuación.

Primeramente, se debe de tener en cuenta que el potencial en cortinas de presas es muy pequeño en comparación con el potencial en embalses, representando menos del 10% respecto del total. Por esta razón, se decidió proponer como adiciones de capacidad para el primer periodo (2020-2025) el potencial solar instalable en cortinas de presas, que cuantifica una capacidad total de 1,731 MW y una generación anual de 3,792 GWh/a.

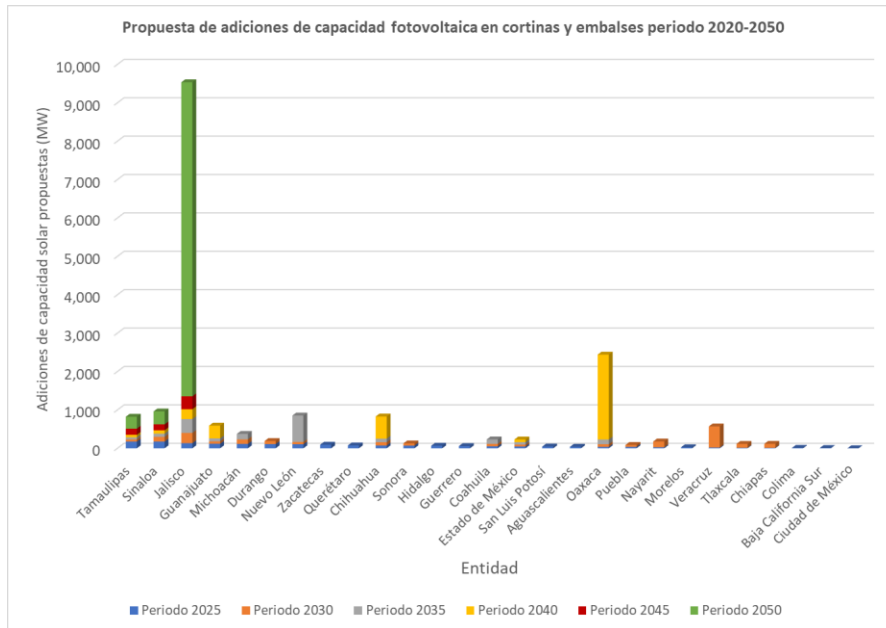
Para los periodos posteriores, se repartió el potencial en embalses, sin embargo, aquí existió un gran rango de potencial, desde entidades con un potencial de 14 MW hasta más de 9,000 MW. La propuesta de adiciones aquí se hizo por sitios, por lo que, si una entidad sólo contaba con un sitio con potencial, éste se consideró en el periodo 2030; mientras que, para las entidades con más de un sitio éstos se repartieron en cada uno de los periodos de estudio. La tabla a detalle (**Tabla 47**) puede consultarse a continuación.

Tabla 46. Propuesta de adiciones para potencial solar en cortinas y embalses

Estado	Potencial en cortinas (MW)	Potencial embalses (MW)					Total
	Periodo 2025	Periodo 2030	Periodo 2035	Periodo 2040	Periodo 2045	Periodo 2050	
Tamaulipas	175	54	56	66	160	310	821
Sinaloa	174	124	83	87	155	337	960
Jalisco	132	268	361	256	337	8180	9534
Guanajuato	118	63	76	332			589
Michoacán	113	118	143				374
Durango	110	79					189
Nuevo León	105	58	689				852
Zacatecas	92						92
Querétaro	74						74
Chihuahua	73	85	92	577			827
Sonora	70	57					127
Hidalgo	65						65
Guerrero	58						58
Coahuila	52	61	117				230
Estado de México	48	46	65	70			229
San Luis Potosí	44						44
Aguascalientes	38						38
Oaxaca	37	68	124	2211			2440
Puebla	37	49					86
Nayarit	27	150					177
Morelos	26						26
Veracruz	19	549					568
Tlaxcala	13	101					114
Chiapas	11	104					115
Colima	11						11
Baja California Sur	7						7
Ciudad de México	2						2
TOTAL	1,731	2,034	1,806	3,599	652	8,827	18,649

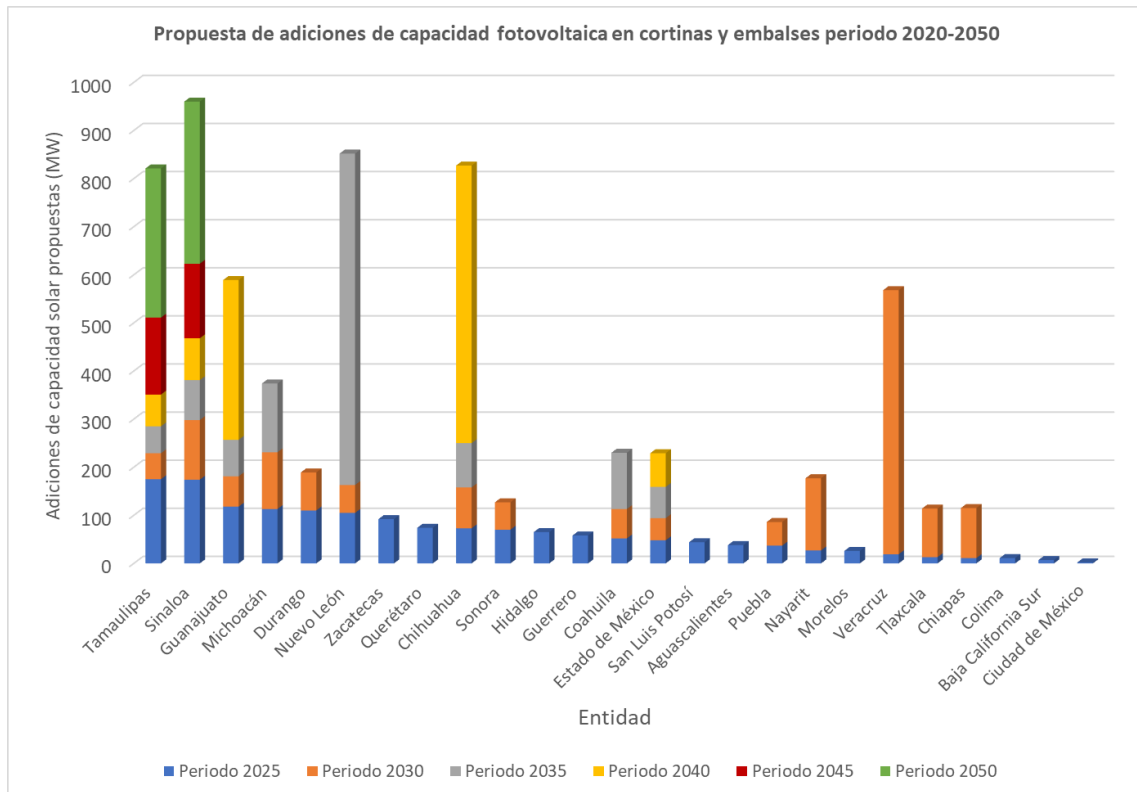
⁵⁰ La base de datos detallada puede consultarse en el siguiente enlace:

Gráfico 41. Propuesta de adiciones solar en cortinas y embalses



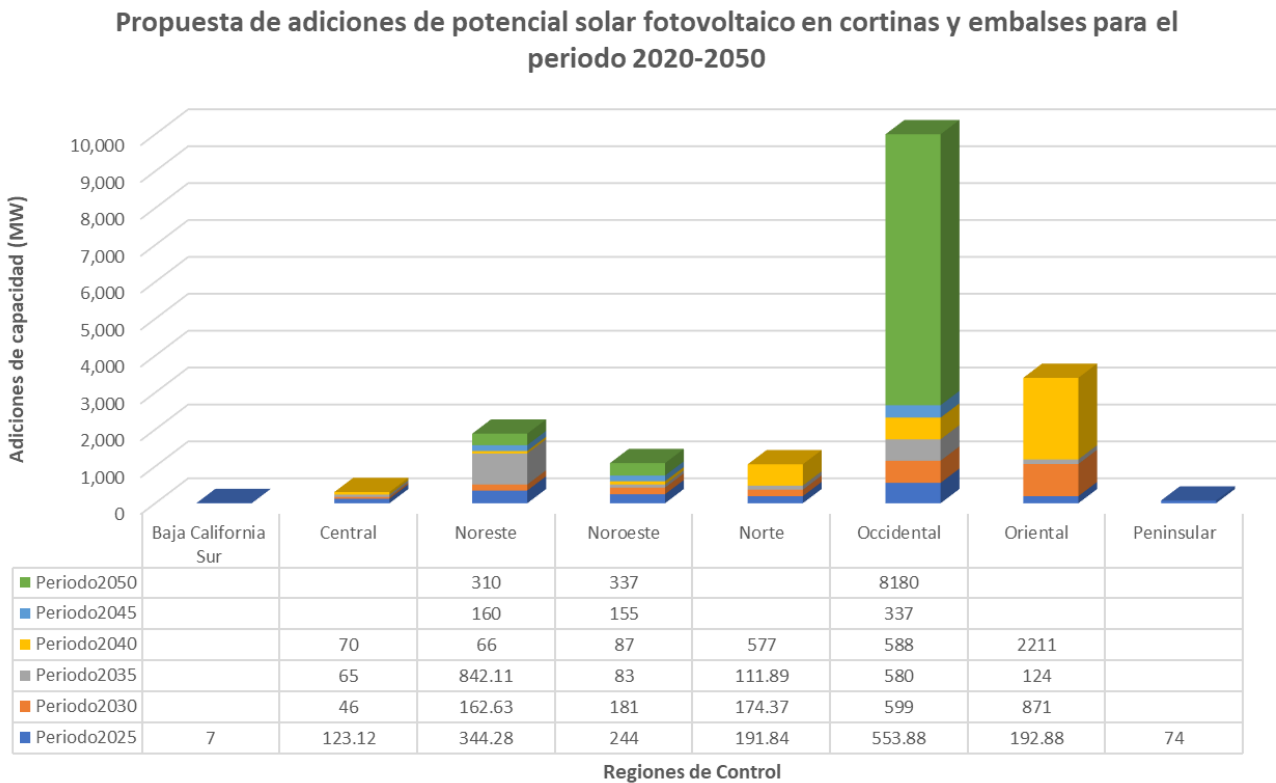
Debido a la falta de claridad del gráfico a causa de los altos potenciales en Oaxaca y Jalisco, se volvió a graficar, pero sin tomar en cuenta estos estados. La gráfica se observa de la siguiente manera. Ver **Gráfico 42**.

Gráfico 42. Propuesta de adiciones solar en cortinas y embalses sin considerar Jalisco y Oaxaca



El gráfico por Región de Control quedó de la siguiente manera. Ver **Gráfico 43**.

Gráfico 43. Propuesta de adiciones de potencial solar fotovoltaico en cortinas y embalses para el periodo 2020-2050



Se observa que la Región de Control con el potencial más bajo es Baja California Sur, seguida por la Región Peninsular y Central. Al contrario, la Región Occidental concentra más de la mitad de este tipo de potencial.

3.8 Potencial hidroeléctrico a pequeña escala en infraestructura existente

3.8.1 Potencial micro, mini y pequeña hidroeléctrica

En el mismo trabajo realizado por el CEMIE-Hidro mencionado con anterioridad se expone una alternativa muy interesante para aumentar la capacidad hidroeléctrica del país y es bajo el equipamiento de instalaciones no concebidas originalmente para la generación de energía eléctrica; como son embalses construidos con propósitos de control de avenidas, riego agrícola o consumo humano, canales en distritos de riego o ductos de conducción de agua.

Una de las condiciones bajo las cuales se podría implementar este tipo de proyecto es en sitios que cumplan algunos aspectos técnicos, ambientales, sociales y económicos; a la par de que se respetan las necesidades actuales de los sitios y no se afecta el entorno económico, social o ambiental.

Una vez que se identificaron las estructuras hidráulicas susceptibles de generación se prosiguió con el cálculo del potencial de generación eléctrica. Este cálculo se basó en la hipótesis de que el potencial está en función del volumen de almacenamiento (NAMO, hm³). Luego, se realizó un ajuste logarítmico entre el almacenamiento y la potencia esperada de las centrales, el objetivo fue identificar una correspondencia entre los datos y los rangos de volumen.

De este modo, se determinó que las estructuras hidráulicas aptas para ser consideradas con potencial de generación son aquellas con uso principalmente de riego y que, en consecuencia, ya cuentan con una obra de toma. Se enfatiza que aún es necesario realizar una evaluación técnica y económica que dependerá directamente de la capacidad a instalar (MW) y la generación producida.

Finalmente, este estudio identificó 362 estructuras hidráulicas que cumplen con todas las características necesarias. Se clasificaron en tres rangos: pequeña (< 30 MW), mini (1 a 5 MW) y micro (< 1 MW). Los detalles se exponen en la **Tabla 48**.

Tabla 47. Potencial hidroeléctrico en estructuras hidráulicas preexistentes

Clasificación	Número de estructuras	Capacidad (MW)	Generación (GWh/a)
Pequeña	25	279.85	981.10
Mini	81	162.25	568.52
Micro	256	42.31	147.38
Total	362	484.41	1,697.00

La localización de cada sitio para cada una de las tres clasificaciones se presenta en los siguientes mapas⁵¹.

Mapa 36. Infraestructura existente con potencial hidroeléctrico de 5 a 30 MW



⁵¹ El acceso a la base de datos de Excel puede consultarse en la siguiente liga:

<https://docs.google.com/spreadsheets/d/1nRbbsVg3BHyrDu6a837euwkn81a2vLo6/edit?usp=sharing&ouid=104114766339991553373&rtpof=true&sd=true>

Mapa 37. Infraestructura existente con potencial hidroeléctrico de 1 a 5 MW



Mapa 38. Infraestructura existente con potencial hidroeléctrico menor a 1 MW



Los parámetros que se utilizaron para calcular el potencial fueron los siguientes:

El potencial de instalación se calculó con la siguiente ecuación:

$$P = \gamma * Q * Hb * e * 9.81$$

Donde:

P – potencia media, en kW

Q – gasto medio aprovechable, en m³/s

γ – peso específico del agua

Hb – carga hidráulica disponible, en m

e – eficiencia total de la planta (75 al 90 %)

9.81 – aceleración de la gravedad, m/s²

La carga hidráulica (Ha) se calcula como la diferencia entre el nivel del embalse y el nivel de la obra de toma (datos disponibles en la página de la CONAGUA).

$$Hb = \text{Elevación NAMO} - \text{Elevación Obra de toma}$$

La generación media anual se calculó con la siguiente expresión:

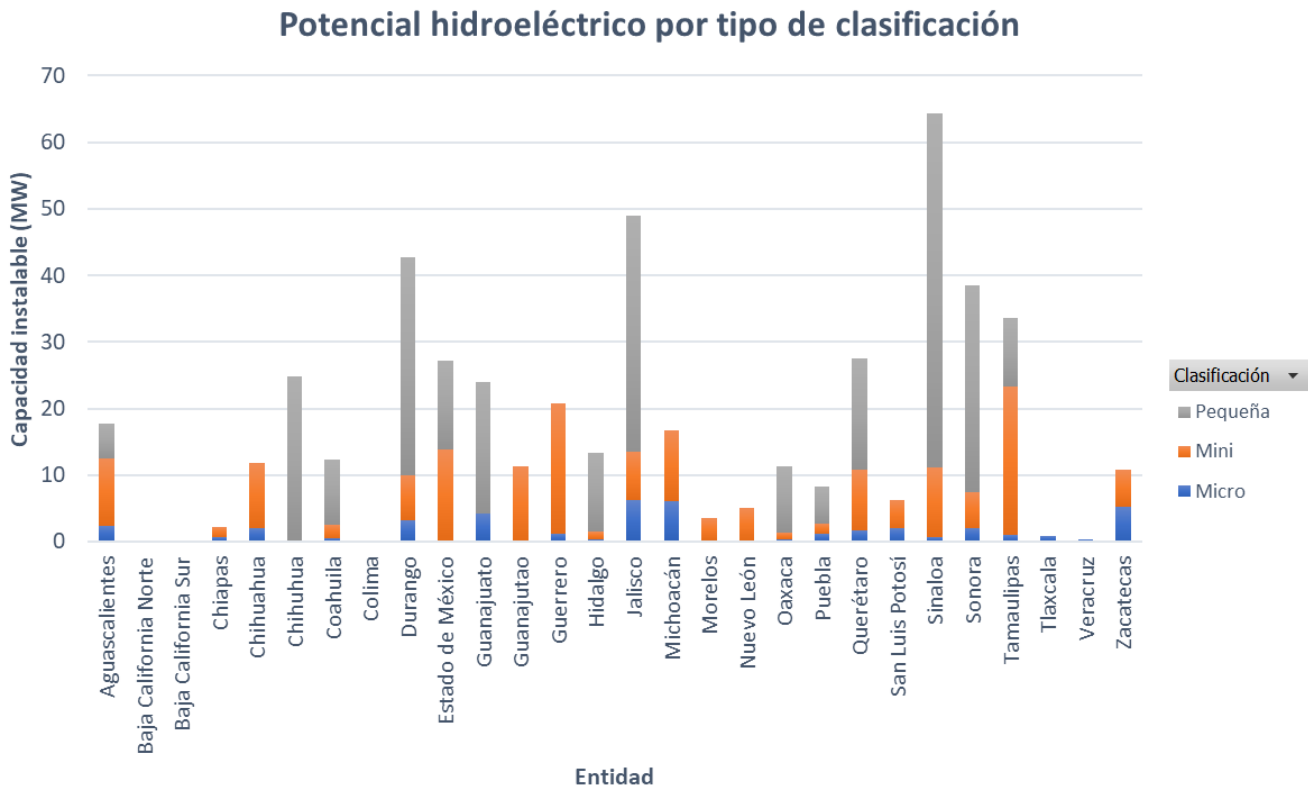
$$G = P * 8640 * FP / 1000$$

Para esta evaluación se utilizó un FP promedio de 0.40 (dato estimado).

Es importante recalcar que, debido a que se ha contemplado utilizar estructuras hidráulicas con uso principalmente de riego, se deberá considerar el gasto de operación para riego y los tiempos que se candelarizan en esta actividad para que, en función de esto, se programe la generación hidroeléctrica. Este gasto se calcula en función de la “superficie física regada” medida en hectáreas y el “Volumen distribuido” en miles de m³. Esta información se puede consultar en el Sistema de estadísticas agrícolas de los Distritos de Riego de la CONAGUA.

Una visualización más rápida e ilustrativa de las estimaciones de potencial se muestra en el **Gráfico 44**.

Gráfico 44. Capacidad pequeña hidro instalable por tipo de clasificación



La hidroeléctricas pequeñas son las estructuras que presentarían el mayor potencial, seguidas de las mini hidroeléctricas y por último las micro hidroeléctricas.

Los estados con el mayor potencial son Sinaloa, Jalisco y Durango. Por el contrario, existen estados donde no existen este tipo de potencial hidroeléctrico, es el caso de los estados del sureste: Tabasco, Campeche, Yucatán y Quintana Roo. En el mismo sentido, existen otros estados que cuentan con potencial prácticamente despreciable, como es la Península de Baja California, Colima, Tlaxcala, Veracruz y Chiapas.

3.8.1 Propuesta de adiciones

La propuesta de adiciones se consideró de la siguiente manera:

Debido a que el potencial es pequeño para este tipo de generación de energía, la propuesta de adiciones sólo se dividió en tres grandes periodos, considerando en el primer periodo la instalación del potencial hidroeléctrico más bajo, es decir, el micro-hidroeléctrico. Para el segundo periodo se contempló el despliegue del potencial mini-hidroeléctrico; finalmente, en el último periodo se consideró las adiciones del potencial pequeña-hidroeléctrica.

Los detalles se exponen en la **Tabla 49**.

Tabla 48. Propuesta de adiciones para potencial mini, micro y pequeña hidroeléctrica

Entidad	Potencial microhidro	Potencial minihidro	Potencial pequeña hidro	Total
	Periodo 2020-2030 (MW)	Periodo 2030-2040 (MW)	Periodo 2040-2050 (MW)	
Aguascalientes	2.34	10.12	5.32	17.78
Baja California	0.06			0.06
Baja California Sur	0.05			0.05
Chiapas	0.74	1.4		2.14
Chihuahua	1.95	9.83	24.78	36.56
Coahuila	0.459	2.14	9.77	12.369
Colima	0.06			0.06
Durango	3.139	6.82	32.68	42.639
Estado de México	0.18	13.63	13.34	27.15
Guanajuato	4.17	11.33	19.73	35.23
Guerrero	1.11	19.72		20.83
Hidalgo	0.31	1.25	11.8	13.36
Jalisco	6.205	7.34	35.33	48.875
Michoacán	6.008	10.71		16.718
Morelos	0.09	3.45		3.54
Nuevo León	0.11	5.02		5.13
Oaxaca	0.36	1.06	9.81	11.23
Puebla	1.12	1.55	5.62	8.29
Querétaro	1.74	8.98	16.85	27.57
San Luis Potosí	2.07	4.15		6.22
Sinaloa	0.61	10.52	53.22	64.35
Sonora	2.08	5.33	31.13	38.54
Tamaulipas	1	22.22	10.45	33.67
Tlaxcala	0.78			0.78
Veracruz	0.284			0.284
Zacatecas	5.244	5.63		10.874
Total	42.269	162.2	279.83	484.299

Gráfico 45. Propuesta de adiciones para potencial micro, mini y pequeña hidroeléctrica.

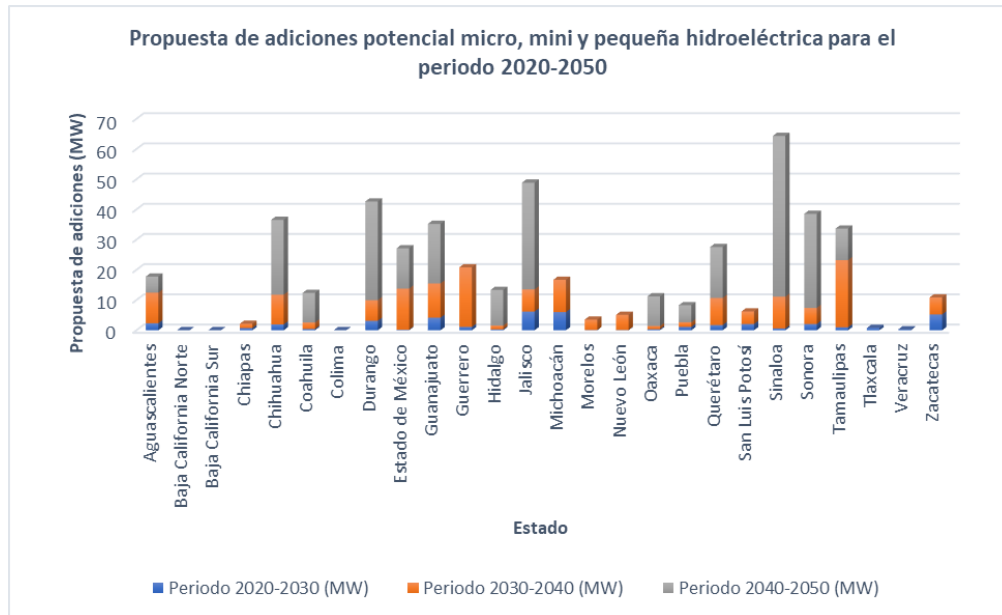
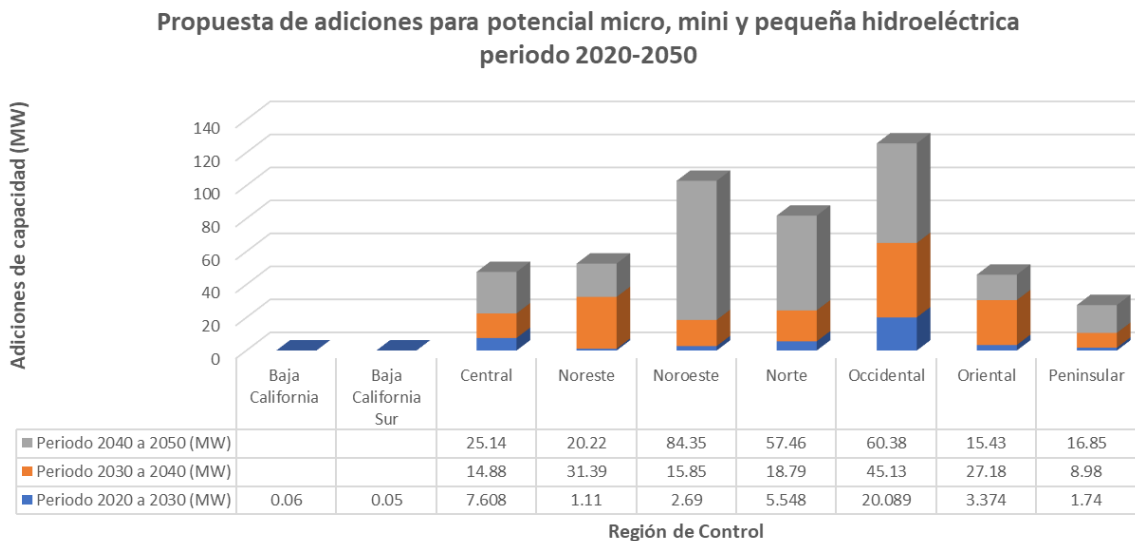


Gráfico 46. Propuesta de adiciones para potencial micro, mini y pequeña hidroeléctrica periodo 2020-2050 por Regiones de Control



3.8.2 Análisis de resultados

Respecto al gráfico por entidades, se concluye que Veracruz, Colima y Baja California presentan potenciales muy bajos, además de que sólo cuentan con potencial micro hidroeléctrico. Analizando el gráfico por Regiones de Control, se observa que la Península de Baja California tiene un potencial prácticamente nulo para este tipo de energía. Mientras que la Región Occidental y Noroeste concentran los mayores potenciales para este tipo de aprovechamiento de energía.

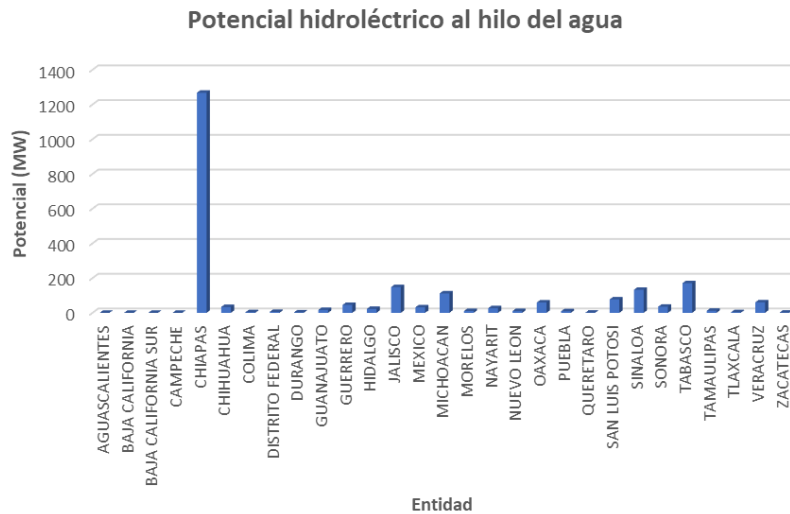
3.9 Potencial hidroeléctrico al Hilo del agua

3.9.1 Potencial al hilo del agua

Como consecuencia de buscar otras alternativas para la generación eléctrica con base a fuentes renovables la UPE-UNAM ha estudiado la posibilidad de generar energía eléctrica en ríos al hilo del agua, utilizando mini generadores para la producción de energía.

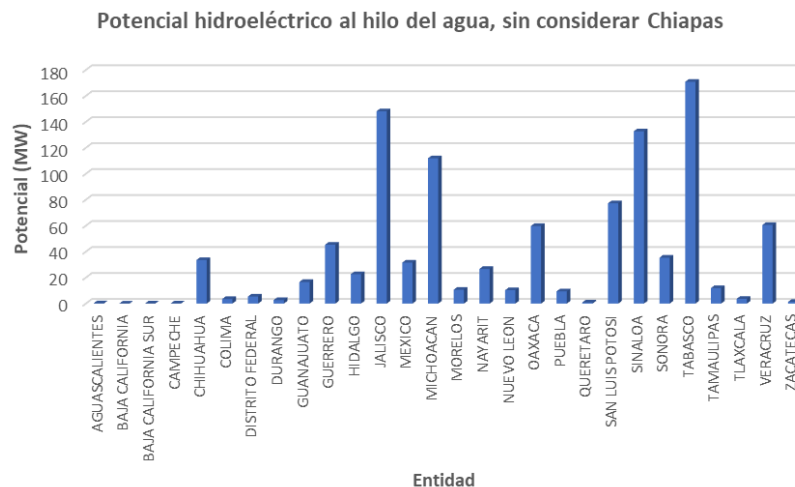
Sus resultados arrojaron un total de 643 sitios con potencial de aprovechamiento repartidos a lo largo de todo el territorio mexicano. El potencial estimado (capacidad, MW) suma un total de 2,300.33 MW.

Gráfico 47. Potencial hidroeléctrico al hilo del agua



Debido a la falta de claridad del **Gráfico 47** por el dato de Chiapas, se decidió volver a graficar, pero sin considerar el potencial de este estado, el resultado quedó de la siguiente manera. Ver **Gráfico 48**.

Gráfico 48. Potencial hidroeléctrico al hilo del agua, sin considerar Chiapas



Entonces, podemos concluir que Chiapas concentra poco más de la mitad del potencial al hilo del agua que existe en México, le siguen muy de lejos Tabasco, Jalisco y Sinaloa. Algunas entidades como Aguascalientes, Baja California y Campeche cuenta con un potencial prácticamente despreciable.

3.9.2 Propuesta de adiciones

Debido al bajo potencial general para este tipo de generación hidroeléctrica, no se llevó a cabo una propuesta de adiciones dado que algunos sitios con potencial podrían instalarse en una sola fase; la única excepción es el potencial al hilo del agua para el Estado de Chiapas.

En consecuencia, la propuesta de adiciones se resumió de una manera simple en la **Tabla 50**.

Tabla 49. Potencial hidroeléctrico al hilo del agua

Entidad	Potencial (MW)	Entrada en operación
BAJA CALIFORNIA	0.041	Se descarta
BAJA CALIFORNIA SUR	0.055	Se descarta
CAMPECHE	0.104	Se descarta
AGUASCALIENTES	0.177	Se descarta
QUERETARO	0.879	Se descarta
ZACATECAS	1.323	Se descarta
DURANGO	2.671	Se descarta
COLIMA	3.5	2025
TLAXCALA	3.631	2025
CIUDAD DE MÉXICO	5.375	2025
PUEBLA	9.398	2025
NUEVO LEON	10.309	2030
MORELOS	10.658	2030
TAMAULIPAS	11.914	2030
GUANAJUATO	16.634	2030
HIDALGO	22.641	2030
NAYARIT	26.679	2030
MEXICO	31.556	2035
CHIHUAHUA	33.541	2035
SONORA	35.339	2035
GUERRERO	45.339	2035
OAXACA	59.736	2040
VERACRUZ	60.514	2040
SAN LUIS POTOSI	77.27	2040
MICHOACAN	111.876	2045
SINALOA	132.692	2045
JALISCO	148.133	2050
TABASCO	170.823	2050
CHIAPAS	1,267.52	200 MW cada 5 años
Total	2,300.33	

3.9.3 Análisis de resultados

EL potencial de algunos estados no fue considerado por ser muy pequeño, menor a 3 MW. Para el primer periodo, 2020-2025, se propuso la entrada en operación de potencial menor a 10 MW; para el periodo 2025-2030 todo el potencial entre 10 MW y 30 MW; para el periodo 2030-2035 adicionar potencial entre 30 MW y 50 MW; para el periodo 2035-2040 adicionar potencial entre 50 MW y 80 MW. Para los últimos dos periodos se espera adicionar el potencial más elevado.

Para el caso del potencial en Chiapas, se propone repartir este potencial durante todo el periodo 2020-2050, pudiendo entrar primero en operación aquellos ríos con el potencial más bajo (río Fogotico) y al final los ríos con el potencial más elevado (río Tulija).

3.10 Potencial oceánico

Existen cuatro maneras de obtener energía renovable a partir del océano: por mareas (tidal energy), por oleaje (wave energy), por gradiente salino y por gradiente térmico (OTEC), sin embargo, algunas de ellas pueden generar energía de diferentes maneras. A continuación, se detallará un poco más sobre cada una.

3.10.1 Energía por mareas o mareomotriz (tidal energy)

Existen dos métodos para generar energía a partir de las mareas:

- **Por corrientes marinas (tidal current)**

Las corrientes por mareas son causadas por las fuerzas gravitacionales del sol y la luna. A diferencia de otras fuentes de energía, este tipo de fuente es predecible completamente.

Su principio de funcionamiento se basa en aprovechar el flujo lateral de las corrientes marinas por medio de la rotación de una turbina; muy similar al principio de funcionamiento de la energía eólica, pero con la ventaja de que este tipo de dispositivos capturan más energía debido a la densidad del agua y en consecuencia se requiere menor área. Estas turbinas pueden estar fijadas en el lecho marino o flotando cerca de la superficie con anclajes en el fondo marino.

- **Por carrera de marea (tidal range)**

A diferencia de los dispositivos que aprovechan las corrientes marinas, este tipo de energía se genera por la diferencia en los niveles del mar, es decir, aprovecha el movimiento de elevación y caída del nivel del mar. El principio de funcionamiento de los dispositivos utilizados para esta fuente de energía es el mismo que el de las hidroeléctricas, puesto que se requiere una barrera para sostener una gran cantidad de agua que es retenida y descargada de un lugar a otro. La energía se genera al hacer pasar este flujo de agua a través de unas turbinas (Ocean Energy Europe , 2022).

3.10.2 Energía por oleaje o undimotriz (wave energy)

Esta energía se debe a la acción que ejerce el viento sobre la superficie del mar y océanos, generando ondulaciones en su superficie. La secuencia de estas ondulaciones se puede sumar para producir el movimiento superficial periódico característico de las olas. Este fenómeno climático es mayor en la superficie y va disminuyendo en función de la profundidad, hasta llegar un punto en el que desaparece.

Las tecnologías más populares para la generación de energía eléctrica a partir de este recurso son denominadas WEC (Wave Energy Converter), sin embargo, aún está en fase de desarrollo precomercial (Enel Green Power , 2022).

La cantidad de energía generada depende de la velocidad, la altura y la frecuencia de la ola (y en menor medida de la densidad del agua).

Al igual que otras fuentes de energía, existen varias tecnologías para poder aprovechar la energía de las olas, entre ellas destacan:

- Absorbedor puntual: es una boya flotante que absorbe la energía a través del movimiento de las olas en la superficie del agua.
- Convertidor de ondas oscilantes: se monta en el lecho marino en aguas someras, aprovechando la energía de las olas con una aleta oscilante.
- Columna de agua oscilante: es una estructura hueca, sumergida parcialmente, abierta al agua por debajo de la superficie del mar y conectada a una turbina de aire encima de una cámara. Conforme las olas suben y bajan, el aire de la cámara es empujado hacia adelante y hacia atrás a través de la turbina de aire, generando la energía eléctrica (Ocean Energy Europe , 2022).

3.10.3 Energía por gradiente salino

En este caso, la producción de energía eléctrica se da mediante la interacción de masas de agua con diferente salinidad, ya sea por el intercambio iónico entre agua dulce con agua salada o entre agua salina con agua hipersalina.

Los dos métodos para la generación de energía son a partir de *Electrodiálisis inversa* (RED, por sus siglas en inglés) o por *Ósmosis retardada por presión*.

- En la producción por Electrodiálisis el agua fluye entre las membranas catiónicas y aniónicas, colocadas de manera alternada. El intercambio aniónico y catiónico crea un voltaje debido a la diferencia entre cargas positivas y negativas, generando una corriente eléctrica (muy similar a una pila).
- En la producción por Ósmosis se ponen en contacto dos fluidos con un contenido diferente de solución salina. Una membrana semipermeable es colocada entre ambos y solo permite el paso del agua, pero no de sales. El agua dulce fluye a través de la membrana hacia una cámara que contiene agua salada, aumentando la presión e impulsando una turbina para generar energía.

3.10.4 Energía por gradiente térmico

Este tipo de generación de energía consiste en aprovechar la energía térmica proveniente de la diferencia de temperaturas entre masas de agua a diferentes profundidades. Son requeridas diferencias de temperatura entre 15 y 20 °C, siendo una tecnología disponible solo en mares intertropicales. El nombre de la tecnología que hace posible el aprovechamiento de la energía térmica del océano es conocido como Conversión de Energía Térmica Oceánica (OTEC, por sus siglas en inglés).

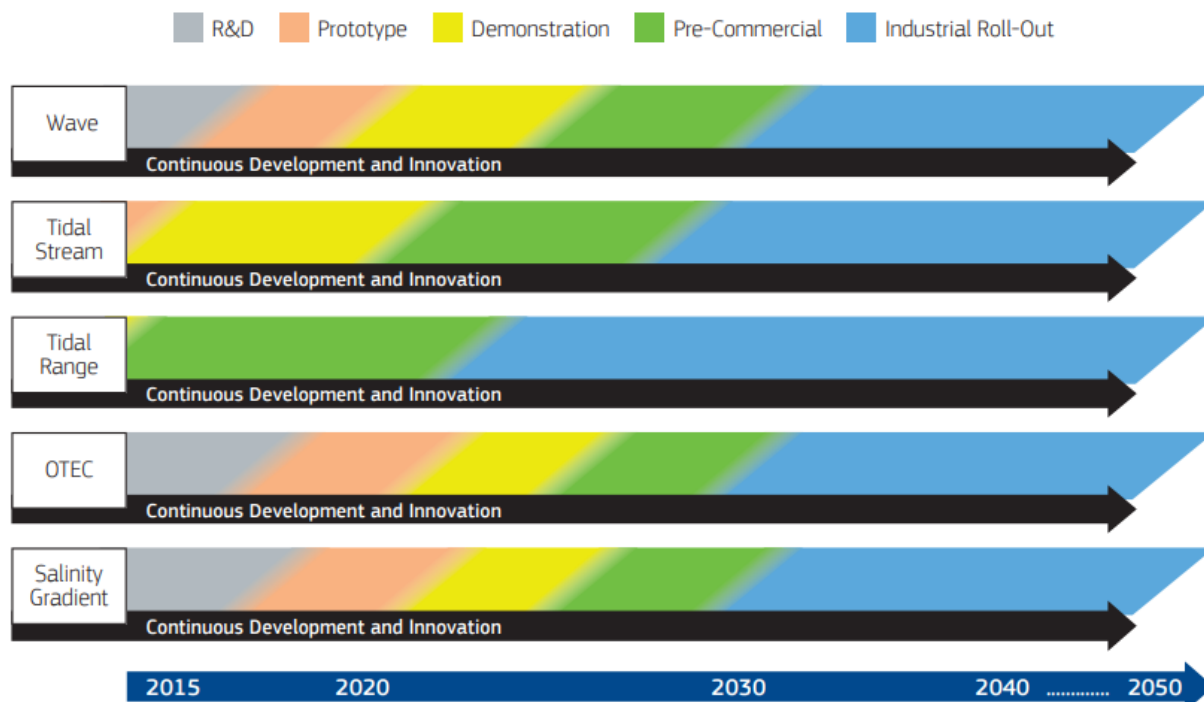
Las plantas utilizadas para generar energía bajo este principio son tres:

- Plantas de ciclo abierto: el ciclo de este tipo de plantas comienza evaporando el agua más caliente de manera instantánea debido a una disminución de presión, el vapor generado se utiliza para impulsar un generador eléctrico y luego se condensa al bombear agua de mar fría desde el fondo; el ciclo se repite.

- Plantas de ciclo cerrado: este ciclo consiste en utilizar agua caliente para evaporar un fluido de trabajo (con un punto de ebullición más bajo que el agua), este vapor hace trabajar una turbina y después se condensa al entrar en contacto con un intercambiador de calor con agua de mar fría. El fluido se envía de vuelta al evaporador para volver a comenzar el ciclo.
- Plantas de ciclo híbrido: este tipo de plantas combina el principio de funcionamiento del ciclo abierto y cerrado (CEMIE-Oceáno, 2019).

Un documento elaborado por expertos en el tema, *titulado Ocean Energy Strategic Roadmap 2016, building ocean energy for Europe* (Ocean Energy Forum, 2016) expone la situación actual (en ese momento) de las tecnologías marinas en el mundo; los autores elaboraron una línea de tiempo que, según los expertos en el tema, serán las posibles etapas de desarrollo de cada una de las tecnologías marinas.

Figura 10. Línea de tiempo para las fases de desarrollo de las tecnologías de energía oceánicas⁵².



Fuente: (Ocean Energy Forum, 2016).

Se observa que la energía proveniente del océano que se encuentra en la fase de desarrollo más avanzada es la mareomotriz, esperando su lanzamiento industrial posterior a 2020. Para las otras tecnologías, su despliegue comercial se espera para el año 2030.

⁵² Las letras R&D de la primera fase de desarrollo significan Research and Development (Investigación y Desarrollo).

3.10.5 Estimaciones de potencial de energía oceánica en México

Una de las investigaciones más importantes que se han realizado en México fue realizado por el (CEMIE-Océano, 2019), en esta investigación los autores analizaron el potencial energético del océano en México para los cuatro tipos de energías; de este trabajo se detallará un poco más adelante.

Sus conclusiones señalaron la existencia de potencial (general, con un nivel de detalle muy superficial) por oleaje en el Pacífico Norte y Baja California; corrientes (potencial mareomotriz) en el la Península de Yucatán, cerca de Cozumel y el mar de Cortés; potencial por gradiente térmico en los estados del Pacífico sur: Chiapas, Oaxaca, Michoacán y Guerrero; y potencial por gradiente salino en las desembocaduras de los ríos de los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, así como en lagunas costeras de Yucatán y Oaxaca.

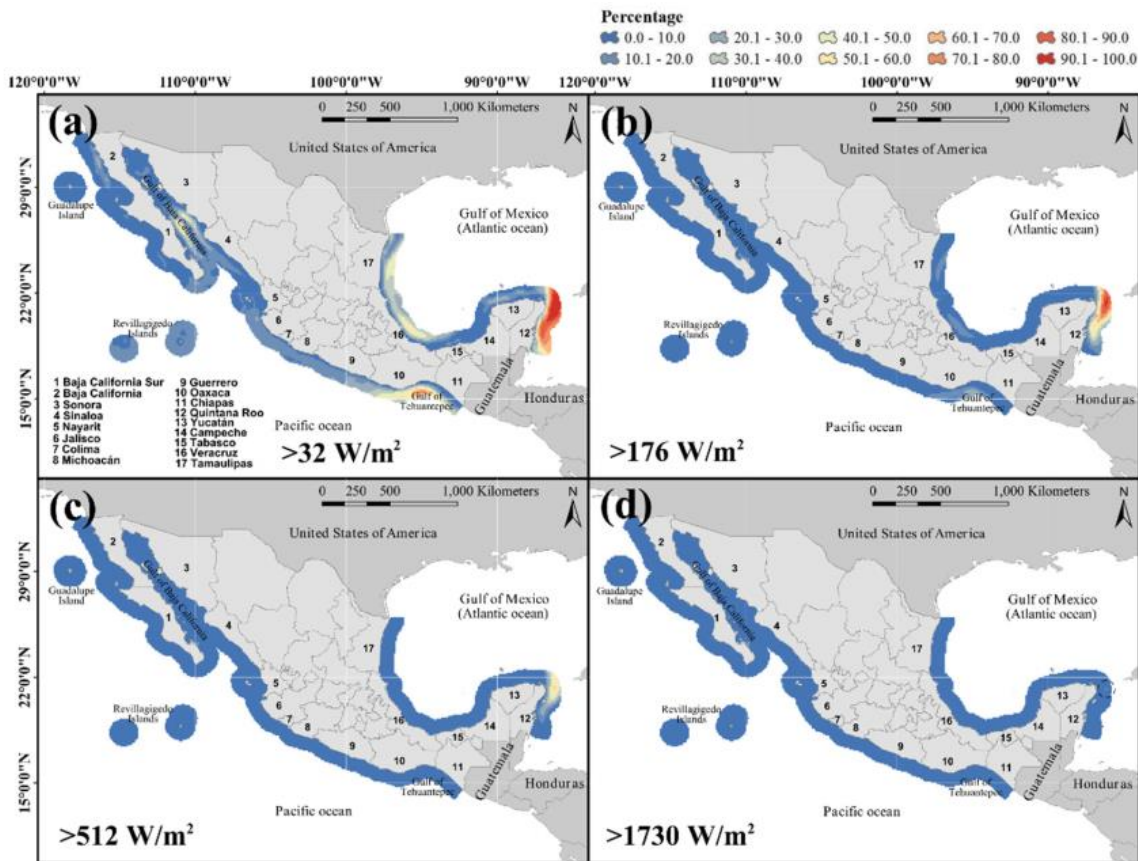
A continuación, se hablará de los estudios más relevantes para cada una de las energías oceánicas mencionadas anteriormente, al final se tratará de resumir los sitios y sus correspondientes estimaciones de potencial para cada uno de ellos.

3.10.6 Potencial por mareas o mareomotriz (tidal energy)

Diversos estudios se han llevado a cabo para analizar el potencial por mareas en México, uno de ellos fue realizado por (Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019), quienes trataron de cuantificar el **potencial por corrientes marinas en costas mexicanas**. Los datos de entrada para estimar la energía undimotriz se obtuvieron de la base de datos de modelo oceánico del HYCOM. El periodo de análisis de los datos fue de 5 años (septiembre 2008-agosoto 2018) y sólo abarcaron una distancia de hasta 100 km de la línea de costa.

Sus resultados fueron presentados en mapas que muestran el potencial teórico estimado como un porcentaje de disponibilidad (para los 10 años de estudio), además, se consideraron cuatro diferentes límites de potencia, es decir, estos porcentajes son los días para los cuales la disponibilidad del recurso energético es igual o mayor que el límite de potencial establecido.

Mapa 39. Disponibilidad de energía por corrientes marinas medida como porcentaje para el periodo de estudios, considerando cuatro escenarios diferentes.



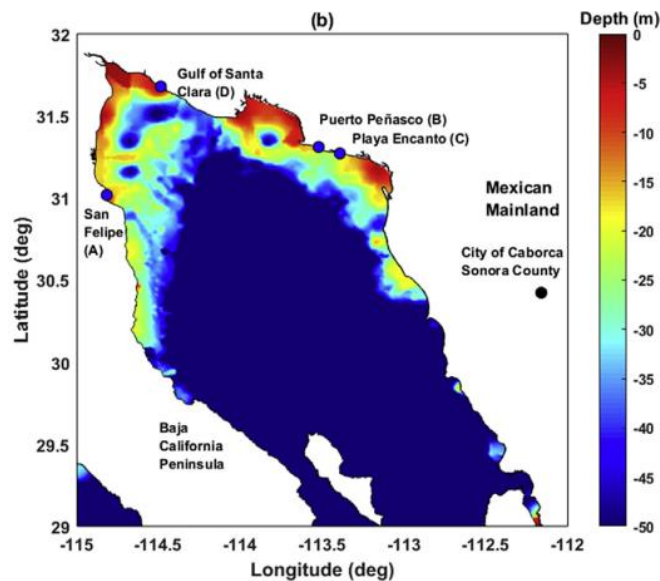
Fuente: (Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019).

Se encontró que el potencial de recurso por corrientes marinas tiene muy pocos sitios con buena disponibilidad, la Costa de Quintana Roo fue el sitio que presentó los porcentajes de disponibilidad más elevados (por arriba de 90%). Buenos porcentajes de disponibilidad también fueron estimados para potencias mayores a 32 W/m^2 y (en menor medida) para potencias mayores a 176 W/m^2 .

Porcentajes de disponibilidad alrededor de 30 y 60% también fueron obtenidos, pero sólo para el escenario con potencia mayor a 32 W/m^2 ; estos sitios se encuentran principalmente en las costas del noreste y suroeste del país.

Por otro lado, una investigación elaborada por (Olivares, Haigh, Angeloudis, Lewis, & Neill, 2020) trató de estimar el **potencial por carrera de marea** (tidal range) en el Golfo de California, específicamente en la región norte pues, según estudios históricos, es el área con mayor potencial de explotación. Examinaron cuatro puntos de interés en esta región: San Felipe, Golfo de Santa Clara, Puerto Peñasco y Playa Encanto; la localización de cada sitio se muestra en el **Mapa 40**.

Mapa 40. Localización del área de estudio y los cuatro sitios analizados en el Golfo de California.

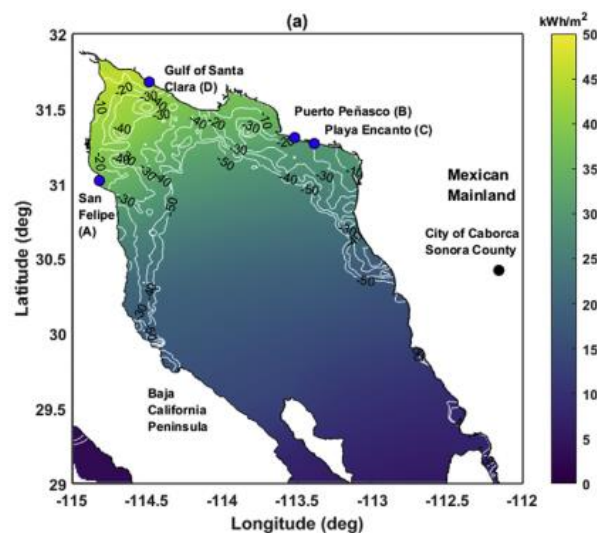


Fuente: (Olivares, Haigh, Angeloudis, Lewis, & Neill, 2020).

La carrera de marea media en estos sitios es mayor a 4 m y la profundidad es menor a 20 m.

Para las estimaciones de potencial los autores utilizaron modelos de simulación, software especializado y ecuaciones; sus resultados arrojaron que la densidad de potencia media anual en esta área es de $0.015 - 0.038 \text{ kW/m}^2$; las estimaciones de producción de energía anual oscilan en un rango de $20 - 50 \text{ kWh/m}^2$. Los valores máximos se obtuvieron cerca del Golfo de Santa Clara, de $45 - 50 \text{ kWh/m}^2$; para los otros tres puntos de estudio los valores fueron de $30 - 35 \text{ kWh/m}^2$. Así, los autores estimaron un potencial de producción anual de 125 GWh para el Golfo de Santa Clara, considerando un área de 10 km^2 y un factor de planta de 24.8%.

Mapa 41. Estimación de generación anual por carrera de marea



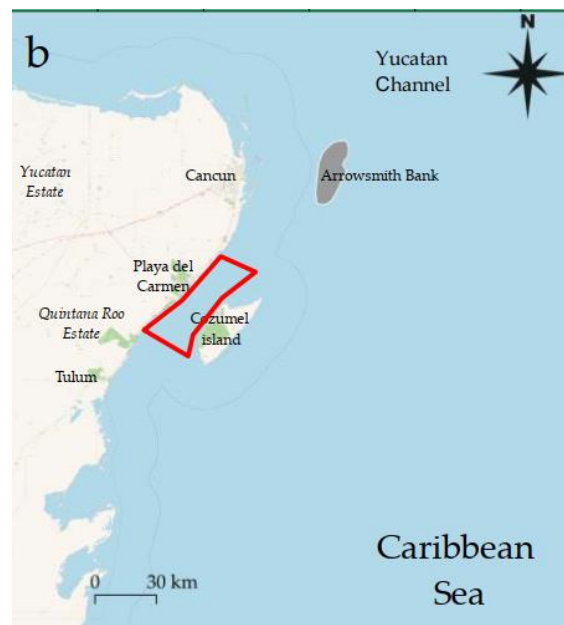
Fuente: (Olivares, Haigh, Angeloudis, Lewis, & Neill, 2020).

También se señala que, de acuerdo con la literatura, una producción anual mínima de 50 kWh/m² y una profundidad máxima de 30 m son criterios mínimos sugeridos para considerar a un sitio con potencial; siendo el Golfo de Santa Clara y la Bahía de San Felipe los únicos sitios que cumplen con estos criterios.

Finalmente, se menciona que, debido a la lejanía de los sitios a las RNT (> 450 km) se recomienda este tipo de tecnología para producción de energía fuera de la red de transmisión (off-grid).

Por otro lado, una investigación publicada en la revista digital *Energies*⁵³ por (Gabriel, Fontes, Garcia, & Silva, 2021) trató de evaluar **el potencial hidrocínético** (por corrientes marinas) en el canal de Cozumel, localizado entre la Isla de Cozumel y Playa del Carmen. La elección del sitio se basó en las buenas estimaciones de potencial obtenidas en el Caribe Mexicano por investigaciones previas.

Figura 11. Mapa del área de estudio para evaluar el potencial hidrocínético por corrientes marinas

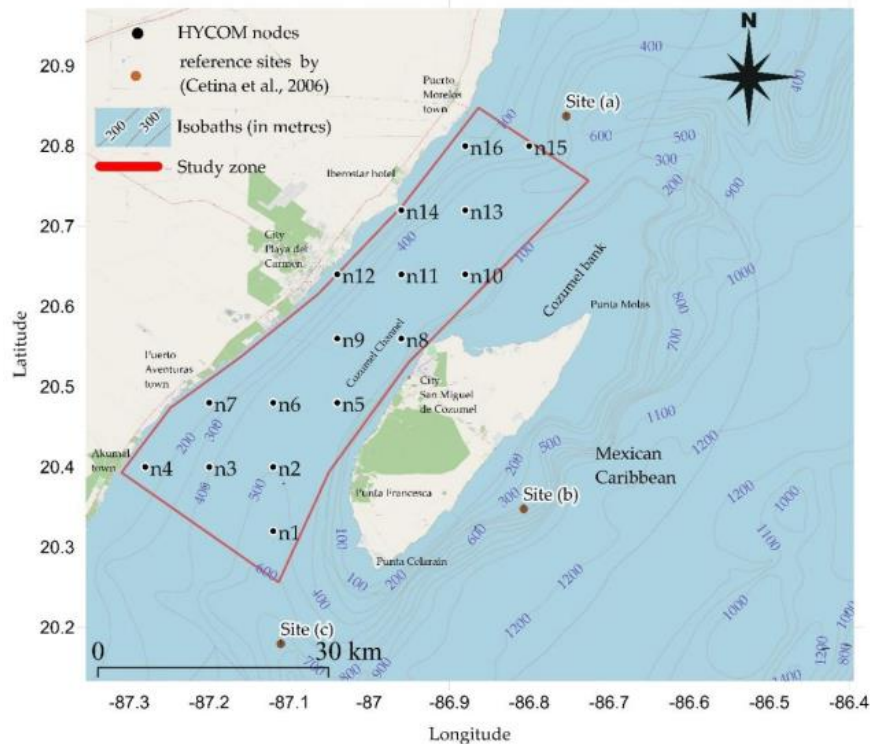


Fuente: (Gabriel, Fontes, Garcia, & Silva, 2021).

Su investigación utilizó el software HYCOM model (Hybrid Coordinate Ocean Model) para estimar las velocidades de corriente marina para 19 nodos que fueron repartidos alrededor del área de estudio (ver **Figura 11**). Asimismo, la base de datos utilizada fue el Global Ocean Forecasting System, que cuenta con registros de desde julio del 2014 hasta diciembre del 2019. Finalmente, los datos fueron obtenidos en formato netCDF y fueron reestructurados (utilizando programación en R) para construir una distribución de probabilidad de la velocidad de corriente para todos los nodos.

⁵³ Sitio web: <https://www.mdpi.com/journal/energies>

Figura 12. Mapa batimétrico de la zona y localización de los nodos de estudio.

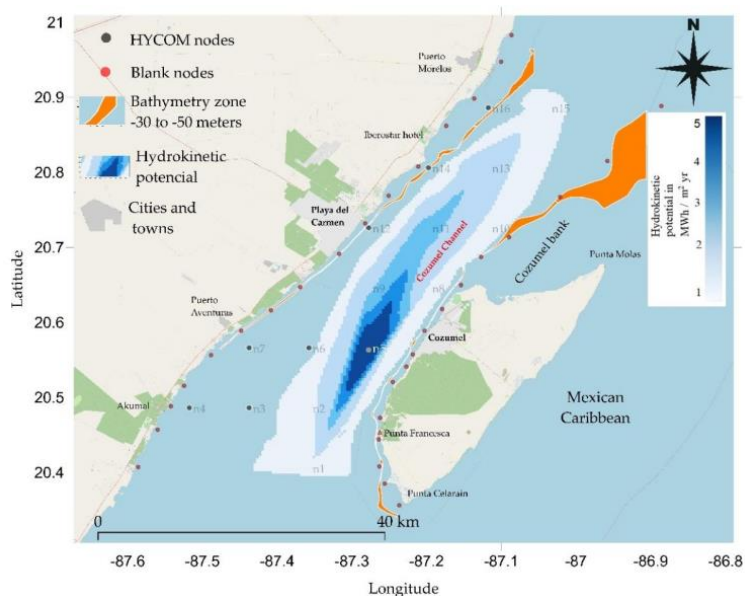


Fuente: (Gabriel, Fontes, Garcia, & Silva, 2021).

Considerando tres criterios principales (dispositivo flotante o situado en el lecho marino, potencial hidrocínético generado anualmente y restricciones sociales-ambientales) los mejores sitios para colocar dispositivos flotantes son entre las isobatas de 30 y 50 m; por el contrario, para los dispositivos anclados al lecho marino los lugares óptimos se encuentran entre las isobatas de 30 y 50 m.

Finalmente, sus resultados mostraron que el potencial de energía varía en un rango de 0.0075 MWh/m²-anual a 6 MWh/m²-anual, dependiendo de la profundidad. El mayor potencial se encontró a 6-7 km de la costa de Cozumel, por encima de los 400 m de profundidad, frente a punta Francesca y Punta Langosta. Se encontró también que los sitios donde se instalarían dispositivos anclados al lecho marino tendrían bajo potencial, del orden de 1 MWh/m²-anual; mientras que los dispositivos flotantes sólo alcanzarían un potencial de generación del orden de 2 MWh/m²-anual. Ver **Figura 12**.

Figura 13. Representación espacial de los resultados de potencial de generación anual estimado utilizando QGIS.

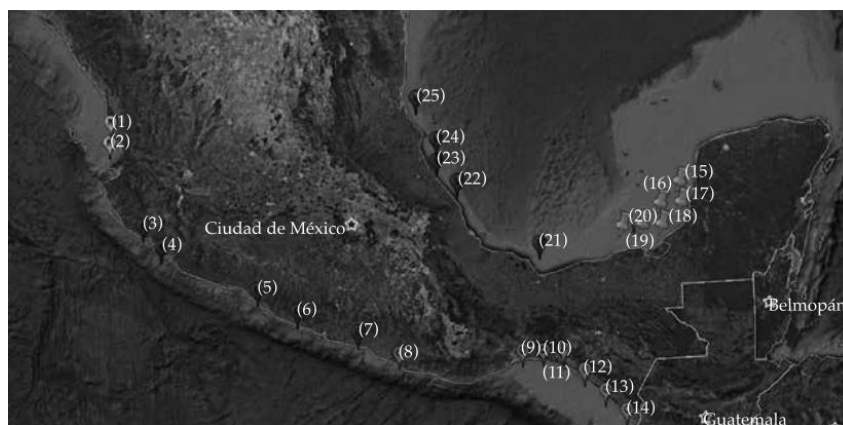


Fuente: (Gabriel, Fontes, Garcia, & Silva, 2021).

3.10.7 Potencial por oleaje o undimotriz (wave energy)

Con relación a las investigaciones realizadas para tratar de estimar el potencial por oleaje en México, una de ellas fue realizada recientemente, titulada *Potencial energético undimotriz en nodos costeros de México* (Ramírez, Hernández, & Barros, 2017), la cual evaluó el potencial energético undimotriz en 25 sitios del país repartidos en los estados de Guerrero, Oaxaca, Colima, Nayarit, Chiapas, Campeche, Michoacán y Veracruz⁵⁴. Ver **Mapa 42**.

Mapa 42. Localización de los 25 nodos para el estudio del potencial energético undimotriz en México.



Fuente: (Ramírez, Hernández, & Barros, 2017).

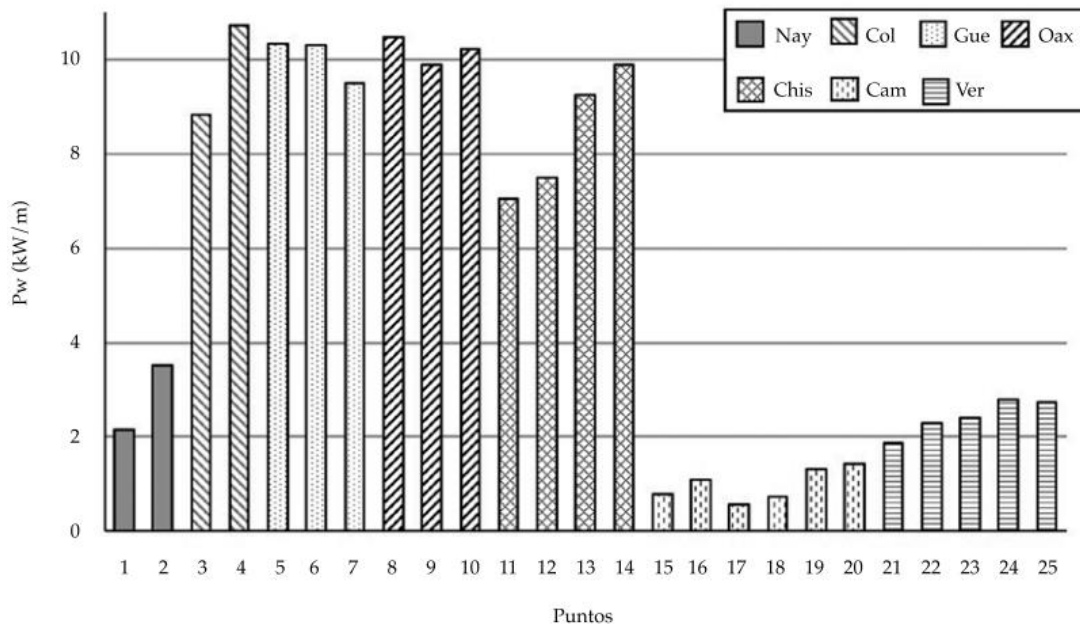
⁵⁴ Es importante recalcar que, la elección de los sitios de estudio solo se basó en la No disponibilidad de energía eléctrica, por lo que muchos sitios ubicados en otras zonas costeras del país no fueron contemplados.

Para el cálculo del potencial eléctrico se utilizó la base de datos de ERDDAP (Environmental Research Division's Data Access Program) para obtener y predecir datos del comportamiento del oleaje; también se utilizó el programa de batimetría de la NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) y Google Earth para obtener datos de distancia a la costa y profundidad. Su periodo de estudio abarcó 6 años aproximadamente.

Según los autores, el potencial undimotriz depende directamente de factores como la velocidad del viento, la altura y dirección de las olas, la estación del año, la profundidad del mar y la distancia a la costa.

Los primeros resultados de esta evaluación calcularon un potencial por frente de ola para cada uno de los sitios. Ver **Gráfico 49**.

Gráfico 49. Potencial por frente de ola (kW/m) media anual en cada uno de los nodos



Fuente: (Ramírez, Hernández, & Barros, 2017).

También se encontró que la dirección de las olas en el océano Pacífico tiende a ser en dirección suroeste, mientras que en el Golfo de México la dirección del oleaje no presenta una tendencia hacia una sola dirección. Posteriormente se calculó la potencia máxima absorbida por un cuerpo asimétrico en su forma más simple, es decir, los autores consideraron un solo grado de libertad de traslación en el eje “z” o movimiento vertical (se considera el uso de una boya).

Tabla 50. Máxima potencia absorbida por un cuerpo asimétrico (kW) para los 25 nodos analizados.

Información geográfica			Mes												Promedio anual
#	Zona	Municipio/rel. cercano	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
1	Nayarit	San Blas	26	34	56	69	77	71	76	67	69	66	43	35	58
2		San Francisco	146	164	187	216	227	204	221	196	203	200	140	141	187
3	Colima	Peña Blanca	368	476	756	938	982	910	1023	922	938	867	579	456	768
4		San Juan de Alima	216	240	320	378	380	351	390	338	354	356	230	201	313
5	Guerrero	Barra de Potosí	217	288	489	608	645	610	677	598	619	577	390	295	501
6		Llano real	408	537	919	1 151	1 230	1 163	1 284	1 137	1 175	1 093	722	547	947
7		Copala	212	300	545	694	735	691	769	681	707	637	424	312	559
8	Oaxaca	Santa María Chicometepec	277	381	673	843	899	836	932	816	863	780	505	373	681
9		San Mateo del Mar	196	213	355	455	461	421	472	435	397	373	293	215	357
10		Aguachil	148	188	285	345	364	331	365	324	327	328	252	196	288
11	Chapas	Tonalá	56	73	114	135	145	132	146	130	139	129	93	76	114
12		Pijjiapan	138	180	252	292	309	288	315	276	298	284	221	181	253
13		La Encrucijada	136	179	259	299	324	299	327	291	311	294	214	179	259
14		Tapachula	159	213	309	356	377	343	383	339	364	339	251	208	304
15	Campeche	Campeche	3	3	3	3	3	2	3	2	2	3	3	3	
16		Champtón		9	9	8	8	8	6	7	7	5	7	8	8
17				2	1	1	2	2	1	1	1	1	1	1	1
18		Carmen		5	4	4	4	4	3	3	3	2	4	4	4
19				13	12	12	11	11	8	9	8	6	10	12	11
20				15	15	14	14	14	11	13	11	9	12	14	13
21	Veracruz	San Andrés Tuxtla	50	46	41	32	32	26	26	19	20	35	48	43	
22		Lechuguillas	46	42	40	37	36	26	24	18	21	36	45	41	
23		Papantla	21	19	19	19	18	14	12	10	11	17	21	20	
24		Tuxpan	57	53	51	51	48	34	28	24	29	46	58	56	
25		Ensenada de Mangles	58	55	54	54	52	37	28	24	34	49	63	60	

La **Tabla 51** presenta el promedio de la potencia máxima absorbida por mes y el promedio anual para los 25 nodos de estudio.

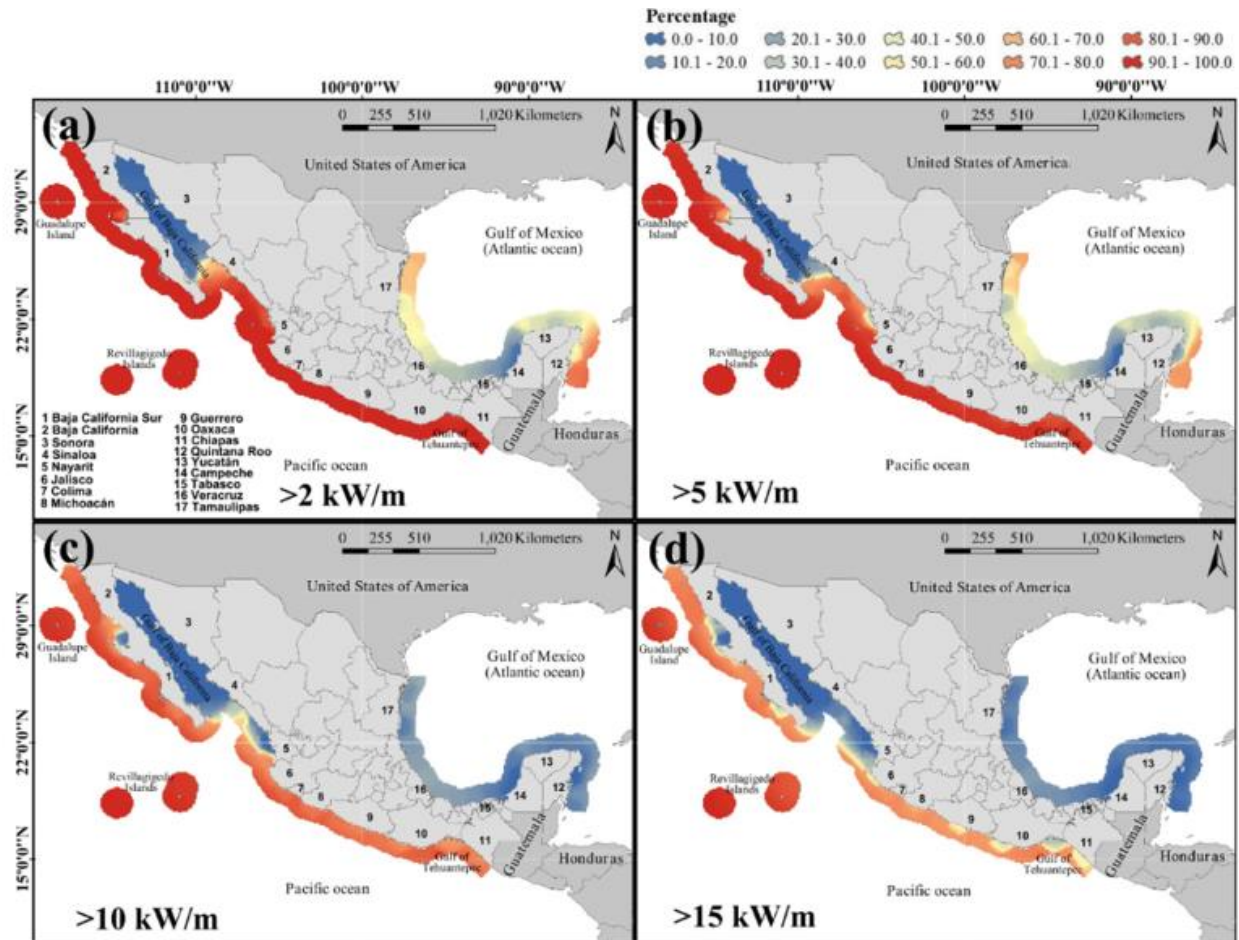
Así, el nodo que presentó el mayor potencial fue el número 6, localizado en el Estado de Guerrero, con una potencia promedio anual de 947 kW; por el contrario, el Nodo 1 fue el que presentó el menor potencial y está ubicado en Campeche, con un valor de 1 kW.

Las conclusiones a las que llegaron los autores fueron, en primer lugar, que se podrían instalar microrredes para abastecer a las comunidades pequeñas más cercanas al nodo; segundo, que los nodos del océano Pacífico fueron los que presentaron el mayor potencial (en comparación con los ubicados en el Golfo de México); tercero, que la profundidad es un factor que influye directamente en la generación de energía; cuarto, que las alturas de ola mayores a 1 m parecen tener un potencial energético viable y, finalmente, una periodicidad de oleaje promedio de 10 s parece ser conveniente para la generación de energía.

Igualmente, una investigación reciente llevada a cabo por (Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019) trató de estimar el **potencial undimotriz** en costas mexicanas. Los autores utilizaron datos de la *ERA-Interim*, de donde extrajeron datos de altura de ola y sus periodos de energía.

Sus resultados fueron presentados en mapas que muestran el potencial teórico estimado como un porcentaje de disponibilidad (para los 10 años de estudio), además, se consideraron cuatro diferentes límites de potencia, en otras palabras, estos porcentajes son los días para los cuales la disponibilidad del recurso energético es igual o mayor que el límite de potencial establecido.

Mapa 43. Disponibilidad de energía undimotriz medida como porcentaje para el periodo de estudios, considerando cuatro escenarios diferentes.



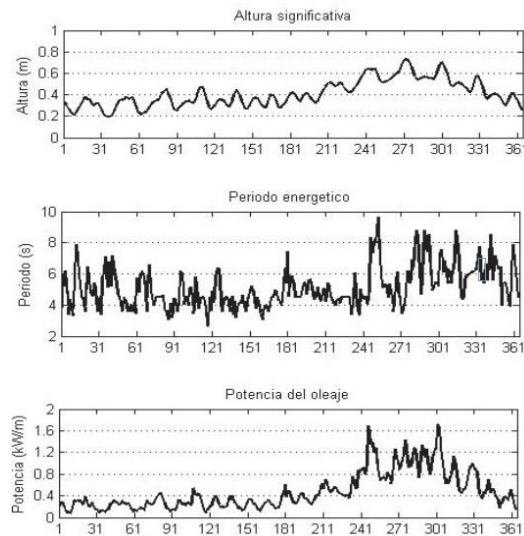
Fuente: (Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019).

Para esta energía del océano se concluyó que el potencial de recurso está disponible más del 90% del tiempo (color rojo), considerando potenciales de 2 a 5 kW/m; la disponibilidad para un potencial mayor a 10 kW/m también presentó buenos porcentajes, por arriba del 60%. Se enfatiza que, prácticamente la disponibilidad de este recurso se encuentra sólo en las costas del Océano Pacífico, a excepción del Golfo de California.

Otro estudio desarrollado por (Carrillo, Cabrera, Hernández-Escobedo, García, & Agugliaro, 2014) trató de estimar el **potencial por oleaje en la costa de Coatzacoalcos**, pues se consideró un punto estratégico energéticamente. Los datos de oleaje para este estudio fueron obtenidos del Sistema de predicción desarrollado por la Universidad de Carolina del Sur y del Grupo Interacción Océano Atmósfera de la Facultad de Ciencias de la Atmósfera de la UNAM; del primer sitio se extrajeron los registros de oleaje históricos y del segundo los datos de altura y periodo.

Posteriormente, se calcularon los datos de potencia para cada hora utilizando análisis estadístico y ecuaciones matemáticas. Ver **Gráfico 50**.

Gráfico 50. Comportamiento del oleaje (altura y periodo) y potencial calculado para un año en la costa de Coatzacoalcos, México.



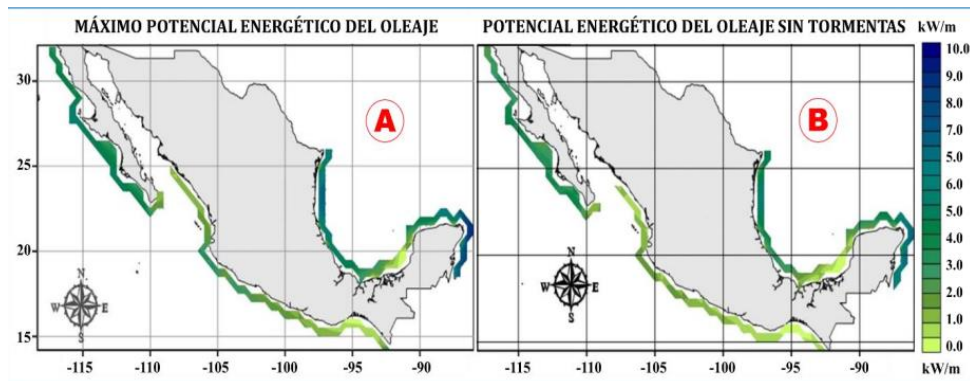
Fuente: (Carrillo, Cabrera, Hernández-Escobedo, García, & Agugliaro, 2014).

Finalmente, al dividir los datos en cuatro estaciones anuales, se identificó que el mayor potencial se presenta en otoño, por el contrario, la estación con el menor flujo energético fue primavera. De igual manera, se obtuvo la potencia media anual, la cual tuvo un valor de **0.56 kW/m**.

Cabe destacar que los autores argumentan que la variabilidad del flujo energético es fundamental para la determinación de la viabilidad de esta energía, siendo más atractivos aquellos sitios que presenten un flujo energético moderado pero estable, que sitios con un potencial mayor, pero más inestables.

Asimismo, otra investigación fue elaborada por (Peña, 2013) intentó estimar el **potencial del oleaje en las costas del territorio mexicano** utilizando la información disponible en el Atlas de Clima Marítimo de las Costas Mexicanas. Sus resultados se muestran en el **Mapa 44**.

Mapa 44. Potencial por oleaje en costas mexicanas



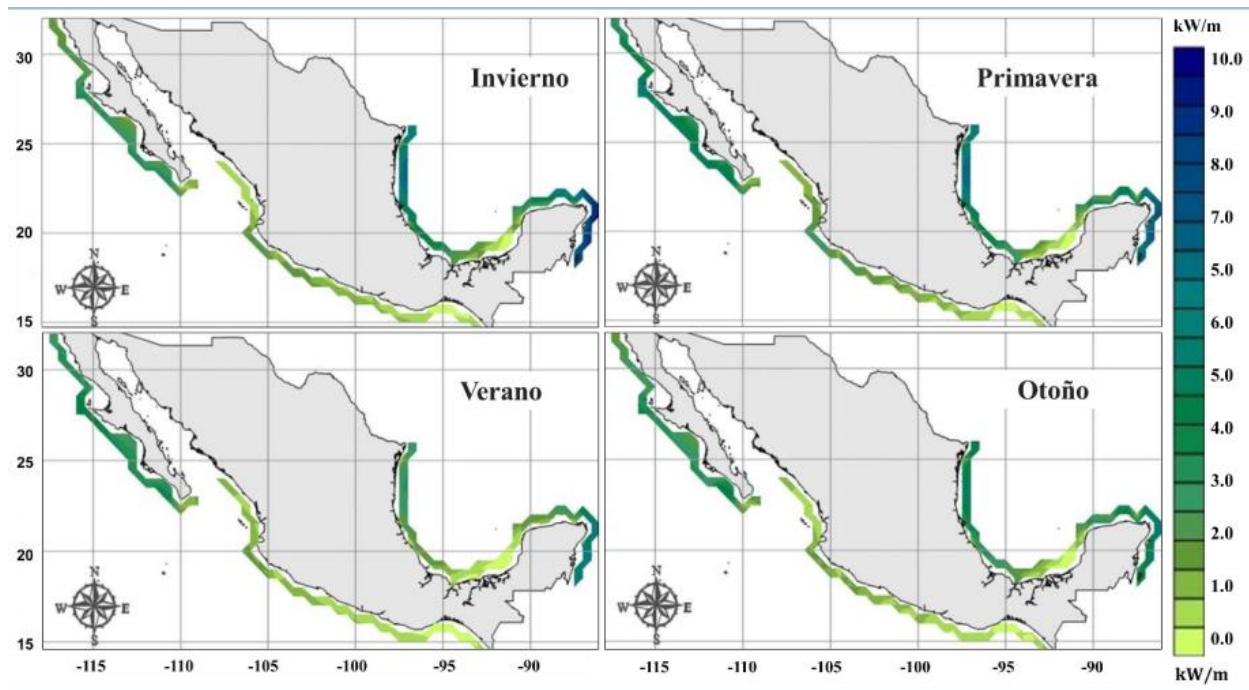
Fuente: (Peña, 2013).

El autor generó dos mapas, el mapa A expone las potencias máximas del oleaje durante todo el año con exclusión de tormentas, mientras que el mapa B no contiene exclusiones. Esto se hizo pues el autor argumentó en su estudio que las tormentas incrementan en promedio 2 kW/m el potencial energético undimotriz.

Se observa que los valores más altos se presentan en las costas de Quintana Roo, Tamaulipas, Veracruz y Baja California (para ambos mapas).

También generó los mapas de potencial por estaciones del año, sus resultados se presentan en el **Mapa 45**.

Mapa 45. Potencial energético por oleaje en costas mexicanas para las cuatro estaciones del año.

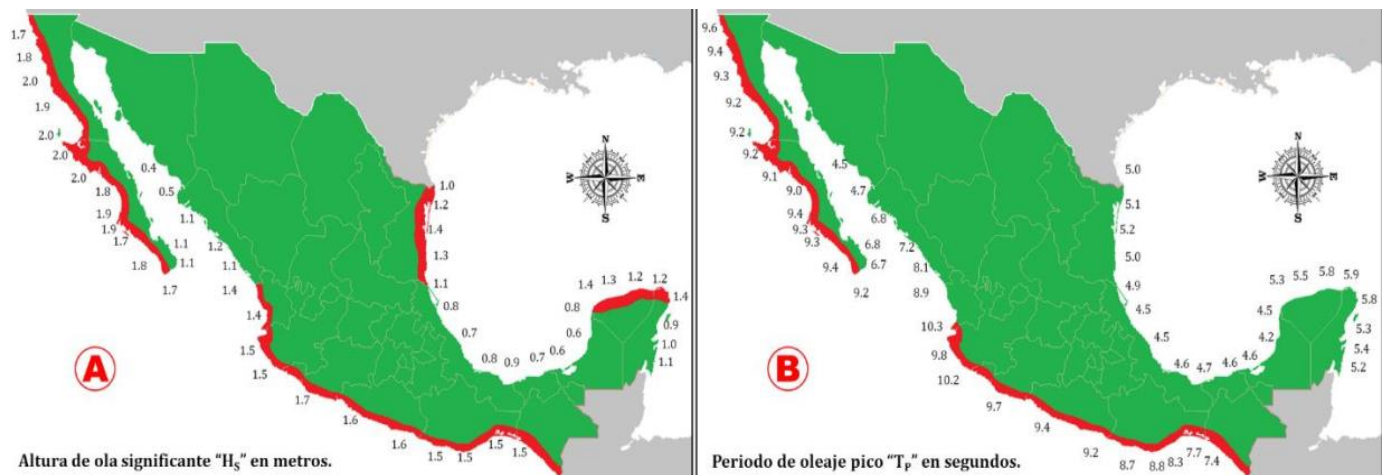


Fuente: (Peña, 2013).

Se examina que, los mayores potenciales en el Golfo de México se presentan en invierno, mientras que, para el Pacífico los valores más altos son en primavera.

Adicionalmente, otra evaluación similar fue llevada a cabo por (Santiago E. I., 2014), quien estimó las **condiciones del oleaje en las costas mexicanas**. El autor calculó la altura de ola significativa y el periodo de oleaje pico para varios puntos costeros, el **Mapa 46** expone los resultados.

Mapa 46. Estimación de la altura y periodo de ola en costas mexicanas.



Fuente: (Santiago E. I., 2014).

Las áreas remarcadas en color rojo (mapa A) indican zonas donde se tiene una altura de la ola mayor a 1.2 m; asimismo, el área en rojo para el mapa B señala las zonas con un periodo de ola mayor a 7 s.

Con estos datos el autor calculó el potencial energético y se localizaron los sitios con mayor potencial undimotriz. Se identificaron cuatro zonas de interés. Ver **Mapa 47**.

Mapa 47. Potencial undimotriz en costas mexicanas.



Fuente: (Santiago, 2019).

Así, se identificó que la zona con mayor potencial es la número 1, que abarca la Península de Baja California, por el contrario, la zona con menor potencial se identifica en las costas de Tamaulipas.

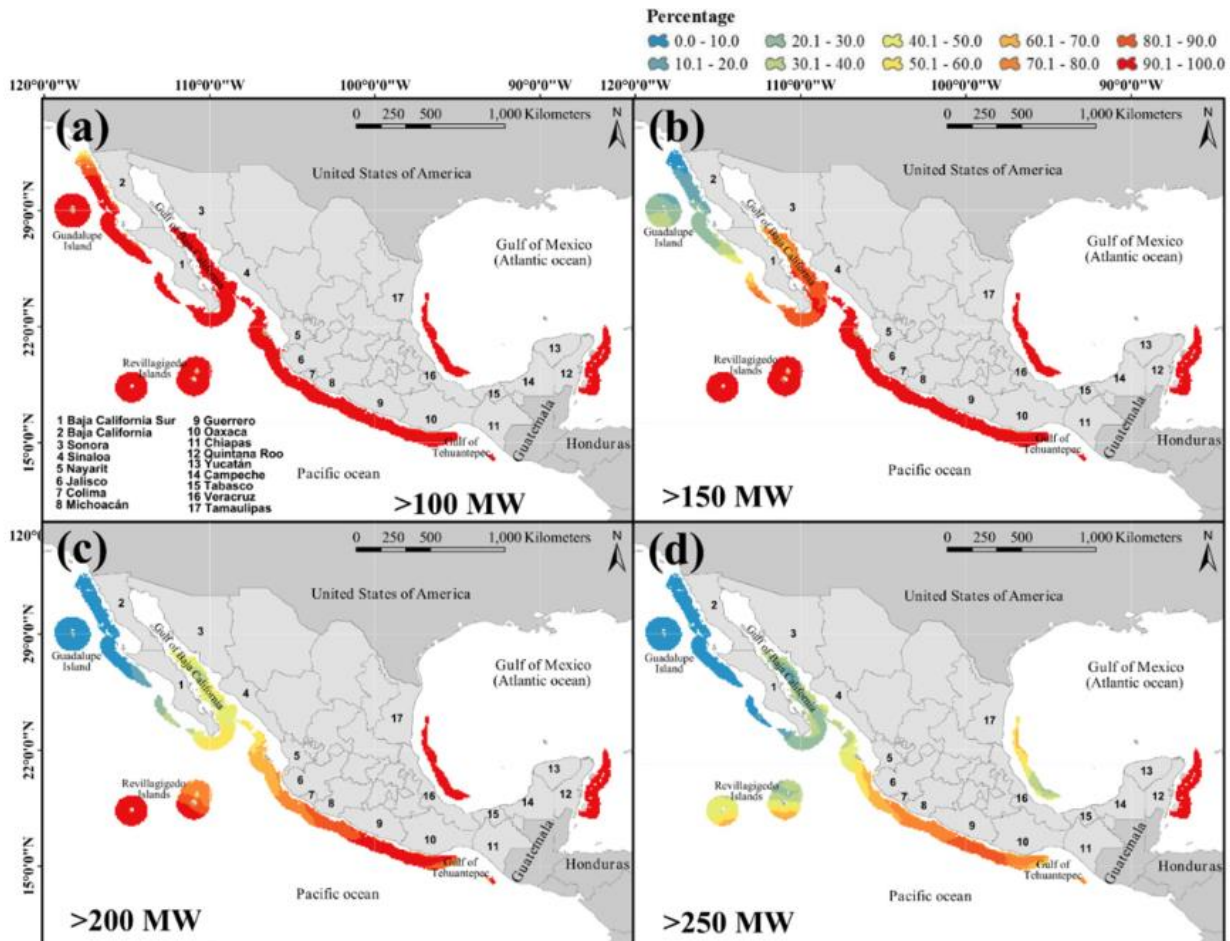
3.10.8 Potencial por gradiente térmico

En relación con los estudios para tratar de evaluar el potencial por gradiente térmico en México, destaca el trabajo desarrollado por (Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019), quienes se ocuparon de estimar el **potencial por gradiente térmico** en México.

Los datos de entrada fueron obtenidos de la base de datos de modelo oceánico del HYCOM. El periodo de análisis de los datos fue de 5 años (septiembre 2008-agosto 2018). Los datos analizados sólo abarcaron una distancia de hasta 100 km de la línea de costa.

Sus resultados fueron presentados en mapas que muestran el potencial teórico estimado como un porcentaje de disponibilidad (para los 5 años de estudio), además, se consideraron cuatro diferentes límites de potencia, en otras palabras, estos porcentajes son los días para los cuales la disponibilidad del recurso energético es igual o mayor que el límite de potencial establecido. Ver **Mapa 48**.

Mapa 48. Disponibilidad de gradiente térmico medido como porcentaje para el periodo de estudio, considerando cuatro escenarios diferentes.



Fuente: (Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019).

Para esta tecnología los resultados mostraron una excelente disponibilidad de recurso para los dos primeros escenarios (>100 y >150 MW). Para el escenario 3, disponibilidad de potencial mayor al 90% aún es encontrado. La disponibilidad de recurso para el último escenario (>250 MW) varía en porcentajes que van desde 0 hasta 100%.

En conclusión, los resultados sugirieron como mejores sitios con este tipo de potencial a las costas de Colima, Nayarit, Michoacán, Guerrero, Oaxaca y Quintana Roo.

A su vez, otro estudio realizado por (Ruiz, y otros, 2021) trató de determinar los sitios con las características óptimas para la **instalación de plantas OTEC** costa afuera en México.

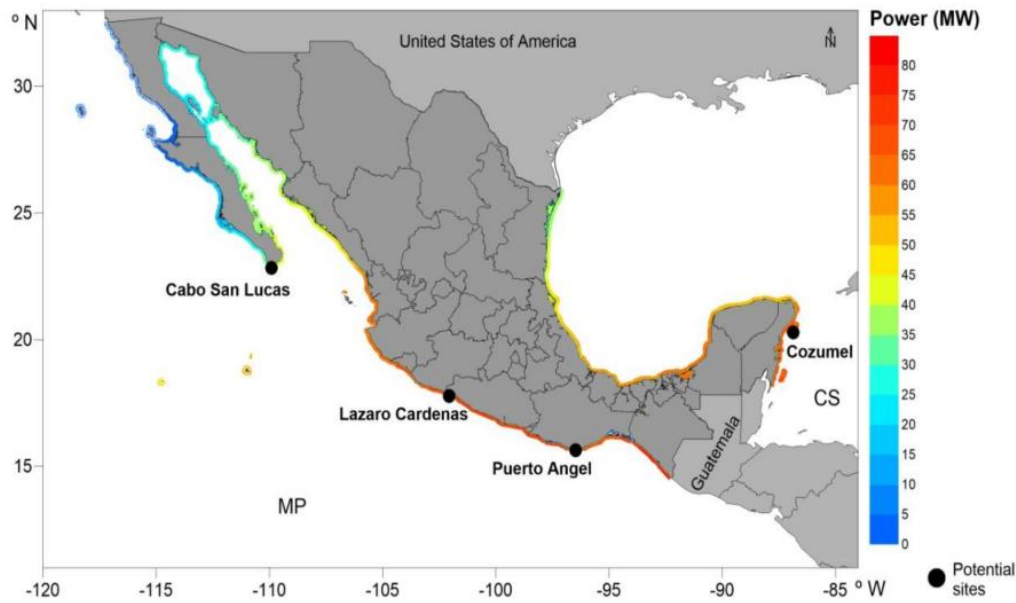
Su trabajo tuvo un buen nivel de detalle, desde la determinación de sitios con potencial de recurso por medio de GIS, hasta el cálculo de los costos nivelados de energía para los sitios identificados.

Dicho trabajo analizó la línea de costa de México, dividiéndola en cuatro grandes zonas: la zona noroeste, la zona Golfo de California, la zona Central, la zona Sur y el Mar del Caribe; la parte del Golfo de México fue descartada por sus condiciones batimétricas. Su metodología utilizó análisis de series de tiempo, distribución espacial por GIS y análisis de decisión multicriterio.

Su metodología se resumirá brevemente a continuación. La batimetría de las zonas costeras fue estimada con el General Bathymetric Chart of the Oceans (GEBCO), la temperatura a 1,000 m de profundidad fue obtenida del World Ocean Atlas, mientras que la temperatura en la superficie del mar fue obtenida del Oceanic Monitoring Satellite System (SATMO, por sus siglas en español). Así, con la diferencia de temperaturas, la tasa de flujo y la potencia de la bomba (se consideró 50 MW como valor de pre-diseño) los autores pudieron calcular la potencia neta de la planta OTEC. Similar a otro estudio mencionado previamente, los autores también utilizaron la persistencia de operabilidad como una medida de confiabilidad. Para la matriz de decisión los autores consideraron 9 criterios en tres áreas diferentes: socioeconómico, técnico y ambiental.

Posteriormente, cuatro sitios fueron seleccionados en cada una de las cinco zonas consideradas previamente, estos sitios fueron: Lázaro Cárdenas en Michoacán, Cozumel en Quintana Roo, Cabo San Lucas en BCS y Puerto Ángel en Oaxaca. La persistencia promedio diaria para estos sitios durante un periodo de análisis de 16 años mostró que Lázaro Cárdenas y Puerto Ángel tuvieron los valores de potencial térmico más altos, 70.19 MW y 71.12 MW, respectivamente (con una persistencia del 100%); Cabo San Lucas mostró una potencia promedio de 38.66 MW con una operabilidad del 42 % para potencias mayores a 50 MW. Mientras tanto, Cozumel tuvo una potencia promedio de 65.87 MW para potencias ≥ 50 MW con una persistencia del 100%. Ver **Mapa 49**.

Mapa 49. Potencia neta teórica OTEC-Ciclo Cerrado calculada.



Fuente: (Ruiz, y otros, 2021).

Los resultados más importantes de su investigación de presentan en la **Tabla 52**.

Tabla 51. Datos obtenidos por los autores respecto al potencial por gradiente térmico.

Sitio	Distancia a la entrada de agua fría (km)	ΔT_m (°C)	Potencia estimada (MW)	Producción OTEC (GWh/a)	% del consumo energético del Estado	Distancia a las RNT (km)
Cozumel	5.4	29.07	65.87	402.96	9	44
Lázaro Cárdenas	21.9	29.52	70.19	402.96	6	32
Cabo San Lucas	7.5	28.62	38.66	105.95	2	7
Puerto Ángel	3.9	29.41	71.12	402.96	16	13

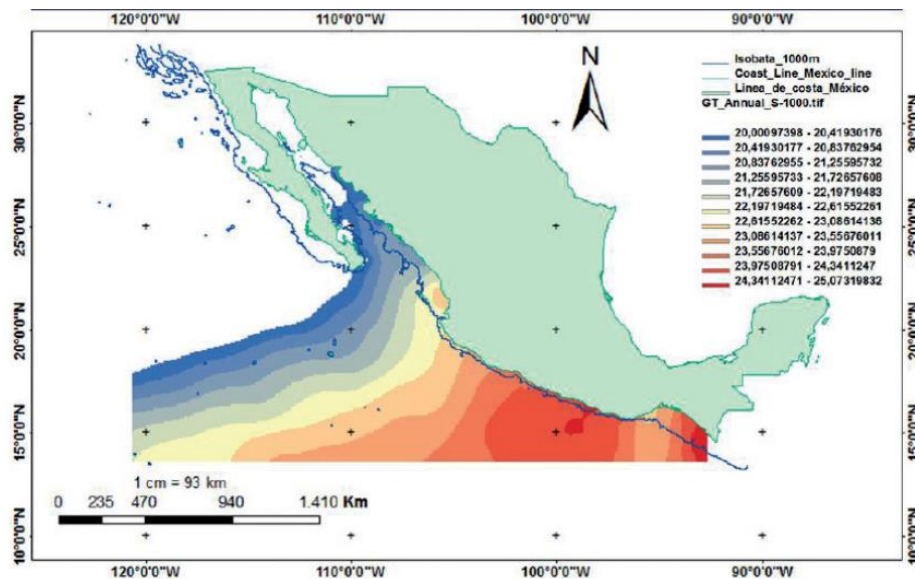
Fuente: Adaptado de (Ruiz, y otros, 2021).

Finalmente, después de aplicar el análisis de decisión multicriterio el resultado fue que el mejor sitio para la instalación de plantas OTEC es Puerto Ángel, seguido de Cabo San Lucas, Cozumel y por último Lázaro Cárdenas.

Mientras tanto, en un documento titulado *Conversión de Energía Térmica Oceánica (OTEC)* (Casarín, Vanegas, Lara, & Delgado, 2017) los autores recopilaron información bibliográfica de diversas fuentes y presentaron mapas y tablas con **sitios potenciales para la explotación de energía térmica oceánica**.

Los investigadores señalan que, considerando 1,000 m de profundidad y un gradiente térmico mayor o igual a 20°C, los sitios con potencial en la zona del Pacífico van desde las costas de Baja California Sur y Sinaloa, hasta las costas de Chiapas; presentando una tendencia a aumentar de norte a sur. Ver **Mapa 50**.

Mapa 50. Gradiente térmico histórico anual para el Pacífico Mexicano

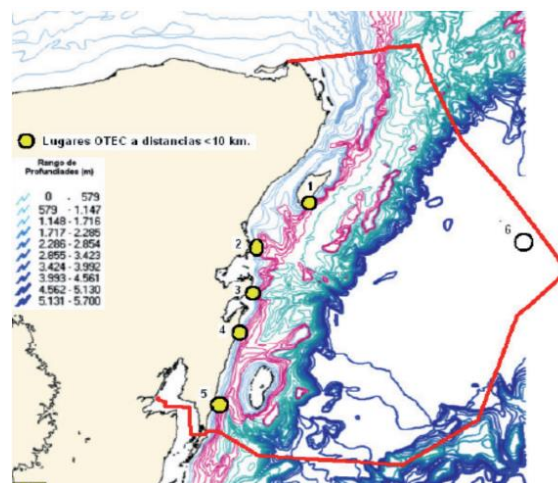


Fuente: (Casarín, Vanegas, Lara, & Delgado, 2017).

La zona con menor gradiente térmico se localiza en la zona de Baja California Sur (20-20.4 °C), por el contrario, las zonas con el mayor gradiente térmico se presentan en Guerrero y Chiapas (~25 °C). Algunas islas del Archipiélago Revillagigedo también cuentan con potencial de aprovechamiento.

En este mismo documento, los autores mencionan que también existe un potencial térmico en el mar del caribe mexicano, específicamente en Isla Cozumel, Punta Allen, Tulum, Sian Ka'an, Xcalac, Mahuahual y Banco Chinchorro, todos localizados en el Estado de Quintana Roo y a una distancia menor a 10 km de la costa. El **Mapa 51** muestra la ubicación de los sitios mencionados.

Mapa 51. Sitios con potencial por gradiente térmico explotable en la costa de Quintana Roo



Fuente: (Casarín, Vanegas, Lara, & Delgado, 2017).

Los autores recalcan que la mayoría de los sitios costeros con potencial de aprovechamiento por gradiente térmico se encuentran dentro de áreas naturales protegidas, por lo que en un futuro es necesario llevar a cabo más estudios relacionados con el impacto ambiental. En conclusión, los sitios más adecuados para instalar esta tecnología dadas sus condiciones geográficas, ambientales y sociales son:

- Cabo San Lucas, Baja California
- Puerto Vallarta, Jalisco
- Puerto Ángel, Oaxaca
- Isla Cozumel, Quintana Roo
- Isla Clarión
- Isla Socorro

3.10.9 Potencial por gradiente salino

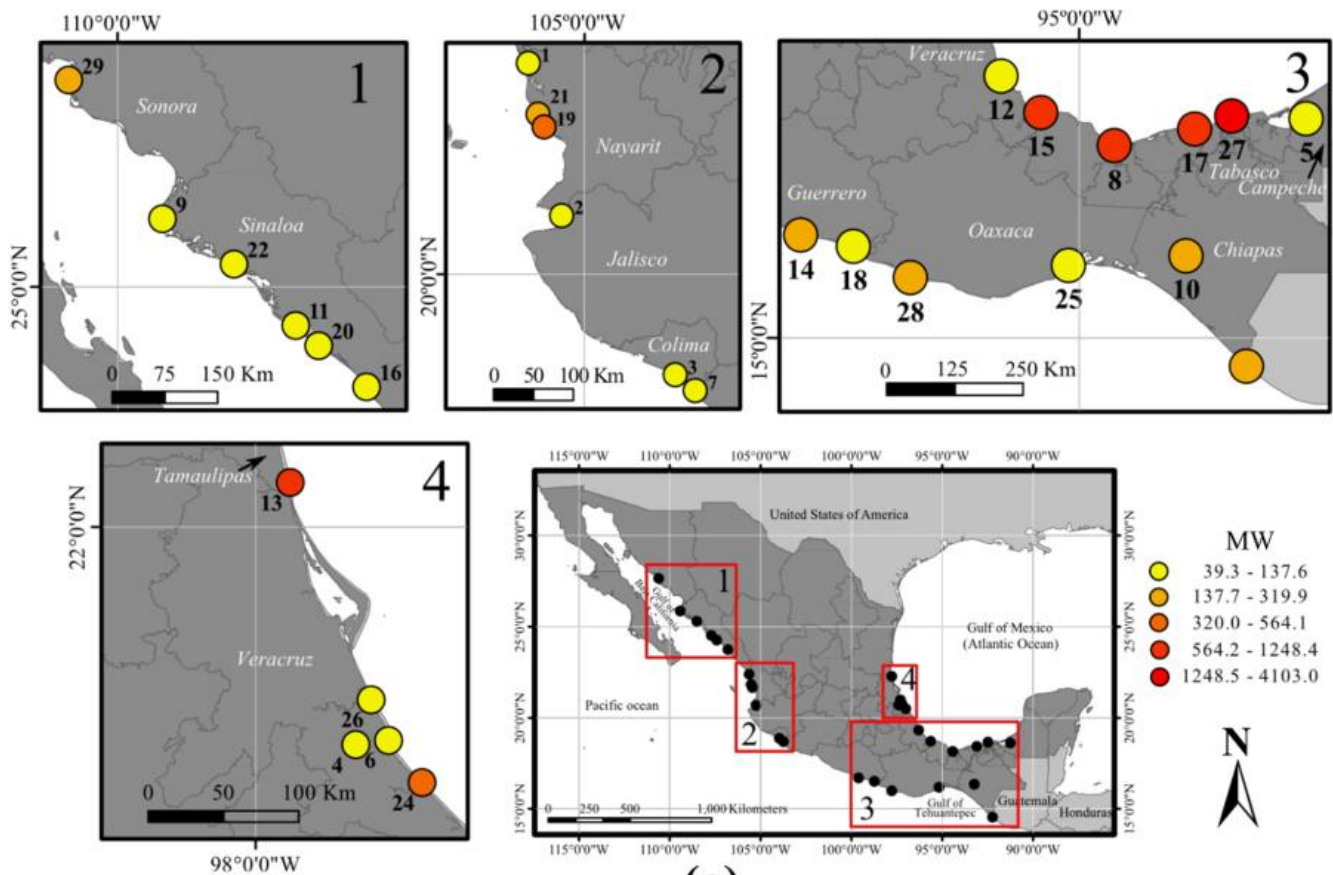
Como se mencionó con anterioridad, los autores (Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019) también trataron de cuantificar el potencial energético por gradiente salino.

Los datos de entrada para estimar esta energía se obtuvieron de la base de datos de modelo oceánico del HYCOM, el periodo de análisis de los datos fue de 5 años (septiembre 2008-agosto 2018) y solo abarcó una distancia de hasta 100 km de la línea de costa.

Para este tipo de energía fueron requeridos datos adicionales para la estimación del potencial; los datos para medir la descarga de los ríos en México fueron obtenidos de la base de datos global del SAGE (Center of Sustainability and the Global Environment).

Sus estimaciones fueron expuestas en un mapa que presenta la ubicación de los ríos y su potencial correspondiente. Fueron analizados 18 ríos en la parte del Océano Pacífico y 11 en la parte del Océano Atlántico (Golfo de México). Ver **Mapa 52**.

Mapa 52. Potencial por gradiente salino para 29 ríos con estaciones de medición.



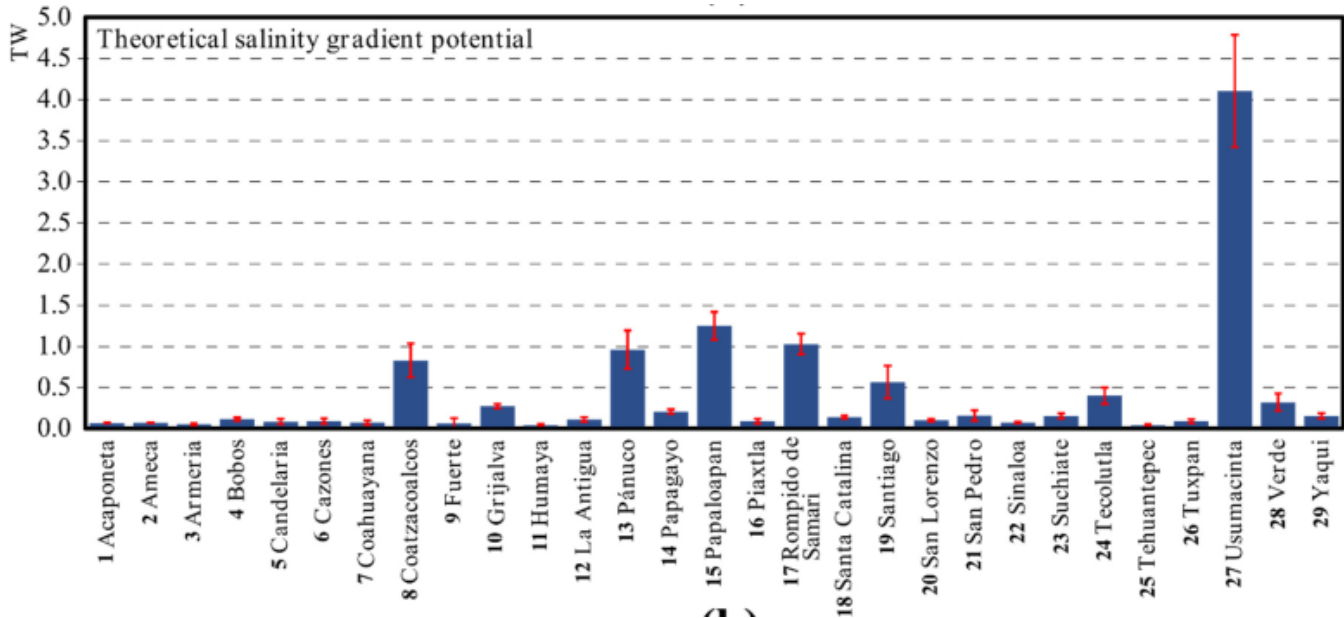
Fuente: (Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019).

Las estimaciones de potencial se dividieron en cinco clasificaciones, que van desde 39 MW hasta 4,100 MW. El río Usumacinta fue el sitio donde se estimó el mayor potencial para este recurso (4.1 ± 0.68 GW).

Los ríos con el potencial por gradiente salino más alto desembocan en el Golfo de México, destacan: Tamaulipas (No. 13, 958.55 ± 232.7 MW), Veracruz (No. 8, 828.58 ± 204.9 MW; No. 15, 1248.48 ± 169.7 MW) y Tabasco (No. 17, 1026.91 ± 126.1 MW).

Por otro lado, en las costas del Pacífico, Nayarit tiene el potencial más alto (No. 19, 564.5 ± 199 MW). Los autores también presentaron el gráfico de generación anual estimado para cada uno de los ríos, este se presenta en el **Gráfico 51**.

Gráfico 51. Potencial de generación media anual por gradiente salino para cada uno de los ríos analizados.



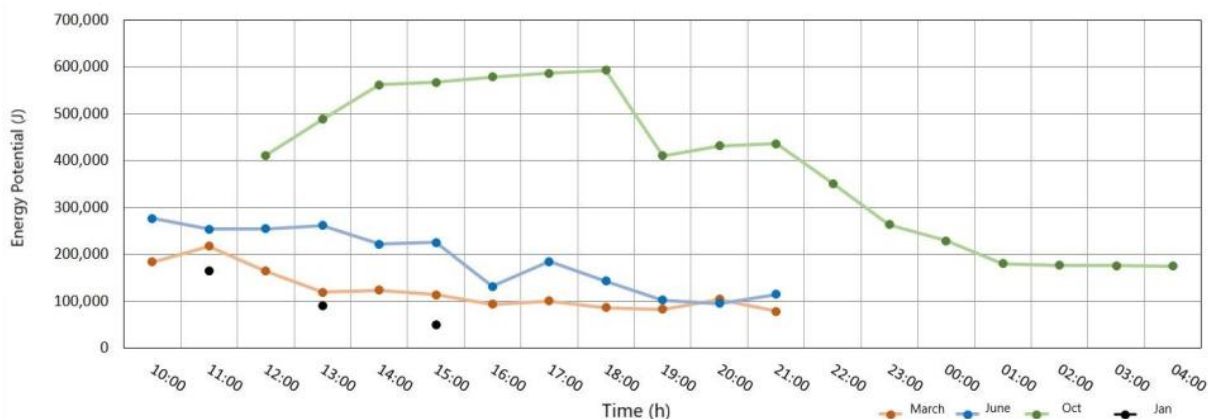
Fuente: (Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019).

Los autores sugieren al final de su investigación que su trabajo debería de ser considerado como un punto de partida en las estimaciones de sitios con potencial energético por gradiente salino; pues es necesario evaluar factores de otras áreas, así como examinar con mayor detalle parámetros como las temporadas de carga y descarga de los ríos.

Por su parte, (Sosa, y otros, 2018) evaluaron el **potencial estacional por gradiente salino en el río Champoton**, ubicado en Campeche. Para esta evaluación el comportamiento de los parámetros fisicoquímicos fue analizado para los periodos con y sin lluvia, asimismo, dos secciones de estudio dentro del río fueron seleccionadas. Los parámetros estudiados fueron la conductividad, la velocidad de flujo, la temperatura y la presión; medidas a diferentes profundidades.

Posteriormente, los autores procesaron los datos y calcularon la salinidad y el flujo para las secciones transversales seleccionadas. Finalmente, el potencial energético por gradiente salino fue calculado con la fórmula de energía libre de Gibbs; considerando una tasa de flujo de $1 \text{ m}^3/\text{s}$ y los datos de salinidad y temperatura el potencial calculado fue de 592,678 J para el mes de octubre, mientras que el potencial más bajo resultó en 49,313.44 J para el mes de enero.

Gráfico 52. Potencial de energía calculada para el río Champoton



Fuente: (Sosa, y otros, 2018).

Los autores argumentaron que 1.3 m³/s de agua dulce mezclada con la misma cantidad de agua salada podría producir energía para suministrar electricidad a 10,000 hogares.

3.10.10 Análisis de resultados

En este apartado se mostrará la recopilación de información con los sitios considerados con potencial por energía oceánica, así como su respectivo potencial de generación. Ver **Tabla 53**.

Tabla 52. Sitios con estudios de potencial por energía oceánica

Entidad	Municipio o Río	Tipo de energía	Potencial estimado (MW)	Autores
Tamaulipas	Sin dato	Undimotriz	2-5 kW/m	(Santiago, 2019)
	Río Pánuco	Gradiente salino	958.55 ± 232.7 MW	(Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019)
Veracruz	Coatzacoalcos	Undimotriz	0.56 kW/m - anual	(Carrillo, Cabrera, Hernández-Escobedo, García, & Agugliaro, 2014)
	Río Coatzacoalcos	Gradiente salino	828.58 ± 204.9 MW	(Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019)
	Río Papaloapan	Gradiente salino	1248.48 ± 169.7 MW	(Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019)
Tabasco	Río Usumacinta	Gradiente salino	4.1 GW	
	Río Rompido de Samari	Gradiente salino	1026.91 ± 126.1 MW	(Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019)
Campeche	Río Champoton	Gradiente salino	592,578 – 49,313 J	(Sosa, y otros, 2018)
Yucatán	Sin dato	Undimotriz	3-6 kW/m	(Santiago, 2019)
Quintana Roo	Canal de Cozumel	Corrientes marinas	0.0075 – 6 MWh/m ² -anual	(Gabriel, Fontes, Garcia, & Silva, 2021)
	Península de Yucatán, cerca de Cozumel	Corrientes marinas	32-176 W/ m ²	(Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019)
	Sin dato	Gradiente térmico	100-200 MW	(Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019)
	Cozumel	Gradiente térmico	65.87 MW y una generación de 402.96 GWh/a	(Ruiz, y otros, 2021)

Baja California	Sin dato	Undimotriz	2-10 kW/m	(Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019)
	San Felipe	Carrera de marea	30-35 kWh/m ²	(Olivares, Haigh, Angeloudis, Lewis, & Neill, 2020)
	Sin dato	Undimotriz	8-14 kW/m	(Santiago, 2019)
Baja California Sur	Sin dato	Undimotriz	2-10 kW/m	(Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019)
	Sin dato	Undimotriz	8 -14 kW/m	(Santiago, 2019)
	Cabo San Lucas	Gradiente térmico	38.66 MW y una generación de 105.95 GWh/a	(Ruiz, y otros, 2021)
Sonora	Golfo de Santa Clara	Carrera de marea	45-50 kWh/m ² y una generación de 125 GWh/a	(Olivares, Haigh, Angeloudis, Lewis, & Neill, 2020)
	Puerto Peñasco	Carrera de marea	30-35 kWh/m ²	(Olivares, Haigh, Angeloudis, Lewis, & Neill, 2020)
	Playa Encanto	Carrera de marea	30-35 kWh/m ²	(Olivares, Haigh, Angeloudis, Lewis, & Neill, 2020)
Sinaloa	Sin dato	Undimotriz	2-10 kW/m	(Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019)
Nayarit	Sin dato	Undimotriz	2-10 kW/m	(Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019)
	Toda la costa	Gradiente térmico	100-200 MW	(Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019)
	Río Santiago	Gradiente salino	564.5 ± 199 MW	(Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019)
Jalisco	Sin dato	Undimotriz	2-10 kW/m	(Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019)
Colima	Sin dato	Undimotriz	2-10 kW/m	(Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019)
	Toda la costa	Gradiente térmico	100-200 MW	(Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019)
	Peña Blanca	Undimotriz	768 kW anuales	(Ramírez, Hernández, & Barros, 2017)
Michoacán	Sin dato	Undimotriz	2-10 kW/m	(Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019)
	Toda la costa	Gradiente térmico	100-200 MW	(Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019)
	Lázaro Cárdenas	Gradiente térmico	70.19 MW y una generación de 402.96 GWh/a	(Ruiz, y otros, 2021)
Guerrero	Sin dato	Undimotriz	2-10 kW/m	(Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019)
	Llano Real	Undimotriz	947 kW anuales	(Ramírez, Hernández, & Barros, 2017)
	Toda la costa	Gradiente térmico	100-200 MW	(Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019)
Oaxaca	Sin dato	Undimotriz	2-10 kW/m	(Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019)
	Santa María Chicometepec	Undimotriz	681 kW anuales	(Ramírez, Hernández, & Barros, 2017)
	Toda la costa	Gradiente térmico	100-200 MW	(Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019)
	Puerto Ángel	Gradiente térmico	71.12 MW	(Ruiz, y otros, 2021)
Chiapas	Sin dato	Undimotriz	2-10 kW/m	(Fontes, Felix, Mendoza, Cueto, & Silva, 2019)

Al analizar los resultados de todas las investigaciones históricas hechas en México, podemos observar que el potencial por olas (undimotriz) podría considerarse en la mayoría de los sitios costeros del país.

Algunos sitios costeros y fuera de costa aún representan un reto, es el caso de la presencia de la industria del petróleo en las costas de Campeche y Veracruz, que es la región del país con las reservas más importantes de petróleo y la principal productora de aceite y gas a nivel nacional; como consecuencia, es necesario una sinergia y comunicación efectiva con la industria del petróleo y el gas durante la etapa de planeación.

Algo similar ocurre para algunas zonas marítimas del país, donde las áreas naturales protegidas y las zonas marítimas con presencia de fauna y flora toman un importante papel como variables a considerar para la toma de decisiones y las estimaciones de potencial; es el caso de las costas de Quintana Roo que cuentan con una gran cantidad de áreas naturales protegidas y sitios de protección de flora y fauna.

Otro aspecto importante es que, la presencia de potencial por gradiente salino sólo se encuentra en aquellas entidades costeras con presencia de ríos importantes, aunque también existe la posibilidad de aprovechar este recurso a pequeña escala.

Algo a destacar es que, hoy en día las tecnologías marinas son las más caras de producir, teniendo costos nivelados de energía muy elevados; esto hace que aún no sean tecnologías competitivas. Además, muchas de ellas aún se encuentran en etapas de desarrollo, esto es aún más significativo en países en vías de desarrollo, como es el caso de México. A pesar de esto, muchos autores mencionan que las tecnologías del océano podrían satisfacer la demanda mundial de energía y que algunas de ellas tienen mayor potencial de generación que otras fuentes renovables.

Debido a las características particulares de estas tecnologías, la gran mayoría de ellas podrían ser más factibles al ser consideradas off-grid o como generación distribuida.

Indudablemente, las tecnologías marinas deberían de ser tomadas en cuenta en los programas de ampliación del gobierno. Asimismo, es necesario brindar más apoyo a las instituciones y empresas que se encargan de evaluar este tipo de energía. La inversión en tecnología y pruebas piloto también es un paso importante para el éxito futuro de las energías marinas

Capítulo 4. Conclusiones

Los resultados obtenidos para cada una de las energías renovables consideradas fueron interesantes. Cada una de ellas presentó sus propias particularidades y retos, de ahí que se trató de abordar cada una de manera diferente.

Primeramente, se observó que las metodologías utilizadas para estimar el potencial renovable presentan mucha similitud, destacando las metodologías basadas en mapas, como GIS.

Similarmente, se observó que las variables que afectan las estimaciones de potencial renovable difieren un poco dependiendo del tipo de tecnología, sin embargo, la gran mayoría de parámetros (también conocidos como parámetros de exclusión o restricciones) pueden considerarse al momento de calcular un potencial energético.

En relación con el potencial de energía para las diversas tecnologías consideradas, la gran mayoría de las estimaciones de potencial se basaron en las bases de datos de AZEL e INEL.

Se encontró que el grado de madurez de la tecnología influyó directamente en los estudios de potencial disponibles.

En torno al potencial de las energías del océano, éstas fueron sin duda las tecnologías más desafiantes y difíciles al momento de analizar un potencial energético, siendo la tecnología eólica marina la de menos estudios llevados a cabo en México y, por el contrario, la tecnología por mareas y olas las de mayor disponibilidad de estudios. Desafortunadamente, no fue posible elaborar un programa de adiciones para estas tecnologías debido a la falta de estudios y la incertidumbre de los resultados.

En lo que respecta a la instalación de paneles fotovoltaicos en presas y embalses, se identificó un amplio potencial, especialmente en embalses de presas y lagos; sin embargo, se sugiere ver este potencial como un escenario máximo, pues aspectos como la aceptación social y la incertidumbre en los cálculos de potencial son variables que afectarán directamente este estimado de capacidad.

Para el potencial al hilo del agua se encontró que prácticamente todo el potencial se encuentra en el Estado de Chiapas, esto hizo que no se elaborara un programa de adiciones.

Por último, para pequeña hidroeléctrica se localizó potencial aprovechable en estructuras hidráulicas preexistentes que podría ayudar a incrementar la generación eléctrica nacional y ser un punto de partida para proyectos de pequeña hidroeléctrica en todo el país.

Una de las mayores contribuciones de este trabajo fue utilizar por primera vez los factores de cambio climático evaluados y obtenidos por la UPE, utilizados para determinar el cambio en el potencial de generación anual hidroeléctrico a causa del cambio climático.

La incertidumbre de las fuentes de información utilizadas en esta tesis es un aspecto que puede afectar la fiabilidad del potencial mencionado en cada una de las tecnologías, así como las propuestas de adiciones de capacidad contempladas.

4.1 Análisis global de resultados

Para poder resumir y tener presente los resultados a los que se llegó en cada una de las tecnologías consideradas, se optó por presentar la **Tabla 54**, que contempla las estimaciones de capacidad final esperadas para el año 2050 y las estimaciones consideradas en el Programa de Ampliación.

Algunas tecnologías no fueron contempladas en el Programa de Ampliación, pero sí fueron analizadas en este trabajo.

Tabla 53. Capacidad meta PAMRNT en comparación con Tesis

Energía	Capacidad PRODESEN 2021 (MW)	Capacidad 2050 PAMRNT(MW)	Capacidad 2050 Tesis (MW)	Diferencia (MW)
Geotermia	976	1,376	3,535	+ 2,159
Eólica	7,692	36,601	37,269	+ 668
Fotovoltaica	7,025	56,596	55,220	- 1,376
Hidroeléctrica con embalse	12,614	17,799	22,882	+ 5,083
Bioenergía	409	1,171	1,245	+ 74
Concentración solar	0	5,300	-	N/A
GD-FV	0	13,178	-	N/A
Solar en embalses & cortinas	-	-	18,649	N/A
Hidro al hilo del agua	-	-	2,300	N/A
Hidro a pequeña escala en infraestructura hidráulica	-	-	484	N/A
Total	28,716	132,021.0	141,584	

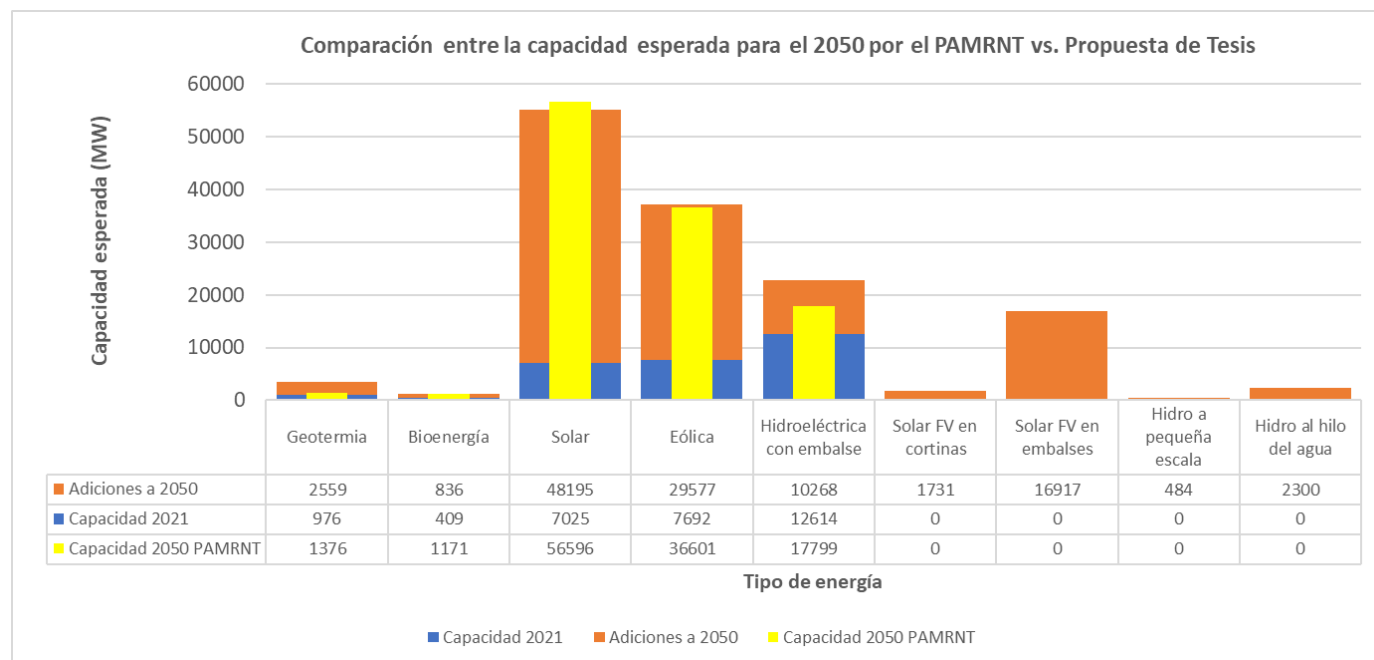
Con las adiciones de capacidad propuestas se podría alcanzar una potencia para el año 2050 de 141,584 MW con energías renovables, mientras que la meta trazada en el Programa de Ampliación tiene contemplado 132,021 MW; la diferencia de capacidad ronda los 9,000 MW.

Para todas las tecnologías se propuso una capacidad esperada mayor a la contemplada en el PAMRNT, excepto para la tecnología solar fotovoltaica. En el mismo sentido, también puede argumentarse que el Programa de Ampliación apuesta mucho por el potencial solar, contemplando tres diferentes tecnologías de aprovechamiento y siendo la tecnología con la mayor capacidad instalada para el año 2050.

Respecto a las energías oceánicas, para el caso de la energía eólica fuera de costa el valor de potencial instalable varía desde un valor de 5.61 GW hasta 1,300 GW. Mientras que, para el caso de la energía por mareas, olas, gradiente térmico y salino; el potencial instalable mínimo es del orden de 9,500 MW.

El **Gráfico 53** se elaboró para contemplar de mejor manera la diferencia que existe entre la capacidad esperada para el 2050 según el PAMRNT en comparación con la capacidad esperada en la presente tesis. Los valores son muy similares para la mayoría de las tecnologías, siendo la hidroeléctrica con embalse la que presenta la mayor diferencia.

Gráfico 53. Comparación entre capacidad final esperada a 2050 según el PAMRNT vs. Propuesta de tesis



También se elaboró una tabla que resume el potencial estimado utilizado *versus* el potencial total estimado. Los detalles se presentan en la **Tabla 55**.

Tabla 54. Potencial utilizado para las propuestas de adiciones y generación anual estimada

Tecnología	Potencial total estimado (MW) ⁵⁵	Potencial utilizado (MW)	Generación estimada (GWh/a)	Factor de planta promedio estimado	Porcentaje de potencial utilizado
Geotermia	2,559	2,559	19,531	0.8711	100%
Bioenergía	1,490	836	9,093	0.7329	100%
Solar	132,335	48,196	93,493	0.2214	36%
Eólica	151,708	29,577	70,362	0.2716	19%
Hidroeléctrica con embalse	10,270	10,270	25,299	0.2812	100%
Solar en embalses & cortinas	18,648	18,648	40,746	0.2494	100%
Hidro a pequeña escala en infraestructura hidráulica	484	484	1,697	0.3999	100%
Hidro al hilo del agua	2,300	2,300			100%

Se observa que para la mayoría de las fuentes renovables analizadas se utilizó el 100% del potencial estimado (encontrado en las bases de datos públicas); esto no pasa para las

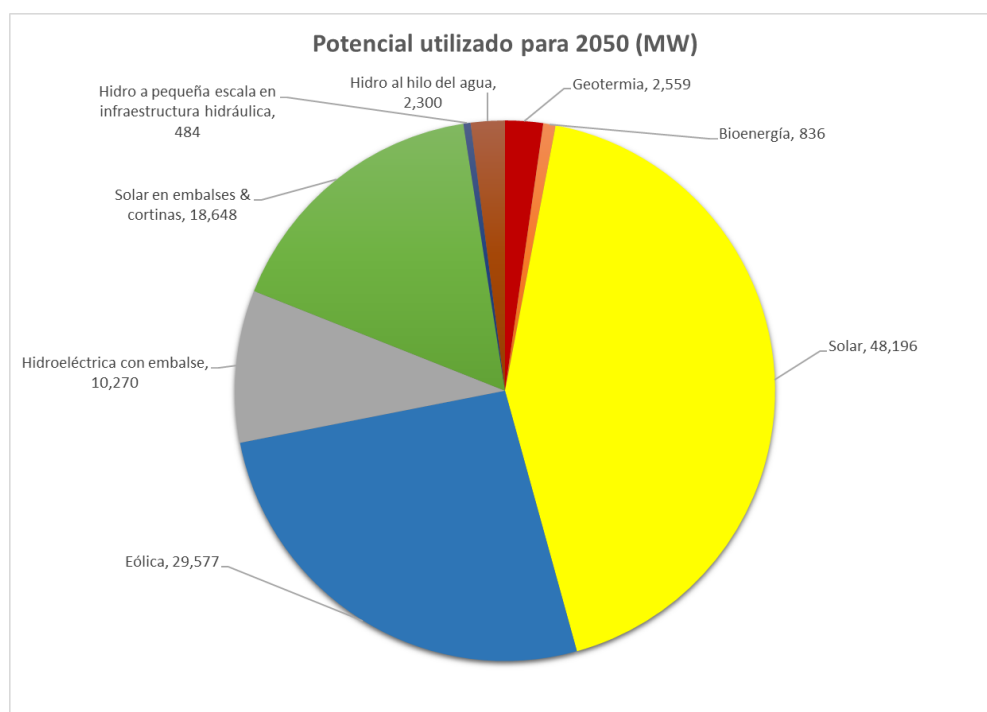
⁵⁵ Potencial adicional a la capacidad existente en el año 2021

tecnologías solar fotovoltaica y eólica donde se observa que sólo se ocupó el 36% y el 19%, respectivamente. Esto fue debido a que el potencial para estas dos fuentes de energía es muy alto, además de que se espera proponer una matriz diversificada.

En consecuencia, (si fuera requerido) es posible considerar la instalación de un potencial mayor para ambas tecnologías, aunque en algunos estados sí se utilizó el 100% de potencial.

Finalmente, se presenta el **Gráfico 54** donde se ilustra la presencia de cada una de las fuentes de energía consideradas respecto al total. La tecnología solar fotovoltaica abarca casi el 50% de las adiciones consideradas, es seguida de la energía eólica, que aproximadamente representa el 25%; el potencial restante está repartido entre las tecnologías restantes, siendo la tecnología pequeña hidroeléctrica la de menor potencial instalado.

Gráfico 54. Potencial estimado esperado para 2050 (MW)



Para finalizar, me gustaría enfatizar que el proceso de cuantificación y estimación de potencial renovable es un proceso dinámico y cambiante, que requiere de un trabajo continuo y la ejecución de las mejores prácticas para la obtención de resultados exitosos y confiables. Así pues, el presente trabajo podría servir como punto de partida para este proceso.

Es requerido también un equipo de trabajo multidisciplinario pues, durante la evaluación de potencial renovable son consideradas variables no sólo cuantitativas, sino también cualitativas.

Bibliografía

- ASOLMEX. (10 de Mayo de 2021). Obtenido de Iniciativa Solar para el impulso de la energía solar fotovoltaica de gran escala: <https://asolmex.org/2021/05/10/iniciativa-solar-para-el-impulso-de-la-energia-solar-fotovoltaica-de-gran-escala/>
- AZEL. (10 de agosto de 2018). *Metodología de evaluación de la energía de biomasa*. Obtenido de https://dgel.energia.gob.mx/azel/Methodologias/Methodologia_energia_biomasa.html
- Cámara de diputados. (11 de Agosto de 2014). *Ley de energía geotérmica* . Obtenido de <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/leg.htm>
- Carrillo, A. G., Cabrera, R. R., Hernández-Escobedo, Q., García, A. F., & Agugliaro, F. M. (27 de Noviembre de 2014). *Wave energy resource assessment at southern coast of the Gulf of Mexico*. Obtenido de <https://revistas.unal.edu.co/index.php/dyna/article/view/45530/59284>
- Casarín, R. S., Vanegas, G. P., Lara, J. G., & Delgado, A. F. (2017). *Centro Mexicano de Innovación en Energía Océano*. Obtenido de <https://www.cemieoceano.mx/libros/libros.php>
- CEMIE-Hidro. (2017). *IMTA*. Obtenido de <https://www.imta.gob.mx/biblioteca/libros/Potencial-Hidroelectrico-Mexico-1era-Parte.pdf>
- CEMIE-Hidro. (2017). *Instituto Mexicano de Tecnología del Agua*. Obtenido de <https://www.imta.gob.mx/biblioteca/libros/CEMIE-HIDRO-02.pdf>
- CEMIE-Oceáno. (2019). *El futuro de las energías marinas en México* . Obtenido de <https://cemieoceano.mx/downloads/libros/capitulos/Cap%20CEMIE-Oc%C3%A9ano,%20En%20T%C3%B3picos%20Sostenibilidad%20Mares%20y%20Costas%20Mexicanos,%20201911.pdf>
- CFE, Sener. (2021). *Atlas Nacional de Biomasa*. México.
- CONAFOR . (21 de Junio de 2017). *Manual para la elaboración de proyectos de generación de energía a partir de biomasa forestal*. Obtenido de <https://www.gob.mx/conafor/documentos/manual-para-la-elaboracion-de-proyectos-de-generacion-de-energia-a-partir-de-biomasa-forestal>
- Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. (Octubre de 2021). *Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación*. Obtenido de https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/Hidro%CC%81geno_Tamaulipas_AE.pdf
- Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. (Octubre de 2021). *The German-Mexican Energy partnership* . Obtenido de https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/Hidro%CC%81geno_Tamaulipas_AE.pdf
- EIA. (17 de Diciembre de 2021). *Geothermal explained* . Obtenido de <https://www.eia.gov/energyexplained/geothermal/geothermal-power-plants.php>

- Enel Green Power . (22 de mayo de 2022). *Enel Green Power*. Obtenido de <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-marina/energia-undimotriz>
- Fontes, J. V., Felix, A., Mendoza, E., Cueto, Y. R., & Silva, R. (2019). On the Marine Energy Resources of México. *Journal of Marine Science and Engineering* , 1-20.
- Gabriel, J. F., Fontes, J. V., Garcia, H. F., & Silva, R. (2021). Assessing Hydrokinetic Energy in the Mexican Caribbean: A case study in the Cpzumel Channel. *Energies* , 1-23.
- Galvez, G. H., Liévano, D. C., Martínez, O. S., Danguillecourt, O. L., Portela, J. D., Narcía, A. T., . . . E., Q. H. (12 de mayo de 2022). Harnessing Offshore Wind Energy along the Mexican Coastline in the Gulf of Mexico: An Exploratory Study including sustainability Criteria. *Sustainability* , 14, 1-26. doi:<https://doi.org/10.3390/su14105877>
- Gobierno de la República. (2013). *Estrategia Nacional de Cambio Climático. Visión 10-20-40*. Obtenido de <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/41978/Estrategia-Nacional-Cambio-Climatico-2013.pdf>
- Hiriart, D. G. (2011). *Evaluación de la Energía Geotérmica en México*. Ciudad de México: Banco Interamericano del desarrollo y la Comisión Reguladora de Energía.
- Iberdrola. (3 de junio de 2022). *¿Sabes cómo funcionan los parque eólicos marinos?* Obtenido de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/como-funciona-la-energia-eolica-marina#:~:text=La%20energ%C3%ADa%20e%C3%B3lica%20marina%20es,a%20la%20inexistencia%20de%20barreras>.
- IBERDROLA. (2022). *IBERDROLA México Renovables*. Obtenido de <https://www.iberdrolarenovablesmexico.com/parque-eolico-santiago-eolico/>
- IEA. (2016). *Mexico Energy Outlook*. París, Francia : International Energy Agency . Recuperado el 19 de junio de 2022, de <https://www.iea.org/reports/mexico-energy-outlook-2016>
- IEA Bioenergy . (2022). *Bioenergy, a sustainable solution*. Obtenido de <https://www.ieabioenergy.com/bioenergy-a-sustainable-solution/>
- INEEL. (2021). *Proyecto Atlas Eólico Mexicano*. Obtenido de <https://aems.ineel.mx/aemdata/About.aspx>
- Instituto de Investigaciones Eléctricas. (Octubre de 2012). *Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias* . Obtenido de <https://www.ineel.mx/docu/Guia-RSU.pdf>
- IRENA & KTH. (2014). *Estimating the renewable energy potential in Africa: A GIS-Based approach*. Obtenido de file:///C:/Users/migue/Downloads/IRENA_Africa_Resource_Potential_Aug2014.pdf
- IRENA. (2020). *International Renewable Energy Agency*. Obtenido de <https://www.irena.org/bioenergy>
- IRENA; SENER. (Mayo de 2015). *IRENA* . Obtenido de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_REmap_Mexico_report_2015.pdf

- Jonathan Bosh; Lain Staffell; Adam G. Hawkes. (15 de noviembre de 2018). Temporally explicit and spatially resolved global offshore wind energy potentials. *Energy*, 163, 766-781.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.08.153>
- Leal, M. L. (2022). *Modelo Geotérmico conceptual y evaluación prospectiva del área Laguna Salada, Baja California Norte, México*. Ciudad de México: Instituto Politécnico Nacional.
- Magar, V., Gross, M. S., & García, L. G. (2 de octubre de 2017). Offshore wind energy resource assessment under techno-economic and social-ecological constraints. *Ocean & Coastal Management* (152), 77-87.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2017.10.007>
- Millares, C. A. (2015). Aprovechamiento de residuos sólidos urbanos (RSU). *Boletín Instituto de Investigaciones Eléctricas*, 73-79.
- Muhammad, N., Ziad, A., Muhammad, B., Hafiz, S., & Hafiz, I. (2020). Environmental impacts and risk factors of renewable energy paradigm - a review. (Springer, Ed.) *Environmental Science and Pollution Research*, 11. doi:<https://doi.org/10.1007/s11356-020-09751-8>
- National Renewable Energy Laboratory. (2018). *Renewable energy data, analysis and decisions: a guide for practitioners*. United States: NREL. Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/68913.pdf>
- NREL. (Agosto de 2016). *Estimating renewable energy economic potential in the United States: Methodology and Initial Results*. Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/64503.pdf>
- Ocean Energy Europe . (28 de mayo de 2022). *Ocean Energy Europe* . Obtenido de <https://www.oceanenergy-europe.eu/ocean-energy/tidal-energy/>
- Ocean Energy Forum. (2016). *Ocean Energy Europe*. Obtenido de <https://www.oceanenergy-europe.eu/wp-content/uploads/2017/10/OEF-final-strategic-roadmap.pdf>
- Olivares, C. J., Haigh, I. D., Angeloudis, A., Lewis, M. J., & Neill, S. P. (16 de marzo de 2020). *Tidal range energy resource assessment of the Gulf Of California, Mexico*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148120304110>
- Peña, A. I. (2013). *Tesis: Estimación del clima marítimo y la energía del oleaje disponible en las costas mexicanas* . Obtenido de https://repositorio.unam.mx/contenidos?c=B11MOO&d=false&q=*&i=6&v=1&t=search_0&as=0
- Ramírez, X. G., Hernández, I. A., & Barros, H. P. (23 de Noviembre de 2017). *IMTA*. Obtenido de <http://www.revistatyca.org.mx/index.php/tyca/article/view/1429>
- Reyes, D. A., Hernández, O. R., & Laguna, A. J. (18 de marzo de 2022). Potential zones for offshore wind power development in the Gulf of Mexico using reanalyses data and capacity factor seasonal analysis. *Energy for Sustainable Development*(68), 211-219. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082622000424>
- Rios, M., & Kaltschmitt, M. (2013). Bioenergy potential in Mexico: status and perspectives on a high spatial distribution. *Biomass conversion and biorefinery*, 239-254.

- Romo-Jones, J. M., Gutiérrez-Negrín, L. C., & Canchola-Félix, I. (Febrero 2021). *2020 Mexico country report*. IEA Geothermal.
- Ruiz, E. P., Silva, R., Cueto, Y. R., Huante, A. G., González, J. O., Martínez, M. L., . . . Estrada, S. C. (2021). Criteria for optimal site selection for Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) plants in Mexico. *Energies* , 1-23.
- Santiago, E. I. (2014). Obtenido de https://repositorio.unam.mx/contenidos/optimizacion-de-un-dispositivo-undimotriz-de-tipo-boya-flotante-74368?c=pab0j5&d=false&q=*. *&i=6&v=1&t=search_0&as=0
- Santiago, E. I. (febrero de 2019). *Tesis: Potencial de la energía undimotriz en costas mexicanas y usos potenciales*. Obtenido de <https://cemieoceanico.mx/Tesis/pdf/GarciaSEI%202019%20-%20Potencial%20de%20la%20energía%20undimotriz.pdf>
- Secretaría de Energía. (10 de agosto de 2017). *Atlas Nacional de Zonas con Alto potencial de Energía Limpias*. Obtenido de <https://www.gob.mx/sener/es/articulos/atlas-nacional-de-zonas-con-alto-potencial-de-energias-limpias?idiom=es>
- Secretaría de Energía. (2017). *Metodología Atlas Nacional de Energía Geotérmica*. Obtenido de <https://dgel.energia.gob.mx/inel/Metodologia/geo.html>
- Secretaría de Energía. (1 de 1 de 2021). *PENDIENTE*. Obtenido de PENDIENTE.
- SEMARNAT . (1 de marzo de 2017). *Residuos sólidos urbanos y de manejo especial*. Obtenido de <https://www.gob.mx/semarnat/acciones-y-programas/residuos-solidos-urbanos-y-de-manejo-especial>
- SENER. (30 de septiembre de 2017). *Inventario Nacional de Energía Limpias*. Obtenido de <https://dgel.energia.gob.mx/inel/>
- Sosa, I. M., Vanegas, G. P., Cutz, F. E., Serratos, B. E., Chez, E. A., & Gala, M. K. (2018). *Seasonal Assessment of the energetic potential associated with salinity gradient: Champoton river, México*. Obtenido de <https://www.cemioceanico.mx/congresos/PDF/SEASONAL%20ASSESSMENT%20OF%20THE%20ENERGETIC%20POTENTIAL%20ASSOCIATED%20WITH%20SALINITY%20GRADIENT%20CHAMPOTON%20RIVER,%20MEXICO.pdf>
- Universidad Autónoma de Chihuahua; UNAM; Asociación Mexicana de Ciencias para el Desarrollo Regional A.C. (16 de Noviembre de 2020). *Repositorio Universitario del Instituto de Investigaciones Económicas*. Obtenido de <http://ru.iiec.unam.mx/5247/#:~:text=Se%20determin%C3%B3%20que%20el%20estado,295%20kWh%2Fm%2Fa%C3%B1o.>
- Zalk, J. V., & Behrens, P. (25 de Agosto de 2018). The spatial extent of renewable and non-renewable power generation: A review and meta-analysis of power densities and their application in the U.S. *Energy Policy* , 83-91. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.08.023>

Siglas y acrónimos

RC	Región de Control
FP	Factor de Planta
AZEL	Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias
INEL	Inventario Nacional de Energías Limpias
CRE	Comisión Reguladora de Energía
MW	Megavatio
EGS	Enhanced Geothermal System (Sistema geotermal mejorado)
PAMRNT	Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Nacionales de Transmisión
UPE	Unidad de Planeación Energética
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
GHI	Global Horizontal Irradiation (Irradiación global horizontal)
DNI	Direct Normal Irradiance (Irradiación normal directa)
IMTA	Instituto Mexicano de Tecnología del Agua
SEMARNAT	Secretaría de Medioambiente y Recursos Naturales
CONAFOR	Comisión Nacional Forestal
CFE	Comisión Federal de Electricidad
PAPIIT	Programa de Apoyo a Proyectos de Investigación e Innovación Tecnológica
NREL	National Renewable Energy Laboratory

Unidades de medida

tMS	Toneladas métricas secas
MW	Megavatio
kW	Kilovatio
J	Joule
TJ	Terajoule
SV	Sievert, unidad de medida del SI que equivale a J/kg
GWh/a	Giga watt hora anual